

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK:

**Potensi Radiasi Surya,
Perancangan Inverter Tanpa Transformator,
dan Aplikasinya**

PENULIS:

**Ir. Muhammad Irwanto, ST., MT., PhD., IPM
Prof. Dr. Ir. Muhamad Haddin, MT
Dr. Ir. Mahdi Syukri, ST., MT., IPM
Ir. Ts. Dr. Baharuddin Ismail, B.Eng., M.Sc
Dr. Ir. Rimbawati., ST., MT., IPM**

PENERBIT UNPRI PRESS

2026

Energi Surya dan Teknologi Fotovoltaik: Potensi Radiasi Surya, Perancangan Inverter Tanpa Transformator, dan Aplikasinya

PENULIS

Ir. Muhammad Irwanto, ST., MT., PhD., IPM

Prof. Dr. Ir. Muhamad Haddin, MT

Dr. Ir. Mahdi Syukri, ST., MT., IPM

Ir. Ts. Dr. Baharuddin Ismail, B.Eng., M.Sc

Dr. Ir. Rimbawati., ST., MT., IPM

EDITOR

Yonata Laia, M.Kom



Hak Cipta dilindungi undang-undang Dilarang memperbanyak sebagian atau seluruh isi buku ini dalam bentuk dan cara apapun tanpa izin tertulis dari penerbit.

Energi Surya dan Teknologi Fotovoltaik: Potensi Radiasi Surya, Perancangan Inverter Tanpa Transformator, dan Aplikasinya

Penulis : Ir. Muhammad Irwanto, ST., MT., PhD., IPM; Prof. Dr. Ir. Muhamad Haddin, MT;
Dr. Ir. Mahdi Syukri, ST., MT., IPM; Ir. Ts. Dr. Baharuddin Ismail, B.Eng., M. Sc;
Dr. Ir. Rimbawati., ST., MT., IPM

Editor : Yonata Laia, M.Kom

Desain Isi : Ir. Muhammad Irwanto, ST., MT., PhD., IPM

Desain Cover : Ir. Muhammad Irwanto, ST., MT., PhD., IPM

PENERBIT :

Unpri press

(Anggota IKAPI)

Isbn : 978-623-8299-52-2 (PDF)

Copyright © 2026

Kampus 2 Universitas Prima Indonesia

Jl. Sampul No. 4, Medan

E-mail: unpripress@unprimdn.ac.id

ABSTRAK

Buku *Energi Surya dan Teknologi Fotovoltaik: Potensi Radiasi Surya, Perancangan Inverter Tanpa Transformator, dan Aplikasinya* membahas pemanfaatan energi surya melalui teknologi fotovoltaik, mulai dari karakteristik radiasi surya, estimasi potensi energi surya, hingga perancangan dan penerapan inverter fotovoltaik tanpa transformator (*transformerless photovoltaic inverter/TPVI*). Radiasi surya yang mencapai permukaan bumi terdiri atas radiasi langsung, radiasi difus, dan radiasi terpantul yang secara keseluruhan membentuk radiasi global. Informasi mengenai radiasi global sangat penting dalam menentukan potensi pembangkitan listrik fotovoltaik karena intensitas radiasi yang diterima modul berpengaruh terhadap energi listrik yang dihasilkan.

Keterbatasan instrumen dan data pengukuran radiasi surya pada suatu wilayah dapat menjadi kendala dalam perencanaan sistem fotovoltaik. Buku ini membahas metode estimasi radiasi surya menggunakan metode Hargreaves, regresi linear, dan kombinasi kedua metode tersebut. Penerapan metode tersebut disajikan melalui studi kasus di Perlis, Malaysia Utara, dan Medan, Indonesia, untuk memberikan gambaran mengenai potensi energi surya pada masing-masing wilayah. Kajian ini juga memperlihatkan pentingnya karakteristik radiasi surya dalam memperkirakan kinerja dan potensi pembangkitan listrik dari sistem fotovoltaik.

Pembahasan selanjutnya difokuskan pada perancangan inverter fotovoltaik tanpa transformator (*transformerless photovoltaic inverter/TPVI*) yang berfungsi mengubah energi listrik arus searah (*direct current/DC*) dari sistem fotovoltaik menjadi energi arus bolak-balik (*alternating current/AC*). Perancangan mencakup simulasi inverter multilevel menggunakan teknik Waktu Tunda Fase Maksimum yang Sama dan Teknik Pembagian Waktu Berdasarkan Tingkat Tegangan, kemudian dilanjutkan dengan implementasi perangkat keras. Sistem TPVI terdiri atas rangkaian penggerak pulsa (*pulse driver*), inverter jembatan penuh (*full-bridge inverter*), dan koreksi faktor daya (*power factor correction/PFC*). Untuk memenuhi kebutuhan daya yang lebih besar, beberapa inverter jembatan penuh dapat diparalelkan sehingga kapasitas daya sistem dapat ditingkatkan.

Kinerja TPVI diuji pada berbagai beban AC, yaitu kulkas 66 W, kipas angin 80 W, komputer pribadi, gergaji listrik (*jigsaw*) 480 W, dan lampu halogen 500 W. Parameter yang diamati meliputi tegangan dan arus keluaran serta distorsi harmonisa total (*total harmonic distortion/THD*). Dengan mengintegrasikan kajian energi surya, estimasi radiasi, sistem fotovoltaik, perancangan inverter tanpa transformator, simulasi, implementasi perangkat keras, dan pengujian pada berbagai beban AC, buku ini diharapkan dapat menjadi referensi bagi mahasiswa, akademisi, peneliti, dan praktisi dalam memahami serta mengembangkan teknologi fotovoltaik dan sistem konversi energi surya untuk berbagai kebutuhan kelistrikan.

Kata kunci: energi surya, radiasi surya, fotovoltaik, estimasi radiasi, inverter tanpa transformator, inverter multilevel, THD

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas rahmat dan karunia-Nya sehingga buku *Energi Surya dan Teknologi Fotovoltaik: Potensi Radiasi Surya, Perancangan Inverter Tanpa Transformator, dan Aplikasinya* ini dapat diselesaikan. Buku ini disusun untuk memberikan pemahaman mengenai pemanfaatan energi surya melalui teknologi fotovoltaik, mulai dari karakteristik dan potensi radiasi surya, estimasi radiasi menggunakan metode Hargreaves, regresi linear, dan kombinasi keduanya, hingga perancangan serta penerapan inverter fotovoltaik tanpa transformator. Studi mengenai estimasi radiasi surya disajikan melalui kasus di Perlis, Malaysia Utara, dan Medan, Indonesia. Selanjutnya, pembahasan diarahkan pada perancangan inverter multilevel, pengembangan rangkaian penggerak pulsa, inverter jembatan penuh, dan koreksi faktor daya, baik untuk aplikasi daya rendah maupun daya tinggi. Implementasi sistem TPVI juga dibahas melalui pengujian pada berbagai beban AC, seperti kulkas, kipas angin, komputer pribadi, gergaji listrik (*jigsaw*), dan lampu halogen, dengan parameter pengujian meliputi tegangan, arus, serta distorsi harmonisa total .

Buku ini diharapkan dapat menjadi salah satu referensi bagi mahasiswa, dosen, peneliti, praktisi, dan pembaca yang memiliki minat terhadap energi terbarukan, sistem fotovoltaik, elektronika daya, dan teknologi konversi energi listrik. Materi yang disajikan diharapkan dapat membantu pembaca memahami keterkaitan antara potensi radiasi surya, pembangkitan listrik fotovoltaik, serta teknologi inverter dalam pemanfaatan energi surya untuk berbagai aplikasi kelistrikan. Penulis menyadari bahwa buku ini masih memiliki keterbatasan dan terbuka terhadap pengembangan lebih lanjut sejalan dengan perkembangan teknologi energi terbarukan. Penulis menyampaikan terima kasih kepada semua pihak yang telah memberikan dukungan, bantuan, dan kontribusi dalam penyusunan buku ini. Semoga buku ini dapat memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan, penelitian, pendidikan, dan penerapan teknologi energi surya yang efisien, andal, dan berkelanjutan.

Medan, 2026,

Penulis

DAFTAR ISI

ABSTRAK	iii
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR TABEL.....	ix
DAFTAR GAMBAR	x
BAB I PENDAHULUAN ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK.....	1
Perkembangan Kebutuhan Energi Listrik.....	1
Energi Surya sebagai Sumber Energi Terbarukan	5
Konsep Dasar Sistem Fotovoltaik	7
Permasalahan dalam Pemanfaatan Energi Surya.....	13
BAB III RADIASI SURYA DAN POTENSI PEMBANGKIT LISTRIK FOTOVOLTAIK.....	16
Radiasi Surya.....	16
Iradiansi Surya Pada Permukaan Modul PV	19
Sudut Kemiringan Modul PV	20
Iradiansi Surya Langsung	21
Iradiansi Surya Difus	24
Iradiansi Surya Terpantul.....	25
Kinerja Modul Fotovoltaik pada Berbagai Sudut Kemiringan di Perlis, Malaysia Utara.....	25
Iradiansi Surya dan Sudut Kemiringan Optimal Modul Fotovoltaik di Tanjung Morawa, Sumatera Utara, Indonesia	35
BAB III ESTIMASI RADIASI SURYA DAN KINERJA FOTOVOLTAIK.....	42

Model Hargreaves.....	42
Regresi Linear.....	43
Kombinasi Model Hargreaves dan Regresi Linear (KMHRL)	44
Validasi Dengan Analisis Statistik.....	44
Pemodelan Matematis Kinerja Modul PV	46
Estimasi Kapasitas Energi yang Dihasilkan oleh Modul PV	47
Estimasi Radiasi Surya di Perlis, Malaysia Utara	48
Estimasi Iradiansi Surya di Medan Menggunakan Metode Hargreaves untuk Penilaian Potensi Pembangkitan Listrik Fotovoltaik	58
BAB IV MODUL FOTOVOLTAIK DAN KINERJA SISTEM	63
Material Modul Fotovoltaik.....	63
Karakterisasi I-V.....	68
Karakteristik Listrik Modul Fotovoltaik Silikon Polikristalin Tipe 50(17) P800x541	74
Kinerja Modul Fotovoltaik dalam Kondisi Bayangan Parsial.....	77
BAB V PERANCANGAN INVERTER BERTENAGA FOTOVOLTAIK TANPA TRANSFORMATOR.....	85
Defenisi dan Prinsip Kerja Inverter	85
Aplikasi Inverter pada Sistem Energi Terbarukan.....	86
Jenis-jenis Inverter dan Topologinya.....	88
Inverter Bertenaga Fotovoltaik Tanpa Transformator Dengan Menggunakan Teknik Waktu Tunda Fase Maksimum yang Sama.....	95
Multilevel Inverter Bertenaga Fotovoltaik Tanpa Transformator Dengan Menggunakan Teknik Pembagian Waktu Berdasarkan Tingkat Tegangan	105
BAB VI IMPLEMENTASI DAN APLIKASI SISTEM INVERTER BERTENAGA FOTOVOLTAIK TANPA TRANSFORMATOR.....	128

Pendahuluan	128
Konfigurasi Sistem TPVI dan Prinsip Kerjanya.....	129
Usulan Teknik Reduksi Harmonisa Pada TPVI Satu Fasa Tiga Tingkat	135
Peningkatan Kapasitas Daya Sistem TPVI.....	137
Perancangan Papan Sirkuit Cetak Sistem TPVI Tiga Tingkat Satu Fasa	140
Prosedur untuk Menghasilkan Bentuk Gelombang Tegangan AC Satu Fasa Tiga Tingkat	148
Karakteristik Keluaran, Serta Penerapan Sistem TPVI Pada Beban Listrik	151
Daftar Referensi.....	162
Biografi Penulis.....	175

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Parameter listrik modul PV silikon multikristalin BP SX 60...	31
Tabel 2. 2 Kinerja modul PV pada berbagai tingkat irradiansi surya dan sudut kemiringan	32
Tabel 3. 1 Deskripsi data yang hilang dari Stasiun Meteorologi di Chuping (2006 hingga 2008).....	49
Tabel 3. 2 Koefisien regresi	53
Tabel 3. 3 Radiasi surya minimum, maksimum, rata-rata, serta total, baik yang terukur maupun yang diestimasi.....	55
Tabel 3. 4 Analisis statistik	58
Tabel 4.1 Karakteristik listrik modul fotovoltaik silicon plokristalin tipe 50(17) P800x541	76
Tabel 4. 2 Parameter listrik modul fotovoltaik	77
Tabel 4. 3 Kinerja modul fotovoltaik pada STC	80
Tabel 5.1 Perbandingan keunggulan, kekurangan dan aplikasi dari topologi inverter.....	94
Tabel 5.2 Waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk setiap MOSFET pada periode 0,02 detik	100
Tabel 5.3 Perbandingan antara lembar data dan hasil simulasi untuk modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC	102
Tabel 5.4 Perbandingan parameter kelistrikan modul PV.....	112
Tabel 5.5 Faktor pembagi, n , V_{THD} , dan C_{THD} dari bentuk gelombang tegangan 11-tingkat	126
Tabel 6.1 Sudut tegangan nol dan maksimum, β dan α	136
Tabel 6.2 C_{THD} dari TPVI satu fase dicatat setiap menit.....	161

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Sistem fotovoltaik. (Gambar dihasilkan dengan NotebookLM)	12
Gambar 2.1 Radiasi surya pada atmosfer bumi	18
Gambar 2.2 Iradiansi surya total pada permukaan miring modul PV	19
Gambar 2.3 Sudut ketinggian (altitude) surya pada tengah hari surya	21
Gambar 2.4 Sudut datang, θ antara garis normal terhadap permukaan modul PV dan iradiansi berkas sinar surya yang datang	22
Gambar 2.5 Ilustrasi sudut azimuth, ϕ_p dan sudut kemiringan PV, Σ serta sudut azimuth, ϕ_s dan sudut ketinggian surya, β . Nilai sudut azimuth bernilai positif ke arah tenggara dan negatif ke arah barat daya	24
Gambar 2.6 Peta Perlis memiliki garis lintang 60 29' N (Daut dkk., 2010)	26
Gambar 2.7 Sudut kemiringan modul PV di Perlis, Malaysia	26
Gambar 2.8 Iradiansi surya pada sudut kemiringan modul PV	27
Gambar 2.9 Iradiansi surya bulanan minimum, maksimum, dan rata-rata pada sudut kemiringan modul PV	28
Gambar 2.10 Iradiansi surya sepanjang tahun pada berbagai sudut kemiringan modul PV	29
Gambar 2.11 Total iradiansi surya tahunan pada berbagai sudut kemiringan modul PV	30
Gambar 2.12 Kinerja modul PV pada berbagai tingkat iradiansi surya dan sudut kemiringan	32
Gambar 2.13 Daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu	33
Gambar 2.14 Efisiensi modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu	33
Gambar 2.15 Daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu	34
Gambar 2.16 Efisiensi modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu	35
Gambar 2.17 Peta Tanjung Morawa dengan koordinat 3,530 LU dan luas wilayah daratan 131,75 km ² (Irwanto, 2015)	36

Gambar 2.18 Sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa, Indonesia	37
Gambar 2.19 Iradiansi surya pada sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa, Indonesia	38
Gambar 2.20 Iradiansi surya sepanjang tahun pada berbagai sudut kemiringan modul PV.....	39
Gambar 2.21 Total iradiansi surya tahunan pada berbagai sudut kemiringan modul PV	40
Gambar 2.22 Iradiansi surya tahunan rata-rata pada berbagai sudut kemiringan modul PV	41
Gambar 3.1 Suhu sepanjang tahun 2006 yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis	50
Gambar 3.2 Suhu selama bulan Maret hingga Juni 2011 yang tercatat oleh stasiun Klaster EEIES di Kangar, Perlis.....	51
Gambar 3.3 Suhu rata-rata bulanan yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis, untuk tahun 2006	52
Gambar 3.4 Suhu rata-rata bulanan yang tercatat oleh stasiun EEIES Cluster di Kangar, Perlis, untuk bulan Maret hingga Juni 2011	53
Gambar 3.5 Radiasi surya harian yang tercatat di stasiun Chuping sepanjang tahun 2006	54
Gambar 3.6 Radiasi surya harian yang tercatat di stasiun Klaster EEIES sepanjang bulan Maret hingga Juni 2011	55
Gambar 3.7 Rata-rata bulanan radiasi surya yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis, untuk tahun 2006	56
Gambar 3.8 Rata-rata bulanan radiasi matahari yang tercatat oleh stasiun EEIES Cluster di Kangar, Perlis, untuk bulan Maret hingga Juni 2011	57
Gambar 3.9 Peta Medan memiliki koordinat lintang 3,580 LU.....	59
Gambar 3.10 Suhu minimum, maksimum, dan rata-rata bulanan	60
Gambar 3.11 Radiasi surya bulanan dalam MJ/m ²	60
Gambar 3.12 Radiasi surya bulanan dalam Wh/m ²	61
Gambar 3.13 Bulanan peak sun hours (PSH)	62
Gambar 4.1 Jenis fotovoltaiik mengikut susunan sambungan	67
Gambar 4.2 Modul fotovoltaiik silikon polikristalin dalam bingkai.....	68
Gambar 4.3 Model rangkaian ekuivalen PV	71
Gambar 4.4 Kurva karakteristik I-V	72

Gambar 4.5 Karakteristik kurva I-V	75
Gambar 4.6 Karakteristik kurva P-V	76
Gambar 4.7 Pemodelan menyeluruh kinerja modul fotovoltaik dalam kondisi bayangan parsial	78
Gambar 4.8 Kinerja modul fotovoltaik pada STC	79
Gambar 4.9 Pengaruh suhu dan iradiansi surya terhadap kinerja modul PV	81
Gambar 4.10 Kondisi bayangan parsial pada modul PV	82
Gambar 4.11 Pengaruh kondisi bayangan parsial terhadap daya keluaran modul PV	83
Gambar 5.1 Voltage source inverter (VSI), full bridge topology (Colak dkk., 201).....	88
Gambar 5.2 Current source inverter (CSI) (Colak dkk., 2011).....	89
Gambar 5.3 Diode clamped multilevel inverter (DC-MLI) atau neutral point clamped (NPC) (Colak dkk., 201).....	91
Gambar 5.4 Flying capacitor multilevel inverter (FC-MLI) (Shanono, 2018).....	92
Gambar 5.5 Cascaded H-Bridge multilevel inverter (CHB-MLI) (Venkataramanaiah, 2017).....	93
Gambar 5.6 Z-source inverter (Peng dkk, 2003)	94
Gambar 5.7 Bentuk gelombang bertingkat	95
Gambar 5.8 Rangkaian inverter sembilan tingkat dan gelombang pulsa yang dihasilkan oleh komponen pensaklaran	97
Gambar 5.9 Pemodelan modul PV menggunakan Simulink/MATLAB ..	99
Gambar 5.10 Pemodelan sistem TPVPI sembilan tingkat lengkap menggunakan Simulink/MATLAB	100
Gambar 5.11 Kurva arus-tegangan modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC	101
Gambar 5.12 Kurva daya-tegangan modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC	102
Gambar 5.13 Tegangan beban sistem TPVPI sembilan tingkat	103
Gambar 5.14 Arus beban sistem TPVPI sembilan tingkat.....	104
Gambar 5.15 THD sistem TPVPI sembilan tingkat.....	104
Gambar 5.16 Pemodelan rangkaian inverter jembatan penuh	110
Gambar 5.17 Pemodelan sistem TPVI 11-tingkat.....	111

Gambar 5.18 Kurva arus terhadap tegangan	113
Gambar 5.19 Kurva daya terhadap tegangan	113
Gambar 5.20 Waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk berbagai faktor pembagian, n.....	115
Gambar 5.21 Waktu tingkat tegangan dan lebar pulsa maksimum untuk berbagai faktor pembagian, n	118
Gambar 5.22 Bentuk gelombang tegangan beban untuk berbagai faktor pembagian, n.....	119
Gambar 5.23 Bentuk gelombang arus beban untuk berbagai faktor pembagian, n.....	120
Gambar 5.24 Orde harmonik tegangan beban untuk berbagai faktor pembagian, n.....	124
Gambar 5.25 Orde harmonik arus beban untuk berbagai faktor pembagian, n.....	125
Gambar 5.26 VTHD dan CTHD untuk berbagai faktor pembagian, n ..	125
Gambar 5.27 FFT sebagai pembagian setiap komponen harmonik terhadap komponen fundamental untuk faktor pembagi $n = 8$	127
Gambar 6.1 Sistem TPVI satu fase yang direalisasikan	130
Gambar 6.2 Rangkaian penggerak pulsa dan inverter jembatan penuh .	131
Gambar 6.3 Rangkaian koreksi faktor daya.....	131
Gambar 6.4 Dua mode operasi dari TPVI yang diusulkan	133
Gambar 6.5 Pulsa dan bentuk gelombang keluaran tiga tingkat dari TPVI	134
Gambar 6.6 Sejumlah n inverter yang diparalel	138
Gambar 6.7 Diagram blok TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi yang diusulkan.....	139
Gambar 6.8 Lima inverter jembatan penuh (full-bridge inverter/FBI) yang dihubungkan secara paralel.....	140
Gambar 6.9 Diagram blok rancangan TPVI satu fase tiga tingkat	141
Gambar 6.10 Skema rangkaian untuk TPVI satu fase tiga tingkat	142
Gambar 6.11 Tata letak (layout) TPVI satu fasa tiga tingkat	144
Gambar 6.12 Komponen pada PCB dari TPVI satu fasa tiga tingkat	146
Gambar 6.13 Merakit TPVI tiga tingkat satu fase di dalam sebuah persegi	147

Gambar 6.14 Terminal baterai dan PV pada TPVI satu fase tiga tingkat	147
Gambar 6.15 Terminal AC dari TPVI satu fase tiga tingkat	148
Gambar 6.16 Listing program bahasa C menggunakan program PIC C Compiler.	149
Gambar 6.17 WinPic800 digunakan untuk melihat angka heksadesimal dan memprogramnya ke dalam mikrokontroler PIC	150
Gambar 6.18 Proses pengunggahan mikrokontroler PIC.....	151
Gambar 6.19 Stasiun cuaca dan susunan panel surya (PV)	152
Gambar 6.20 Pengaturan eksperimental TPVI satu fase tiga tingkat berdaya rendah.....	152
Gambar 6.21 Pengaturan eksperimental TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi untuk pengoperasian berbagai beban AC	156
Gambar 6.22 Bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC.....	157
Gambar 6.23 Tegangan dan arus RMS beban AC dari TPVI.....	158
Gambar 6.24 Spektrum harmonik TPVI	160
Gambar 6.25 Total distorsi harmonik arus (CTHD) TPVI satu fase (tipe gelombang persegi dan tiga tingkat) yang dicatat setiap menit.....	160

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK: POTENSI RADIASI
SURYA, PERANCANGAN INVERTER TANPA TRANSFORMATOR, DAN
APLIKASINYA || UNPRI PRESS || 2026

BAB I

PENDAHULUAN ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK

Perkembangan Kebutuhan Energi Listrik

Energi listrik merupakan salah satu kebutuhan fundamental dalam kehidupan modern dan telah menjadi bagian yang tidak terpisahkan dari hampir seluruh aktivitas manusia. Penggunaan energi listrik tidak hanya terbatas pada kebutuhan rumah tangga, seperti penerangan, pendinginan, pemanasan, komunikasi, dan pengoperasian berbagai peralatan elektronik, tetapi juga menjadi komponen penting dalam sektor pendidikan, kesehatan, industri, perdagangan, transportasi, serta pelayanan publik. Perkembangan digitalisasi, otomatisasi industri, teknologi informasi, pusat data, kendaraan listrik, dan peralatan berbasis listrik semakin memperluas ketergantungan masyarakat terhadap ketersediaan listrik yang andal. Kondisi tersebut menyebabkan permintaan listrik global terus mengalami peningkatan. *International Energy Agency* (IEA) melaporkan bahwa permintaan listrik dunia meningkat sekitar 4% pada tahun 2024, yang merupakan salah satu tingkat pertumbuhan tahunan tertinggi dalam beberapa tahun terakhir. Peningkatan tersebut antara lain dipengaruhi oleh pertumbuhan ekonomi, peningkatan penggunaan peralatan listrik, kondisi cuaca yang semakin ekstrem, serta berkembangnya teknologi yang menggunakan listrik seperti kendaraan listrik dan *heat pump* (*International Energy Agency* [IEA], 2024, 2025). Dengan demikian, peningkatan kebutuhan energi listrik tidak hanya berkaitan dengan pertumbuhan jumlah penduduk, tetapi juga dengan perubahan pola konsumsi energi dan perkembangan teknologi yang semakin mengarah pada elektrifikasi berbagai sektor kehidupan.

Selama beberapa dekade, peningkatan kebutuhan listrik tersebut sebagian besar dipenuhi melalui pembangkit listrik berbasis sumber energi konvensional, terutama batu bara, minyak bumi, dan gas alam.

Ketergantungan terhadap sumber energi fosil memberikan keuntungan dari sisi ketersediaan teknologi pembangkitan yang telah berkembang dan kemampuannya menyediakan listrik secara kontinu, tetapi pada saat yang sama menimbulkan sejumlah persoalan jangka panjang. Sumber energi fosil bersifat terbatas dan pembakarannya menghasilkan emisi gas rumah kaca, terutama karbon dioksida (CO_2), yang berkontribusi terhadap perubahan iklim. Selain emisi CO_2 , proses pembakaran bahan bakar fosil juga dapat menghasilkan polutan udara seperti sulfur dioksida (SO_2), nitrogen oksida (NO_x), dan partikulat yang berpotensi mempengaruhi kualitas udara dan kesehatan manusia. *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) menegaskan bahwa pengurangan emisi pada sektor energi memerlukan perubahan mendasar melalui pengurangan penggunaan bahan bakar fosil tanpa pengendalian emisi, peningkatan penggunaan sumber energi rendah karbon, elektrifikasi berbagai sektor, serta peningkatan efisiensi energi (*Intergovernmental Panel on Climate Change* [IPCC], 2022). Oleh karena itu, tantangan penyediaan energi listrik pada masa mendatang tidak hanya berkaitan dengan bagaimana memenuhi pertumbuhan permintaan, tetapi juga bagaimana menyediakan listrik dengan tingkat keandalan yang tinggi sekaligus mengurangi dampak lingkungan dari proses pembangkitannya.

Kondisi tersebut mendorong terjadinya transformasi sistem energi melalui peningkatan pemanfaatan sumber energi terbarukan. Energi terbarukan, seperti tenaga surya, angin, air, biomassa, dan panas bumi, memiliki peran strategis dalam mengurangi ketergantungan terhadap bahan bakar fosil sekaligus mendukung proses dekarbonisasi sektor ketenagalistrikan. Di antara berbagai sumber tersebut, energi surya memiliki prospek yang sangat besar karena radiasi surya tersedia secara luas dan dapat dimanfaatkan pada berbagai skala, mulai dari sistem fotovoltaik (*photovoltaic*/PV) skala rumah tangga hingga pembangkit listrik tenaga surya berskala besar. Perkembangan teknologi PV, penurunan biaya teknologi, serta meningkatnya dukungan kebijakan energi bersih telah mempercepat penerapan pembangkit listrik tenaga surya di berbagai negara. IEA memperkirakan bahwa energi surya dan energi angin secara bersama-sama akan menyumbang sekitar 95% dari penambahan kapasitas energi terbarukan global hingga tahun 2030, sementara energi surya sendiri

menjadi teknologi yang paling dominan dalam ekspansi pembangkit listrik terbarukan. Pada tahun 2024, penambahan kapasitas pembangkit fotovoltaik global mencapai sekitar 550 GW dan kapasitas terpasang solar PV dunia diperkirakan telah mencapai sekitar 2,2 TW (IEA, 2025). Data tersebut menunjukkan bahwa energi surya tidak lagi hanya menjadi teknologi alternatif, tetapi telah berkembang menjadi salah satu komponen utama dalam transformasi sistem ketenagalistrikan global.

Perkembangan energi surya juga semakin penting karena karakteristik sistem PV memungkinkan pembangkitan listrik dilakukan secara terdesentralisasi dan disesuaikan dengan kebutuhan pengguna. Sistem PV dapat diterapkan pada atap bangunan, fasilitas komersial, kawasan industri, daerah terpencil, maupun pembangkit skala utilitas. Fleksibilitas tersebut memberikan peluang untuk mengurangi ketergantungan terhadap pasokan listrik konvensional sekaligus meningkatkan akses terhadap energi listrik, khususnya pada wilayah yang memiliki potensi radiasi surya tinggi. IEA menunjukkan bahwa aplikasi PV terdistribusi, termasuk sistem rumah tangga, komersial, industri, dan *off-grid*, diperkirakan memberikan kontribusi yang besar terhadap ekspansi PV global hingga 2030. Di sisi lain, *International Renewable Energy Agency* (IRENA) menunjukkan bahwa kapasitas energi terbarukan global terus mengalami pertumbuhan dan energi surya menjadi salah satu pendorong utama pertumbuhan tersebut (*International Renewable Energy Agency* [IRENA], 2025, 2026). Perkembangan ini menunjukkan bahwa pemanfaatan energi surya memiliki relevansi yang semakin kuat dalam memenuhi peningkatan kebutuhan listrik sekaligus mendukung sistem energi yang lebih bersih, berkelanjutan, dan rendah karbon.

Meskipun demikian, peningkatan penetrasi pembangkit listrik tenaga surya juga menghadirkan tantangan teknis karena karakteristik keluaran sistem PV sangat bergantung pada kondisi lingkungan, terutama intensitas radiasi surya dan temperatur. Berbeda dengan pembangkit konvensional yang dapat dikendalikan berdasarkan kebutuhan sistem, daya keluaran PV mengalami perubahan mengikuti kondisi cuaca dan waktu. Variasi radiasi surya akibat awan, perubahan temperatur, dan kondisi atmosfer dapat

menyebabkan fluktuasi daya yang dihasilkan oleh panel PV. Oleh sebab itu, peningkatan kapasitas pembangkit surya perlu diikuti dengan kemampuan untuk memperkirakan potensi radiasi surya dan daya listrik yang dapat dihasilkan. Informasi mengenai pola dan prediksi radiasi surya dapat digunakan dalam perencanaan kapasitas pembangkit, pengaturan operasi sistem, pengelolaan jaringan listrik, serta integrasi PV dengan sistem penyimpanan energi. Dengan semakin besarnya kontribusi energi surya pada sistem PV dalam sistem ketenagalistrikan global, kemampuan melakukan prediksi radiasi surya secara akurat menjadi semakin penting untuk menjaga keandalan dan efisiensi sistem tenaga listrik (IEA, 2024; IPCC, 2022).

Dengan demikian, perkembangan kebutuhan energi listrik dan tuntutan terhadap sistem energi rendah karbon menunjukkan adanya kebutuhan untuk mengembangkan sumber pembangkitan yang tidak hanya mampu memenuhi pertumbuhan permintaan listrik, tetapi juga memiliki dampak lingkungan yang lebih rendah. Energi surya melalui teknologi PV merupakan salah satu solusi yang sangat potensial karena memiliki sumber energi yang melimpah, dapat diterapkan secara modular, dan mengalami perkembangan teknologi yang cepat. Namun, optimalisasi pemanfaatan energi surya memerlukan pemahaman yang baik mengenai karakteristik radiasi surya serta kemampuan memprediksi perubahan sumber daya tersebut. Oleh karena itu, penelitian mengenai prediksi radiasi surya menjadi penting sebagai bagian dari upaya meningkatkan kualitas perencanaan dan pengoperasian pembangkit listrik tenaga surya. Pendekatan prediksi yang mampu memberikan hasil akurat dapat membantu menentukan potensi pembangkitan, mengoptimalkan integrasi PV ke jaringan listrik, dan mendukung pengembangan sistem energi yang lebih andal dan berkelanjutan. Arah tersebut sejalan dengan kebutuhan transformasi sistem energi yang menempatkan energi terbarukan dan elektrifikasi sebagai bagian penting dalam upaya mencapai sistem energi rendah emisi (IPCC, 2022; IRENA, 2025).

Energi Surya sebagai Sumber Energi Terbarukan

Energi surya merupakan sumber energi terbarukan yang memiliki ketersediaan sangat besar dan berperan penting dalam mendukung transisi menuju sistem energi yang lebih berkelanjutan. Energi yang dipancarkan surya mencapai permukaan bumi dalam bentuk radiasi elektromagnetik dan dapat dikonversi menjadi energi yang dapat dimanfaatkan untuk berbagai kebutuhan, terutama pembangkitan listrik. Salah satu teknologi yang paling banyak digunakan untuk memanfaatkan radiasi tersebut adalah sistem fotovoltaik (*fotovoltaic*/PV), yang mengubah energi radiasi surya secara langsung menjadi energi listrik melalui efek PV. Besarnya energi yang dapat diperoleh dari sistem PV sangat bergantung pada jumlah radiasi surya yang tersedia di lokasi pemasangan. Oleh karena itu, karakterisasi dan penilaian sumber daya surya merupakan bagian penting dalam pengembangan pembangkit listrik tenaga surya (PLTS). Kajian mengenai sumber daya surya juga menunjukkan bahwa ketersediaan radiasi merupakan faktor fundamental yang menentukan potensi produksi energi dari sistem PV (Yang dkk., 2022; Yang dkk., 2024).

Besarnya energi surya yang dapat dimanfaatkan pada suatu wilayah tidak hanya ditentukan oleh posisi geografis, tetapi juga dipengaruhi oleh berbagai faktor astronomi, meteorologi, atmosfer, dan karakteristik permukaan. Letak lintang dan bujur suatu wilayah menentukan posisi surya terhadap permukaan bumi serta pola penerimaan radiasi sepanjang hari dan tahun. Di samping itu, kondisi atmosfer seperti tutupan awan, aerosol, debu, kelembapan, dan polutan dapat menyebabkan radiasi surya mengalami penyerapan, hamburan, atau refleksi sebelum mencapai permukaan bumi. Awan, khususnya, merupakan salah satu faktor utama yang menyebabkan perubahan radiasi secara cepat dan dapat menghasilkan fluktuasi daya keluaran sistem PV. Selain faktor atmosfer, orientasi dan sudut kemiringan modul juga menentukan besarnya radiasi yang diterima pada bidang modul. Penelitian mengenai sudut kemiringan optimal menunjukkan bahwa karakteristik lokasi, fraksi radiasi difus, dan albedo dapat memengaruhi sudut pemasangan yang menghasilkan penerimaan energi tahunan yang optimal (Nicolás-Martín dkk., 2020).

Variasi radiasi surya juga terjadi pada skala waktu yang berbeda, mulai dari perubahan menit-ke-menit, harian, musiman, hingga perubahan jangka panjang. Pada skala waktu pendek, pergerakan awan dapat menyebabkan perubahan intensitas radiasi yang signifikan sehingga menghasilkan fluktuasi daya keluaran PLTS. Selain awan, aerosol dan partikel atmosfer juga dapat memengaruhi jumlah radiasi yang mencapai permukaan. Pada skala harian dan musiman, perubahan posisi surya menyebabkan pola radiasi yang berbeda antara pagi, siang, sore, serta antara musim yang berbeda. Bahkan dalam periode yang lebih panjang, perubahan transparansi atmosfer akibat perubahan konsentrasi aerosol dan pola tutupan awan dapat menyebabkan perubahan sumber daya surya. Kajian terbaru menunjukkan bahwa variasi jangka panjang sumber daya surya perlu dipertimbangkan dalam penilaian potensi PLTS karena dapat memengaruhi estimasi produksi energi dan keekonomian pembangkit selama masa operasinya (Lohmann, 2018; Yang dkk., 2022).

Selain intensitas radiasi, karakteristik radiasi yang diterima permukaan modul juga menjadi aspek penting dalam menentukan kinerja sistem PV. Radiasi global yang diterima suatu permukaan pada dasarnya terdiri atas komponen radiasi langsung dan radiasi difus, sedangkan radiasi yang dipantulkan oleh permukaan di sekitar modul juga dapat berkontribusi terhadap energi yang diterima, khususnya pada modul bifasial. Dengan demikian, pemilihan orientasi dan kemiringan modul perlu disesuaikan dengan kondisi radiasi setempat agar energi yang dapat dikonversi menjadi listrik dapat dimaksimalkan. Kesalahan dalam menentukan sudut kemiringan dapat menyebabkan berkurangnya penerimaan radiasi tahunan dan pada akhirnya menurunkan produksi energi PLTS. Kajian global mengenai sudut kemiringan modul menunjukkan bahwa optimasi parameter tersebut perlu mempertimbangkan kondisi geografis dan karakteristik radiasi lokal, bukan hanya menggunakan nilai kemiringan yang sama untuk semua lokasi (Nicolás-Martín dkk., 2020).

Oleh sebab itu, sebelum suatu sistem PLTS dirancang dan dibangun, informasi mengenai potensi radiasi surya di lokasi yang akan digunakan menjadi salah satu aspek penting yang perlu dianalisis secara sistematis.

Data radiasi surya dapat digunakan untuk menentukan potensi energi yang tersedia, memperkirakan produksi listrik, memilih kapasitas modul dan inverter, menentukan konfigurasi sistem, serta mengevaluasi kelayakan teknis dan ekonomi pembangkit. Penilaian sumber daya surya yang akurat umumnya memerlukan data historis yang representatif, baik yang diperoleh dari pengukuran stasiun meteorologi maupun dari sumber satelit dan model numerik. Semakin baik kualitas data yang digunakan, semakin dapat diandalkan pula estimasi energi yang dihasilkan oleh PLTS. Dengan demikian, analisis dan prediksi radiasi surya tidak hanya menjadi tahap pendukung, tetapi merupakan bagian fundamental dalam proses perencanaan dan optimalisasi sistem pembangkit listrik tenaga surya (Yang dkk., 2022; Yang dkk., 2024).

Konsep Dasar Sistem Fotovoltaik

Sistem fotovoltaik merupakan teknologi yang memanfaatkan energi radiasi surya untuk menghasilkan energi listrik melalui efek fotovoltaik. Proses konversi ini berlangsung pada sel surya yang umumnya tersusun dari material semikonduktor, seperti silikon kristalin, yang memiliki kemampuan untuk menghasilkan pasangan elektron-hole ketika menerima energi foton dari radiasi surya. Elektron yang dibangkitkan kemudian diarahkan melalui rangkaian listrik sehingga menghasilkan arus listrik searah atau *direct current* (DC). Sel surya merupakan komponen dasar dari sistem fotovoltaik, sedangkan sejumlah sel yang dihubungkan secara seri dan paralel membentuk modul fotovoltaik untuk memperoleh tegangan dan arus sesuai kebutuhan aplikasi. Perkembangan teknologi sel dan modul fotovoltaik telah menghasilkan berbagai jenis teknologi, mulai dari silikon kristalin hingga teknologi film tipis dan sel generasi baru seperti perovskit (Nayak dkk., 2019; Ballif dkk., 2022).

Energi listrik DC yang dihasilkan oleh modul fotovoltaik dapat digunakan dengan beberapa cara sesuai dengan konfigurasi sistem. Pada sistem DC, energi listrik dapat langsung digunakan untuk memasok beban yang membutuhkan tegangan searah. Pada sistem yang dilengkapi penyimpanan

energi, sebagian energi listrik dapat digunakan untuk mengisi baterai sehingga energi dapat dimanfaatkan ketika radiasi surya berkurang atau tidak tersedia, misalnya pada malam hari. Sementara itu, apabila energi listrik akan digunakan oleh beban rumah tangga atau disalurkan ke jaringan listrik yang menggunakan arus bolak-balik (*alternating current/AC*), energi DC dari modul PV harus dikonversikan terlebih dahulu menggunakan inverter. Dengan demikian, sistem fotovoltaik tidak hanya berfungsi sebagai pembangkit listrik, tetapi juga merupakan suatu sistem konversi energi yang melibatkan proses pembangkitan, pengaturan, penyimpanan, dan konversi daya listrik. Kajian mengenai sistem PV menunjukkan bahwa perangkat elektronika daya, terutama konverter DC-DC dan inverter, memiliki peran penting dalam meningkatkan pemanfaatan energi yang dihasilkan oleh panel serta menghubungkannya dengan beban atau jaringan listrik (Vakacharla dkk., 2020).

Kinerja sistem fotovoltaik sangat dipengaruhi oleh karakteristik sumber radiasi surya dan kondisi operasi modul. Intensitas radiasi surya dan temperatur sel memengaruhi karakteristik arus-tegangan (*current-voltage/I-V*) serta daya-tegangan (*power-voltage/P-V*) dari modul PV. Ketika intensitas radiasi berubah, titik operasi dengan daya maksimum (*maximum power point/MPP*) juga dapat mengalami perubahan. Kondisi tersebut menyebabkan modul fotovoltaik tidak selalu menghasilkan daya maksimum apabila dioperasikan pada titik tegangan yang tetap. Oleh karena itu, sistem PV modern umumnya menggunakan perangkat elektronika daya dengan algoritma *maximum power point tracking* (MPPT) untuk mencari dan mempertahankan titik operasi yang menghasilkan daya maksimum. MPPT menjadi semakin penting karena karakteristik keluaran PV bersifat dinamis dan dipengaruhi oleh perubahan radiasi, temperatur, serta kondisi lingkungan lainnya (Vakacharla dkk., 2020).

Secara umum sistem fotovoltaik seperti ditunjukkan Gambar 1,1 terdiri dari;

1. Modul atau array fotovoltaik

Modul atau array fotovoltaik merupakan bagian utama yang berfungsi mengubah energi radiasi surya menjadi energi listrik DC. Sebuah

modul terdiri atas sejumlah sel surya yang dirangkai dalam konfigurasi tertentu untuk memperoleh tegangan dan arus yang diperlukan. Beberapa modul kemudian dapat dihubungkan secara seri dan paralel untuk membentuk *array* dengan kapasitas daya yang lebih besar. Pemilihan jenis modul, jumlah modul, konfigurasi seri-paralel, orientasi, sudut kemiringan, dan kapasitas total array harus disesuaikan dengan kebutuhan energi dan kondisi lokasi pemasangan. Faktor seperti temperatur, *soiling*, degradasi modul, orientasi, dan kondisi lingkungan juga dapat memengaruhi energi yang dihasilkan selama masa operasi sistem. Oleh karena itu, desain array PV perlu mempertimbangkan karakteristik modul sekaligus kondisi lingkungan tempat sistem dipasang (Allouhi dkk., 2022).

2. Pengendali dan perangkat konversi daya

Pengendali dan perangkat konversi daya berfungsi mengatur energi listrik yang dihasilkan oleh array PV agar dapat dimanfaatkan secara optimal oleh sistem. Salah satu perangkat penting adalah konverter DC-DC yang dapat digunakan untuk menyesuaikan tingkat tegangan dan arus sekaligus mengimplementasikan algoritma MPPT. Konverter tersebut memungkinkan titik operasi modul PV dikendalikan sehingga sistem dapat beroperasi mendekati titik daya maksimum meskipun terjadi perubahan kondisi radiasi dan temperatur. Dalam aplikasi yang lebih kompleks, beberapa tahap konversi daya dapat digunakan untuk menghubungkan array PV dengan baterai, beban DC, atau inverter. Dengan demikian, perangkat konversi daya menjadi bagian penting dalam meningkatkan efisiensi ekstraksi energi dari panel PV dan menjaga kestabilan operasi sistem (Vakacharla dkk., 2020).

3. Baterai

Baterai digunakan apabila sistem fotovoltaik dirancang dengan kemampuan penyimpanan energi. Fungsi utama baterai adalah menyimpan sebagian energi listrik yang dihasilkan ketika produksi PV lebih besar daripada kebutuhan beban, kemudian menyediakan kembali energi tersebut ketika produksi PV tidak mencukupi. Penggunaan

baterai sangat penting pada sistem *stand-alone* atau sistem hibrida yang membutuhkan kontinuitas pasokan listrik tanpa bergantung sepenuhnya pada radiasi surya secara langsung. Pemilihan teknologi baterai perlu mempertimbangkan kapasitas penyimpanan, kedalaman pengosongan (*depth of discharge*), efisiensi, umur siklus, tingkat pengisian dan pengosongan, serta kondisi temperatur operasi. Integrasi sistem PV dan penyimpanan energi juga dapat membantu mengurangi dampak intermittensi pembangkitan tenaga surya dan meningkatkan kemampuan sistem dalam memenuhi pola kebutuhan beban (Allouhi dkk., 2022).

4. Inverter

Inverter merupakan perangkat yang mengubah energi listrik DC dari array PV atau sistem penyimpanan menjadi energi listrik AC. Pada sistem *grid-connected*, inverter memiliki fungsi yang lebih kompleks karena tidak hanya melakukan konversi DC-AC, tetapi juga harus mengendalikan kualitas daya dan memastikan karakteristik keluaran sesuai dengan persyaratan jaringan. Parameter seperti efisiensi konversi, kualitas bentuk gelombang, *total harmonic distortion* (THD), kemampuan sinkronisasi dengan jaringan, serta strategi pengendalian merupakan aspek penting dalam pemilihan dan perancangan inverter. Berdasarkan konfigurasi sistem, inverter PV dapat berupa *central inverter*, *string inverter*, *multi-string inverter*, atau *microinverter*. Perkembangan teknologi inverter juga diarahkan untuk meningkatkan efisiensi, keandalan, fleksibilitas, dan kemampuan integrasi sistem PV dengan jaringan listrik (Kolantla dkk., 2021; Zeb dkk., 2018).

5. Sistem proteksi

Sistem proteksi diperlukan untuk menjaga keamanan peralatan dan pengguna dari kondisi operasi abnormal. Sistem proteksi dapat mencakup perlindungan terhadap arus lebih, hubung singkat, tegangan lebih, gangguan isolasi, arus balik, serta gangguan yang berkaitan dengan petir dan kondisi jaringan. Perlindungan yang tepat harus dirancang sesuai dengan karakteristik sumber DC, konfigurasi array

PV, perangkat konversi daya, baterai apabila digunakan, dan titik interkoneksi dengan jaringan. Selain itu, sistem PV yang terhubung dengan jaringan harus memiliki mekanisme pengendalian dan proteksi yang sesuai agar tidak menimbulkan gangguan terhadap sistem tenaga listrik. Dengan demikian, aspek keselamatan dan keandalan perlu dipertimbangkan sejak tahap perancangan, bukan hanya setelah sistem selesai dibangun.

6. Kabel dan perangkat pendukung

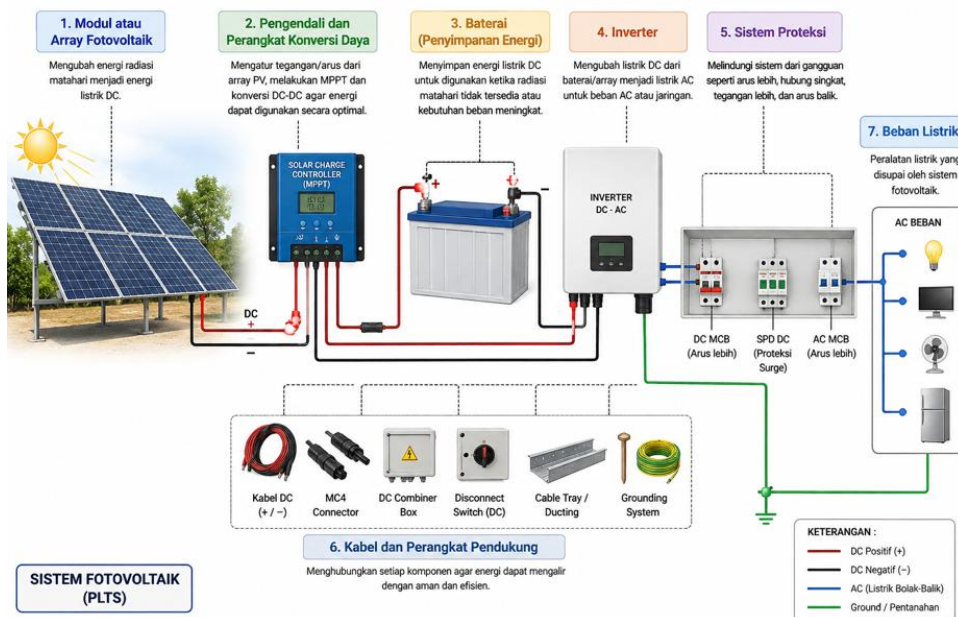
Kabel dan perangkat pendukung berfungsi menghubungkan berbagai komponen sehingga energi listrik dapat mengalir dari array PV menuju konverter, baterai, inverter, dan beban. Pemilihan kabel harus mempertimbangkan kapasitas arus, tegangan sistem, panjang penghantar, temperatur lingkungan, kondisi pemasangan, serta rugi-rugi daya yang diperbolehkan. Selain kabel, sistem PV juga memerlukan perangkat pendukung seperti konektor, *combiner box*, sakelar pemutus (*disconnect switch*), perangkat proteksi, struktur pemasangan, dan sistem pentanahan. Kesalahan dalam menentukan ukuran penghantar atau kualitas koneksi dapat meningkatkan rugi-rugi energi dan bahkan menimbulkan masalah keselamatan. Oleh karena itu, keseimbangan antara kapasitas pembangkitan, perangkat elektronika daya, penghantar, proteksi, dan struktur mekanis perlu diperhatikan dalam desain sistem secara keseluruhan.

7. Beban listrik

Beban listrik merupakan bagian akhir dari sistem yang menerima dan memanfaatkan energi yang dihasilkan oleh sistem fotovoltaik. Beban dapat berupa peralatan DC maupun AC, tergantung pada konfigurasi sistem. Pada sistem *stand-alone*, keseimbangan antara energi yang dihasilkan PV, energi yang disimpan dalam baterai, dan kebutuhan beban menjadi faktor penting untuk menjaga kontinuitas pasokan. Pada sistem *grid-connected*, energi PV dapat digunakan terlebih dahulu untuk memenuhi kebutuhan beban lokal, sedangkan kelebihan energi dapat disalurkan ke jaringan sesuai dengan konfigurasi dan ketentuan

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK: POTENSI RADIASI SURYA, PERANCANGAN INVERTER TANPA TRANSFORMATOR, DAN APLIKASINYA || UNPRI PRESS || 2026

sistem interkoneksi. Oleh karena itu, kapasitas array PV dan perangkat konversi perlu ditentukan berdasarkan profil beban, pola radiasi surya, target energi, serta karakteristik jaringan atau sistem penyimpanan yang digunakan.



Gambar 1. 1 Sistem fotovoltaik

Secara keseluruhan, sistem fotovoltaik dapat dipandang sebagai suatu rantai konversi energi yang terdiri atas sumber energi surya, array PV, perangkat pengondisi daya, sistem penyimpanan apabila diperlukan, inverter, sistem proteksi, penghantar, dan beban. Setiap komponen memiliki fungsi yang saling berkaitan sehingga kinerja keseluruhan sistem tidak hanya ditentukan oleh efisiensi sel atau modul PV. Efisiensi inverter, strategi MPPT, rugi-rugi kabel, kondisi temperatur, degradasi modul, konfigurasi sistem, serta karakteristik beban juga dapat menentukan jumlah energi listrik yang akhirnya dapat dimanfaatkan. Oleh sebab itu, perancangan PLTS perlu dilakukan sebagai suatu sistem terintegrasi dengan mempertimbangkan aspek pembangkitan, konversi daya, penyimpanan, proteksi, dan

pemanfaatan energi secara bersamaan. Perkembangan teknologi PV dan elektronika daya menunjukkan bahwa peningkatan kinerja sistem pada masa mendatang tidak hanya bergantung pada peningkatan efisiensi sel, tetapi juga pada optimalisasi arsitektur sistem dan perangkat konversi energinya (Allouhi dkk., 2022; Mdallal dkk., 2025).

Permasalahan dalam Pemanfaatan Energi Surya

Energi surya merupakan salah satu sumber energi terbarukan yang memiliki potensi besar untuk memenuhi kebutuhan energi listrik karena ketersediaannya yang melimpah, ramah lingkungan, dan mampu mengurangi ketergantungan terhadap sumber energi fosil. Namun, salah satu tantangan utama dalam pemanfaatan sistem fotovoltaik (*photovoltaic*/PV) adalah karakteristik sumber energi surya yang bersifat intermiten dan tidak konstan. Intensitas radiasi surya mengalami perubahan berdasarkan waktu, posisi geografis, musim, serta kondisi atmosfer seperti keberadaan awan, kelembapan, dan polusi udara. Perubahan tersebut menyebabkan daya keluaran modul PV mengalami fluktuasi yang signifikan sehingga energi listrik yang dihasilkan tidak selalu stabil. Menurut Yin dkk. (2020), sifat intermitensi energi surya menjadi salah satu faktor utama yang mempengaruhi keandalan sistem fotovoltaik dalam skala besar karena perubahan radiasi surya dapat menyebabkan ketidakpastian pada produksi daya listrik.

Selain variasi harian akibat siklus siang dan malam, perubahan kondisi cuaca juga memberikan pengaruh besar terhadap performa pembangkit listrik tenaga surya. Pada kondisi langit cerah, modul fotovoltaik dapat menghasilkan daya mendekati kapasitas optimal, sedangkan pada kondisi mendung atau hujan terjadi penurunan intensitas radiasi yang menyebabkan penurunan tegangan dan arus keluaran modul. Fenomena tersebut menjadi permasalahan penting terutama pada sistem PV yang terhubung langsung dengan jaringan listrik karena perubahan daya secara cepat dapat memengaruhi stabilitas tegangan, kualitas daya, dan keseimbangan antara pembangkitan dan konsumsi energi. Oleh karena itu, diperlukan strategi

pengendalian yang mampu mengatasi variasi daya akibat perubahan lingkungan, seperti penggunaan sistem penyimpanan energi, algoritma *maximum power point tracking* (MPPT), serta teknologi konverter daya yang lebih adaptif (Hassan dkk., 2023).

Permasalahan lain dalam pemanfaatan energi surya berkaitan dengan karakteristik keluaran listrik dari modul fotovoltaik. Energi listrik yang dihasilkan oleh panel surya berupa arus searah (*direct current*/DC) dengan nilai tegangan yang berubah-ubah bergantung pada intensitas radiasi dan temperatur modul. Sementara itu, sebagian besar sistem kelistrikan modern dan peralatan rumah tangga maupun industri menggunakan arus bolak-balik (*alternating current*/AC) dengan standar tegangan dan frekuensi tertentu. Oleh sebab itu, diperlukan suatu sistem konversi energi berupa inverter yang mampu mengubah daya DC menjadi daya AC dengan kualitas yang sesuai untuk kebutuhan beban maupun integrasi ke jaringan listrik.

Pengembangan teknologi inverter menjadi aspek penting dalam meningkatkan efisiensi dan keandalan sistem PV. Inverter tidak hanya berfungsi sebagai perangkat konversi DC-AC, tetapi juga harus mampu mengendalikan kualitas daya keluaran, mempertahankan tegangan dan frekuensi sesuai standar, serta meminimalkan gangguan harmonisa yang dapat menurunkan performa sistem kelistrikan. Menurut Mansouri dkk. (2024), pemilihan topologi konverter yang tepat memiliki peranan penting dalam menentukan efisiensi, keandalan, serta karakteristik keluaran sistem fotovoltaik. Berbagai teknologi inverter seperti multilevel inverter, transformerless inverter, dan grid-connected inverter terus dikembangkan untuk memperoleh efisiensi tinggi dengan tingkat distorsi harmonisa (*total harmonic distortion*/THD) yang rendah.

Selain masalah efisiensi konversi, kualitas daya keluaran inverter juga menjadi perhatian utama dalam implementasi sistem PV. Proses *switching* pada perangkat elektronika daya dapat menghasilkan komponen harmonisa yang menyebabkan distorsi pada gelombang tegangan maupun arus. Harmonisa yang tinggi dapat meningkatkan rugi-rugi daya, menyebabkan pemanasan berlebih pada peralatan listrik, serta mengganggu kestabilan sistem distribusi. Oleh karena itu, penggunaan teknik modulasi seperti *pulse*

width modulation (PWM), filter pasif seperti LC filter, serta desain inverter bertingkat (*multilevel inverter*) menjadi pendekatan yang banyak digunakan untuk menghasilkan gelombang AC dengan kualitas lebih baik dan nilai THD yang lebih rendah (Sandi dkk., 2024).

Dengan demikian, meskipun energi surya memiliki potensi besar sebagai sumber energi masa depan, penerapannya masih menghadapi berbagai tantangan teknis, terutama terkait ketidakstabilan sumber energi dan kebutuhan sistem konversi daya yang efisien. Pengembangan teknologi inverter dengan kemampuan menghasilkan keluaran AC berkualitas tinggi, efisiensi konversi yang baik, serta kemampuan beradaptasi terhadap perubahan kondisi lingkungan menjadi salah satu solusi penting untuk meningkatkan penetrasi energi surya dalam sistem tenaga listrik modern.

BAB II

RADIASI SURYA DAN POTENSI PEMBANGKIT LISTRIK FOTOVOLTAIK

Radiasi Surya

Menurut Alam & Manfred (2010), potensi energi terbarukan diklasifikasikan ke dalam berbagai kategori, yaitu potensi teoretis, potensi tersedia, potensi teknis, dan potensi ekonomis. Potensi teoretis mengacu pada total energi yang tersedia untuk diekstraksi di suatu wilayah tertentu tanpa mempertimbangkan batasan teknis. Potensi tersedia mengacu pada bagian dari potensi teoretis yang dapat dimanfaatkan dengan mudah tanpa menimbulkan dampak terhadap lingkungan. Potensi teknis mengacu pada jumlah energi yang dapat dimanfaatkan menggunakan teknologi yang ada saat ini, sehingga bergantung pada waktu penilaian dilakukan. Potensi ekonomis mengacu pada jumlah potensi energi yang layak secara ekonomi dengan teknologi yang tersedia saat ini. Kendala infrastruktur atau teknis serta aspek ekonomi menentukan batasan bagi potensi ekonomis tersebut. Oleh karena itu, potensi ekonomis bergantung pada biaya sumber energi alternatif atau pesaing.

Radiasi surya merupakan hasil dari fusi atom di dalam surya. Sebagian energi dari proses fusi tersebut memanaskan kromosfer, lapisan luar surya yang jauh lebih dingin dibandingkan bagian dalamnya dan radiasi dari kromosfer inilah yang menjadi radiasi surya yang sampai ke bumi. Castaner & Silvestre (2002) menyatakan bahwa radiasi surya yang mencapai bumi terdistribusi dalam rentang panjang gelombang mulai dari 300 nm hingga 4 mikron, serta mendefinisikan beberapa besaran terkait radiasi surya:

- a. Iradiansi spektral surya, yaitu daya yang diterima per satuan luas permukaan dalam selang panjang gelombang, satuannya adalah $W/m^2\mu m$.

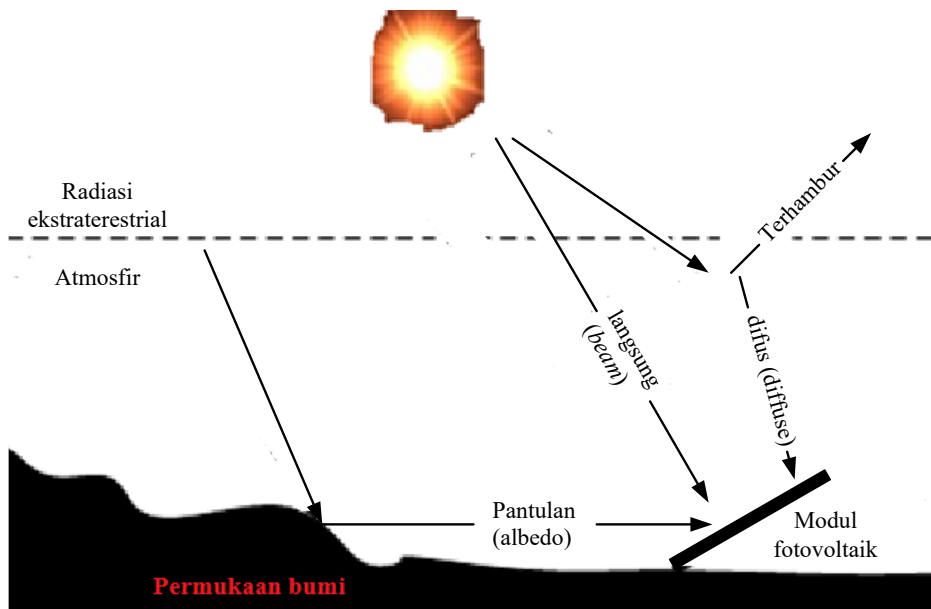
- b. Iradiansi surya, yaitu integral dari iradiansi spektral yang mencakup seluruh panjang gelombang yang ditinjau; satuannya adalah W/m^2 .
- c. Radiasi surya, yaitu integral waktu dari iradiansi selama periode waktu tertentu, oleh karena itu satuan radiasi merupakan satuan energi. Data radiasi umum dijumpai dalam satuan J/m^2 .hari jika periode integrasi yang digunakan adalah satu hari, atau yang paling sering energi dinyatakan dalam satuan kWh/m^2 .hari, kWh/m^2 .bulan, atau kWh/m^2 .tahun, bergantung pada rentang waktu yang digunakan untuk integrasi iradiansi tersebut.

Menurut Markvart (1994), satuan radiasi surya adalah Wh/m^2 atau J/m^2 untuk mengonversi besaran yang dinyatakan dalam Wh/m^2 menjadi J/m^2 , nilai tersebut harus dikalikan dengan 3600. Weixiang dkk. (2005) menjelaskan bahwa *peak sun hours* (PSH) adalah durasi waktu (dalam jam) pada tingkat radiasi 1000 W/m^2 yang diperlukan untuk menghasilkan energi yang setara dengan total energi dalam satu hari, atau merupakan rasio antara radiasi surya (Wh/m^2) dengan tingkat iradiansi surya sebesar 1000 W/m^2 .

Surya berperilaku sebagai benda hitam dengan suhu sekitar 6000 K dan mentransmisikan energinya yang sangat besar ke bumi dalam bentuk radiasi elektromagnetik dengan rentang spektrum frekuensi yang luas, mulai dari inframerah dan cahaya tampak hingga ultraviolet (Jiang, 2007). Menurut Jiang (2007) dan Markvart (1994), besarnya daya surya yang tegak lurus terhadap berkas cahaya di luar atmosfer bumi dikenal sebagai konstanta surya (S), yaitu sekitar 1367 W/m^2 .

Saat radiasi surya memasuki atmosfer bumi (Gambar 2.1), sebagian energi yang datang berkurang akibat hamburan atau penyerapan oleh molekul udara, awan, dan materi partikulat yang biasanya disebut sebagai aerosol. Radiasi yang tidak dipantulkan atau dihamburkan dan mencapai permukaan secara langsung dari arah modul PV disebut radiasi berkas (*beam radiation*). Radiasi terhambur yang mencapai permukaan tanah disebut radiasi difus (*diffuse radiation*). sebagian radiasi dapat mencapai penerima setelah dipantulkan oleh permukaan tanah, dan ini disebut sebagai albedo.

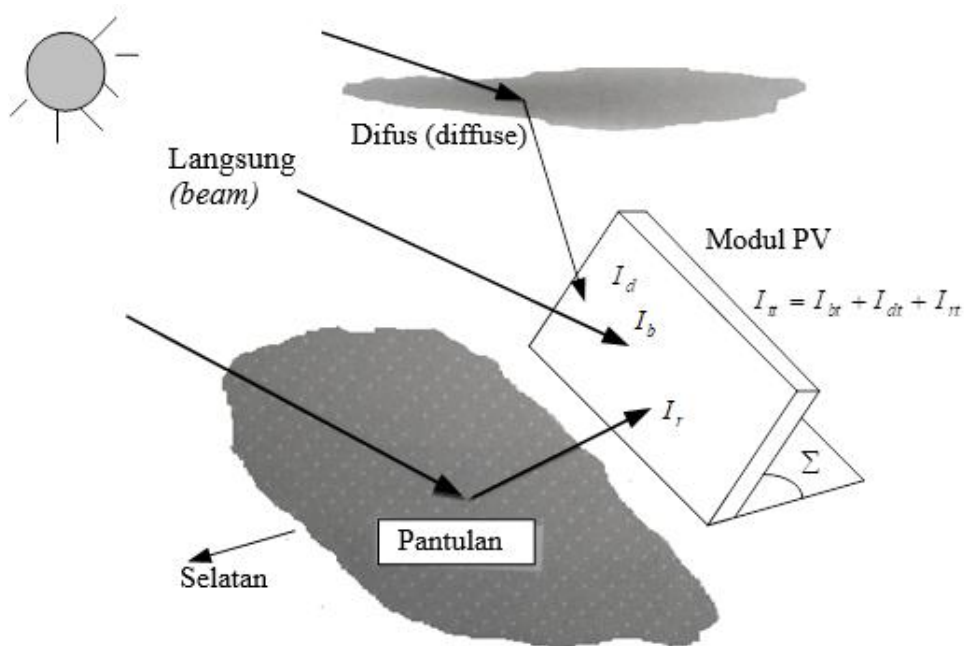
Total radiasi surya pada permukaan horizontal modul PV yang terdiri dari ketiga komponen tersebut disebut iradiansi global (*global irradiance*). Menurut Jiang (2007), saat langit cerah dan posisi surya berada tepat segaris dengan modul PV, iradiansi global mencapai sekitar 1000 W/m^2 . Meskipun iradiansi global di permukaan bumi bisa mencapai 1000 W/m^2 , radiasi yang tersedia biasanya jauh lebih rendah daripada nilai maksimum tersebut akibat rotasi bumi, kondisi iklim (tutupan awan), serta komposisi umum atmosfer. Oleh karena itu, data radiasi surya dan PSH (*peak sun hours*) merupakan komponen terpenting untuk memperkirakan keluaran dan ukuran minimum sistem fotovoltaik, sebagaimana dikemukakan oleh Markvart (1994), Itagaki dkk. (2003), dan Mellit dkk. (2007). Menurut Shijun & Hongxing (1997), radiasi surya yang melebihi 3 kWh/m^2 menunjukkan kondisi langit cerah dengan intensitas yang sangat tinggi, sehingga sangat baik untuk aplikasi PV.



Gambar 2.1 Radiasi surya pada atmosfir bumi

Iradiansi Surya Pada Permukaan Modul PV

Daya listrik yang dihasilkan oleh sistem fotovoltaik (PV) berkaitan langsung dengan energi surya yang diterima oleh modul PV, meskipun modul PV dapat dipasang dengan berbagai orientasi dan sudut kemiringan, sebagian besar observatorium lokal hanya menyediakan data iradiansi surya pada permukaan horizontal. Oleh karena itu, estimasi iradiansi surya pada permukaan miring dilakukan dengan menjumlahkan komponen iradiansi surya langsung (*beam*), difus, dan pantulan yang mengenai permukaan tersebut sebagaimana dirumuskan oleh Masters (2004) dan ditunjukkan pada Gambar 2.2, di mana total iradiansi surya pada permukaan miring dinyatakan oleh persamaan (2.1).



Gambar 2.2 Iradiansi surya total pada permukaan miring modul PV

$$I_{tt} = I_{bt} + I_{dt} + I_{rt} \quad (2.1)$$

Dimana I_{tt} adalah total iradiansi surya pada permukaan miring dalam W/m^2 , I_{bt} adalah total iradiansi surya langsung yang diserap oleh permukaan miring dalam W/m^2 , I_{dt} adalah total iradiansi surya difus yang diserap oleh permukaan miring dalam W/m^2 , dan I_{rt} adalah total iradiansi surya pantulan yang diserap oleh permukaan miring dalam W/m^2 .

Sudut Kemiringan Modul PV

Kinerja modul PV sangat dipengaruhi oleh orientasi dan sudut kemiringannya terhadap bidang horizontal, karena kedua faktor tersebut mengubah jumlah radiasi surya yang mencapai permukaan modul PV, sebagaimana dikemukakan oleh Chang (2010). Sudut kemiringan modul PV dengan struktur tetap perlu dievaluasi secara cermat untuk berbagai lokasi dan periode waktu guna memperoleh keluaran energi listrik total yang maksimal. Kacira dkk. (2004) menyajikan model matematika untuk mengestimasi total radiasi surya pada permukaan modul PV yang miring serta menentukan sudut kemiringan optimal. Penentuan sudut optimal tersebut dilakukan dengan mencari nilai sudut yang menghasilkan total radiasi surya maksimum pada permukaan modul PV. Sudut kemiringan dan orientasi optimal modul PV bergantung pada iklim setempat, profil temporal konsumsi beban, dan garis lintang. Mahmoud & Nabhan (1990) menunjukkan bahwa penggunaan struktur pemasangan PV dengan sudut kemiringan yang dapat diatur dapat meningkatkan kinerja PV sebesar 5,6%.

Sudut ketinggian (*altitude*) atau sudut surya, β_N adalah sudut antara surya dan garis horizontal setempat tepat di bawah surya. Sudut ketinggian surya pada saat tengah hari ditunjukkan pada Gambar 2.3. Berdasarkan pengamatan terhadap Gambar 2.3, hubungan berikut dapat dirumuskan:

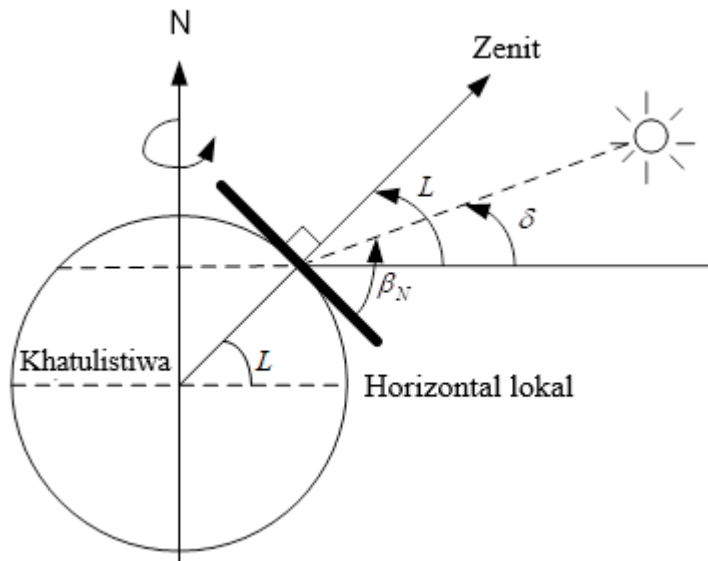
$$\beta_N = 90^\circ - L + \delta \quad (2.2)$$

$$\Sigma = 90^\circ - \beta_N \quad (2.3)$$

di mana L adalah garis lintang lokasi, adalah deklinasi surya (sudut yang dibentuk antara bidang khatulistiwa dan garis yang ditarik dari pusat surya ke pusat bumi), dan Σ adalah sudut kemiringan modul PV. Menurut Masters (2004), deklinasi surya, δ dinyatakan sebagai berikut:

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 81) \right] \quad (2.4)$$

di mana n adalah nomor hari, dengan 1 Januari sebagai hari ke-1 dan 31 Desember sebagai hari ke-365.

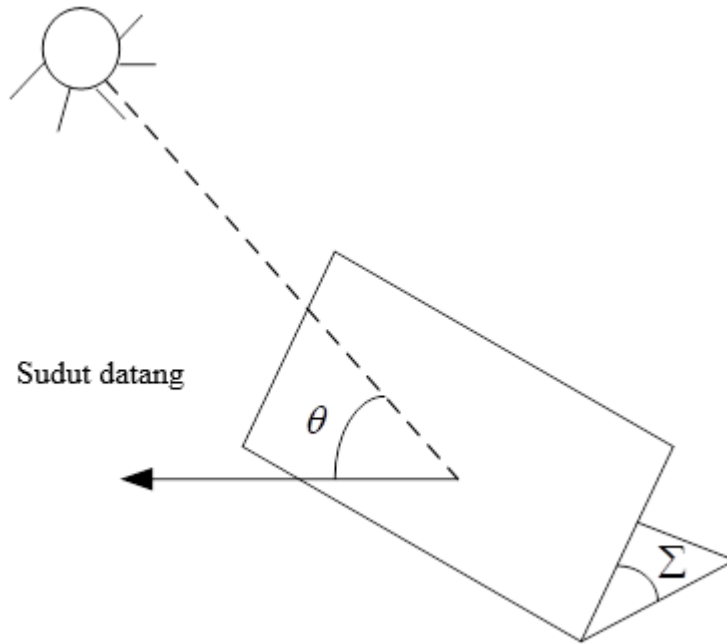


Gambar 2.3 Sudut ketinggian (altitude) surya pada tengah hari surya

Iradiansi Surya Langsung

Terjemahan iradiansi langsung, I_b (tegak lurus terhadap sinar) menjadi iradiansi langsung yang mengenai permukaan modul PV, I_{bt} merupakan fungsi sederhana dari sudut datang, θ antara garis yang ditarik tegak lurus terhadap permukaan modul PV dan iradiansi langsung yang masuk (Gambar 2.4). Hal ini diberikan oleh.

$$I_{bt} = I_b \cos \theta \quad (2.5)$$



Gambar 2.4 Sudut datang, θ antara garis normal terhadap permukaan modul PV dan iradiansi berkas sinar surya yang datang

di mana I_b merupakan komponen iradiansi langsung yang mencapai permukaan bumi (tegak lurus terhadap sinar), dinyatakan dengan

$$I_b = Ae^{-km} \quad (2.6)$$

Di mana A adalah fluks luar angkasa "semu", dan k adalah faktor tak berdimensi yang disebut kedalaman optik, yang dinyatakan dengan

$$A = 1160 + 75 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 275) \right] \quad (2.7)$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (2.8)$$

Rasio massa udara, m diberikan oleh

$$m = \frac{1}{\sin \beta} \quad (2.9)$$

Sudut datang, θ akan menjadi fungsi dari orientasi fotovoltaik dan sudut ketinggian serta sudut azimuth surya pada waktu tertentu. Gambar 2.5 memperkenalkan sudut-sudut penting ini. Fotovoltaik dimiringkan ke atas pada sudut Σ dan menghadap ke arah yang dijelaskan oleh sudut azimuthnya ϕ_p (diukur relatif terhadap arah selatan, dengan nilai positif di tenggara dan nilai negatif di barat daya). Sudut datang diberikan oleh,

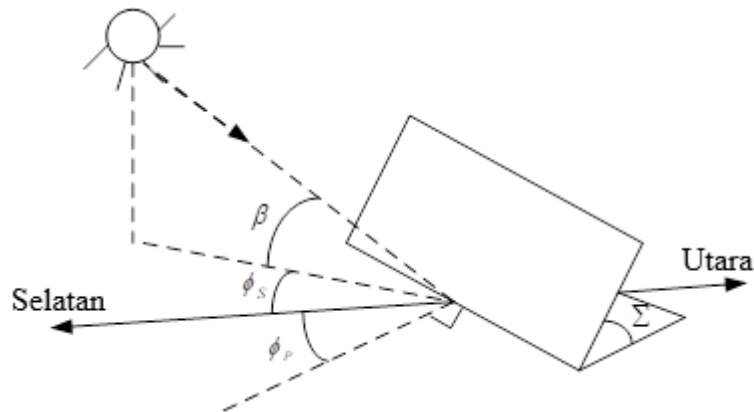
$$\cos \theta = \cos \beta \cos(\phi_s - \phi_p) \sin \Sigma + \sin \beta \cos \Sigma \quad (2.10)$$

Kuen dkk. (1998) menyajikan sudut azimuth surya, ϕ_s yang dinyatakan dengan

$$\sin \phi_s = \frac{\cos \delta \sin H}{\cos \beta} \quad (2.11)$$

dimana H merupakan sudut jam (jumlah derajat rotasi yang harus ditempuh bumi sebelum surya berada tepat di atas meridian lokal atau garis bujur), sebagaimana diberikan oleh Pandey (2009).

$$H = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \quad (2.12)$$



Gambar 2.5 Ilustrasi sudut azimuth, ϕ_p dan sudut kemiringan PV, Σ serta sudut azimuth, ϕ_s dan sudut ketinggian surya, β . Nilai sudut azimuth bernilai positif ke arah tenggara dan negatif ke arah barat daya

Iradiansi Surya Difus

Model paling sederhana untuk iradiansi difus mengasumsikan bahwa radiasi tersebut tiba di suatu lokasi dengan intensitas yang sama dari segala arah, artinya, langit dianggap isotropik. Tentu saja, pada hari yang berkabut atau mendung, langit jauh lebih terang di sekitar posisi surya, dan pengukuran menunjukkan fenomena serupa pada hari yang cerah pula, namun faktor-faktor tambahan ini sering kali diabaikan. Berikut adalah rumusan untuk iradiansi difus pada modul fotovoltaik.

$$I_{dt} = CI_b \left(\frac{1 + \cos \Sigma}{2} \right) \quad (2.13)$$

di mana C adalah faktor difus langit dan pendekatan praktisnya adalah sebagai berikut:

$$C = 0.095 + 0.04 \sin \left[\frac{360}{365} (n - 100) \right] \quad (2.14)$$

Irradiansi Surya Terpantul

Komponen terakhir dari irradiansi yang mengenai modul fotovoltaik berasal dari radiasi yang dipantulkan oleh permukaan di depan modul tersebut. Model yang paling sederhana mengasumsikan adanya area horizontal yang luas di depan modul dengan sifat pemantulan (reflektansi) yang difus, di mana irradiansi yang dipantulkan disebarkan dengan intensitas yang sama ke segala arah. Menurut Masters (2004), untuk permukaan tanah biasa atau rerumputan, nilai reflektansi tersebut dianggap sekitar 0,2. Berikut adalah persamaan untuk irradiansi pantulan yang mengenai modul fotovoltaik:

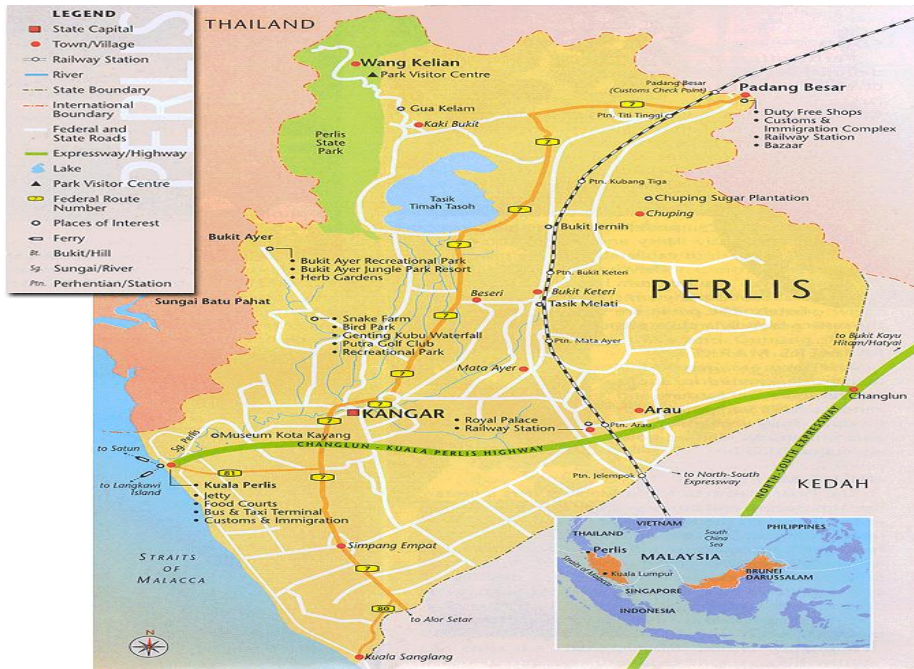
$$I_{rt} = \rho I_b (\sin \beta + C) \left(\frac{1 - \cos \Sigma}{2} \right) \quad (2.15)$$

Kinerja Modul Fotovoltaik pada Berbagai Sudut Kemiringan di Perlis, Malaysia Utara

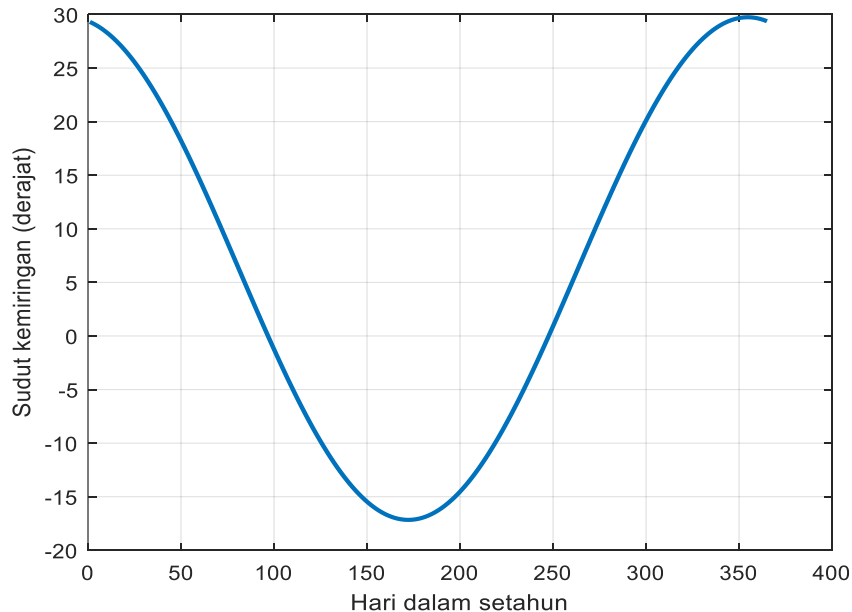
Berdasarkan data Stasiun Meteorologi di Chuping, Perlis (6°29' LU, 100°16' BT), wilayah Perlis memiliki luas daratan sekitar 795 kilometer persegi atau 0,24% dari total luas daratan Malaysia dengan populasi sekitar 204.450 jiwa, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.6 (Daut dkk., 2010). Sudut kemiringan modul PV dihitung menggunakan persamaan (2.2) hingga (2.4) untuk periode satu tahun. Pertama, deklinasi surya dihitung untuk 365 hari dalam setahun dan nilai garis lintang Perlis (6° 29' LU) disubstitusikan ke dalam persamaan (2.2); selanjutnya, sudut kemiringan dapat dihitung menggunakan persamaan (2.3).

Sudut kemiringan modul PV di Perlis, Malaysia bagian utara, ditampilkan pada Gambar 2.7 yang ditampilkan dengan menggunakan program MATLAB. Sudut kemiringan bernilai positif menunjukkan bahwa modul PV dimiringkan menghadap ke selatan, nilai negatif menunjukkan kemiringan menghadap ke utara, dan nilai nol menunjukkan posisi pada permukaan horizontal.

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK: POTENSI RADIASI SURYA, PERANCANGAN INVERTER TANPA TRANSFORMATOR, DAN APLIKASINYA || UNPRI PRESS || 2026

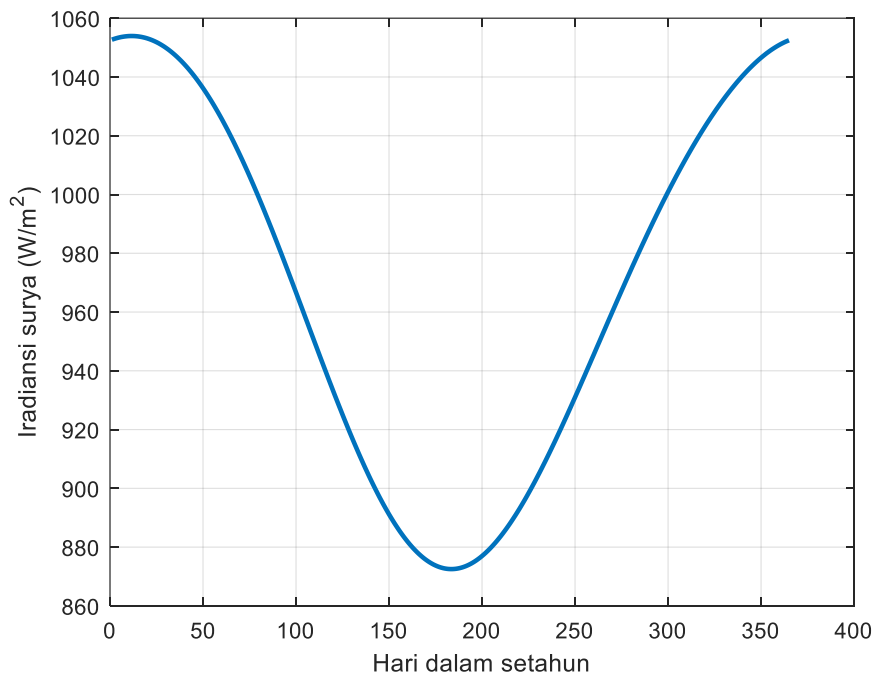


Gambar 2.6 Peta Perlis memiliki garis lintang 60 29' N (Daut dkk., 2010)



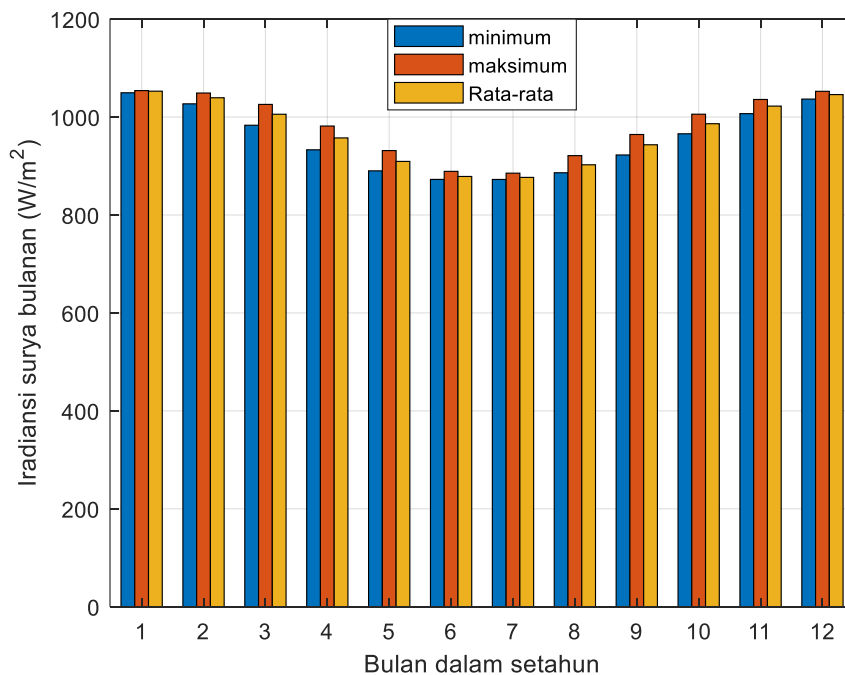
Gambar 2.7 Sudut kemiringan modul PV di Perlis, Malaysia

Gambar 2.7 menunjukkan bahwa sudut kemiringan dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu positif, nol, dan negatif. Dari tanggal 1 Januari hingga 6 April, sudut kemiringan modul PV di Perlis bernilai positif ($29,30^\circ$ pada 1 Januari dan $0,30^\circ$ pada 6 April), yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke selatan. Pada tanggal 7 April dan 5 September, sudut kemiringannya adalah 0° , yang menunjukkan bahwa modul PV berada pada permukaan horizontal. Dari tanggal 8 April hingga 4 September, sudut kemiringannya bernilai negatif ($-0,48^\circ$ pada 8 April dan $-0,26^\circ$ pada 4 September), dengan nilai negatif maksimum sebesar $-17,16^\circ$ pada 22 Juni, yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke utara. Dari tanggal 6 September hingga 31 Desember, sudut kemiringannya bernilai positif ($0,52^\circ$ pada 6 September dan $29,37^\circ$ pada 31 Desember), dengan nilai positif maksimum sebesar $29,74^\circ$ pada 21 Desember, yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke selatan.



Gambar 2.8 Iradiansi surya pada sudut kemiringan modul PV

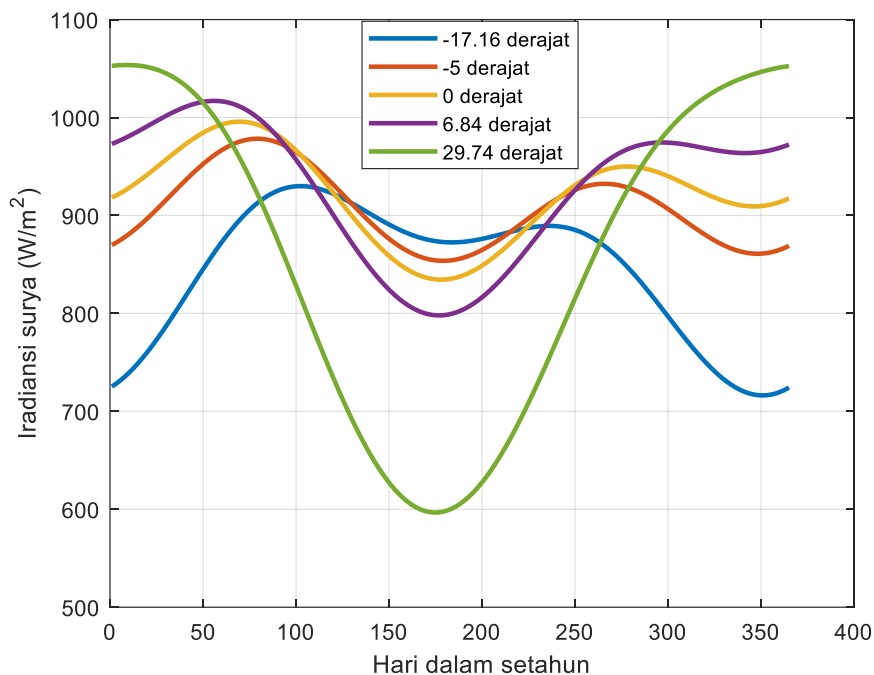
Pengaruh sudut kemiringan modul PV terhadap iradiansi surya dihitung menggunakan persamaan (2.2) serta (2.5) hingga (2.15) untuk periode satu tahun. Iradiansi surya pada berbagai sudut kemiringan modul PV ditampilkan pada Gambar 2.8. Gambar 2.8 menunjukkan bahwa nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah 872,52 W/m², 1053,9 W/m², dan 967,97 W/m², hal ini mengindikasikan kondisi langit yang cerah dan tingkat iradiansi yang sangat tinggi di Perlis sepanjang tahun, serta menunjukkan adanya potensi bagi pembangkitan listrik tenaga surya (PV) (Daut dkk., 2010).



Gambar 2.9 Iradiansi surya bulanan minimum, maksimum, dan rata-rata pada sudut kemiringan modul PV

Nilai minimum, maksimum, dan rata-rata bulanan iradiansi surya pada sudut kemiringan modul PV disajikan pada Gambar 2.9. Berdasarkan data iradiansi surya tahunan, Perlis memiliki potensi iradiansi surya yang besar, dengan nilai rata-rata sebesar 967,97 W/m². Rata-rata iradiansi surya bulanan tertinggi tercatat sebesar 1.052,80 W/m² pada bulan Januari,

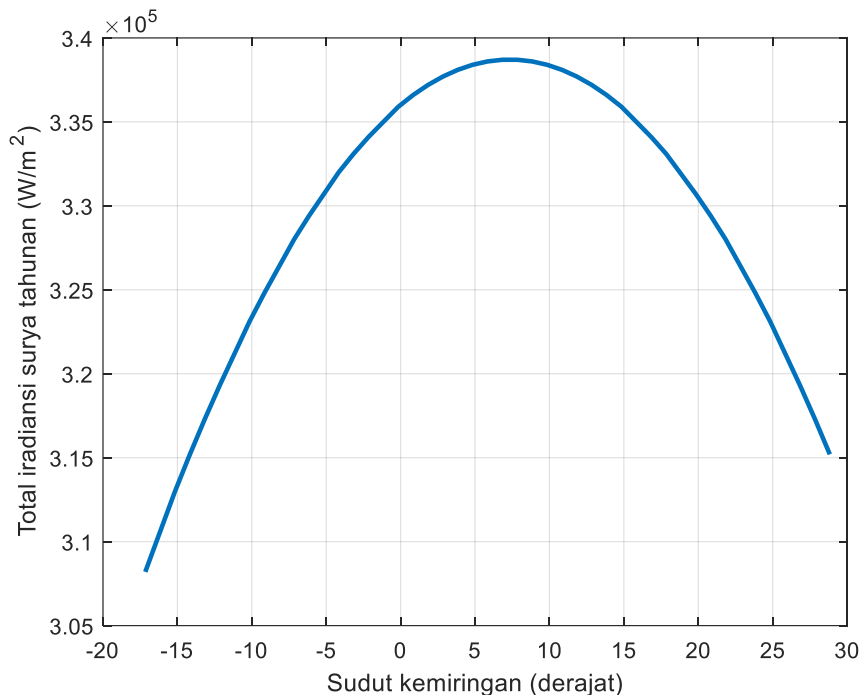
sedangkan yang terendah adalah $876,70 \text{ W/m}^2$ pada bulan Juli. Nilai iradiansi surya bulanan minimum dan maksimum masing-masing adalah $872,50 \text{ W/m}^2$ pada bulan Juli dan $1.053,90 \text{ W/m}^2$ pada bulan Januari. Data ini menunjukkan bahwa iradiansi surya tersebut dapat dimanfaatkan untuk aplikasi tertentu, khususnya dalam pembangkitan listrik tenaga surya (PV).



Gambar 2.10 Iradiansi surya sepanjang tahun pada berbagai sudut kemiringan modul PV

Gambar 2.10 menunjukkan bahwa sudut kemiringan memiliki pengaruh yang sangat signifikan terhadap iradiansi surya sepanjang tahun. Untuk sudut kemiringan yang berbeda, modul PV menerima iradiansi surya yang berbeda pula sepanjang tahun. Pada sudut kemiringan modul PV sebesar $-17,16^\circ$, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah $716,30 \text{ W/m}^2$, $929,90 \text{ W/m}^2$, dan $844,50 \text{ W/m}^2$. Untuk modul PV yang dipasang secara horizontal, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah $834,50 \text{ W/m}^2$, $995,70 \text{ W/m}^2$, dan $920,50 \text{ W/m}^2$. Pada sudut kemiringan modul PV sebesar $6,84^\circ$,

nilai irradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah 797,90 W/m², 1017 W/m², dan 928,1 W/m². Pada sudut kemiringan modul PV sebesar 29,740, nilai irradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah 596,70 W/m², 1054 W/m², dan 858 W/m².



Gambar 2.11 Total irradiansi surya tahunan pada berbagai sudut kemiringan modul PV

Setiap sudut kemiringan (-17,160 hingga 29,740) modul PV di Perlis dihitung untuk menentukan total tahunan dan rata-rata irradiansi surya. Sudut kemiringan optimal modul PV ditentukan dengan mencari nilai maksimum total tahunan dan rata-rata irradiansi surya. Pemilihan ini didasarkan pada prinsip bahwa pada suhu konstan, jika irradiansi surya meningkat, daya keluaran dan efisiensi modul PV juga akan meningkat (Castaner & Silvestre, 2002). Gambar 2.11 menampilkan total tahunan pada berbagai sudut kemiringan modul PV dengan nilai maksimum tahunan untuk total dan rata-rata irradiansi surya adalah 338.700 W/m² pada sudut kemiringan modul PV sebesar 6,840°. Pada kondisi irradiansi surya dan suhu

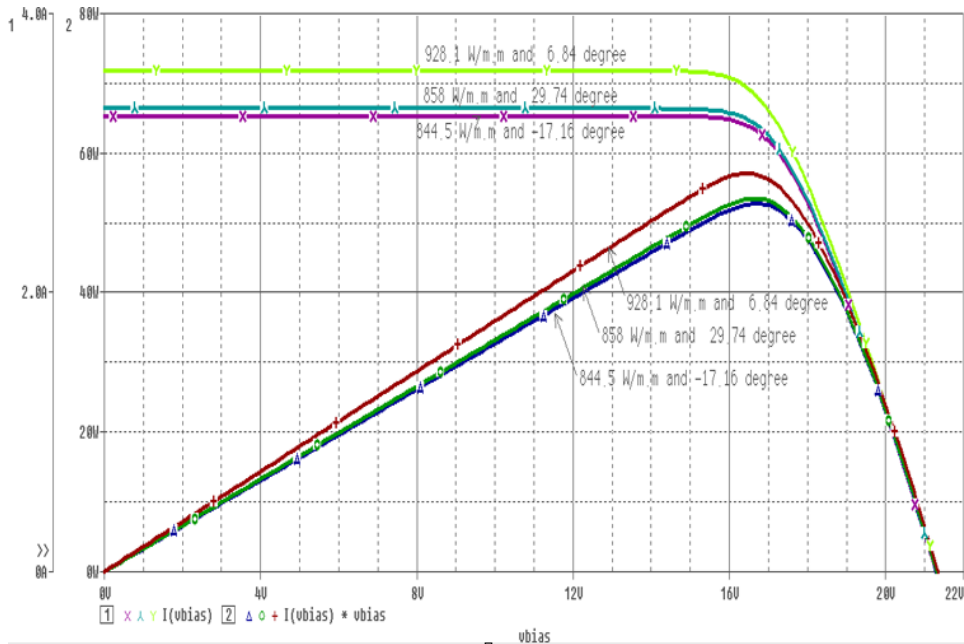
konstan tersebut, modul PV akan menghasilkan daya keluaran dan efisiensi tertinggi.

Modul PV silikon multikristalin BP SX 60 dengan spesifikasi 60 W dan 21 V digunakan dalam studi ini. Modul PV ini terdiri dari 36 sel surya yang dikonfigurasi menjadi rangkaian seri berisi 18 sel. Data lengkap modul PV tersebut disajikan pada Tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Parameter listrik modul PV silikon multikristalin BP SX 60

Parameter listrik	Nilai
Tegangan rangkaian terbuka (volt)	21,00
Arus hubung singkat (ampere)	3,87
Daya maksimum (watt)	60,00
Tegangan pada daya maksimum (volt)	16,80
Arus pada daya maksimum (ampere)	3,56

Kinerja modul PV di bawah kondisi iradiansi surya rata-rata tahunan di Perlis disimulasikan menggunakan PSpice dengan variasi sudut kemiringan modul dan suhu konstan (25°C). Untuk merepresentasikan pengaruh iradiansi surya, simulasi dilakukan menggunakan tiga kombinasi nilai iradiansi dan sudut kemiringan yang berbeda (844,5 W/m² dan -17,16°; 858 W/m² dan 29,74°; serta 928,1 W/m² dan 6,84°). Gambar 2.12 menunjukkan bahwa pengaruh iradiansi surya terhadap kinerja modul PV jauh lebih besar pada arus hubung singkat dibandingkan dengan tegangan rangkaian terbuka, serta memberikan dampak signifikan terhadap daya maksimum. Nilai arus hubung singkat, daya maksimum, dan efisiensi untuk setiap tingkat iradiansi surya dapat dilihat pada Tabel 2.2. Tabel 2.2 menunjukkan bahwa pada suhu konstan, peningkatan iradiansi surya menyebabkan peningkatan kinerja kelistrikan modul PV (arus hubung singkat, daya maksimum, dan efisiensi). Modul PV menunjukkan kinerja terbaik pada iradiansi surya sebesar 928,1 W/m² dan sudut kemiringan 6,84°.

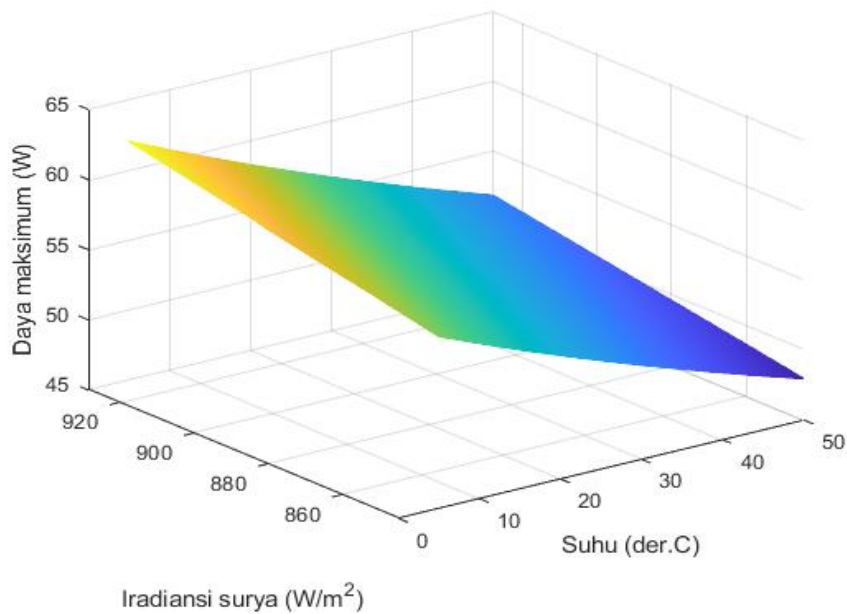


Gambar 2.12 Kinerja modul PV pada berbagai tingkat iradiansi surya dan sudut kemiringan

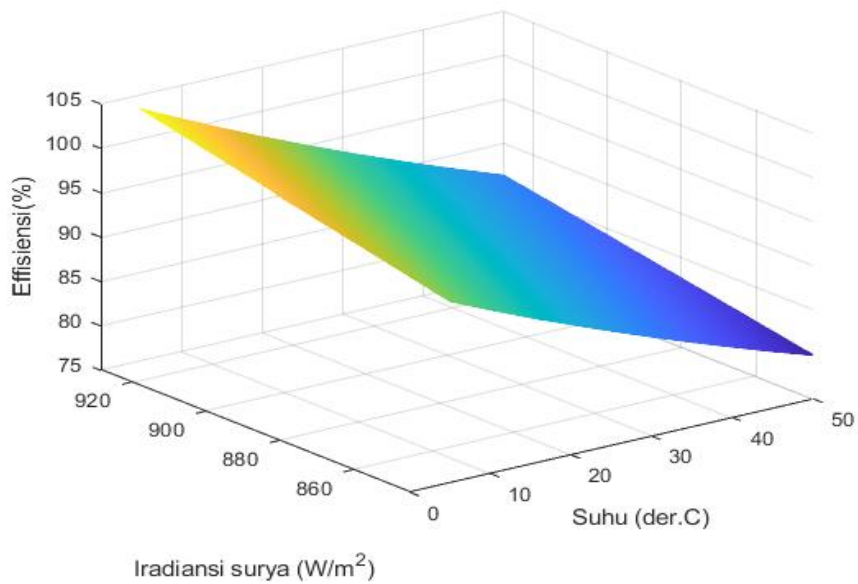
Tabel 2. 2 Kinerja modul PV pada berbagai tingkat iradiansi surya dan sudut kemiringan

Kinerja modul PV	Iradiansi surya dan sudut kemiringan		
	844,5 W/m ² dan -17,16°	858 W/m ² dan 29,74°	928,1 W/m ² dan 6,84°
Arus hubung singkat (A)	3,27	3,32	3,59
Daya maksimum (W)	52,75	53,46	57,09
Effisiensi (%)	87,92	89,10	95,15

Kinerja modul PV digambarkan sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu dalam diagram tiga dimensi yang ditampilkan pada Gambar 2.13 hingga 2.14. Gambar 2.13 memperlihatkan daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu. Gambar tersebut menunjukkan bahwa jika iradiansi surya konstan, peningkatan suhu akan menyebabkan penurunan daya maksimum; sebaliknya, jika suhu konstan, peningkatan iradiansi surya akan menyebabkan peningkatan daya maksimum.



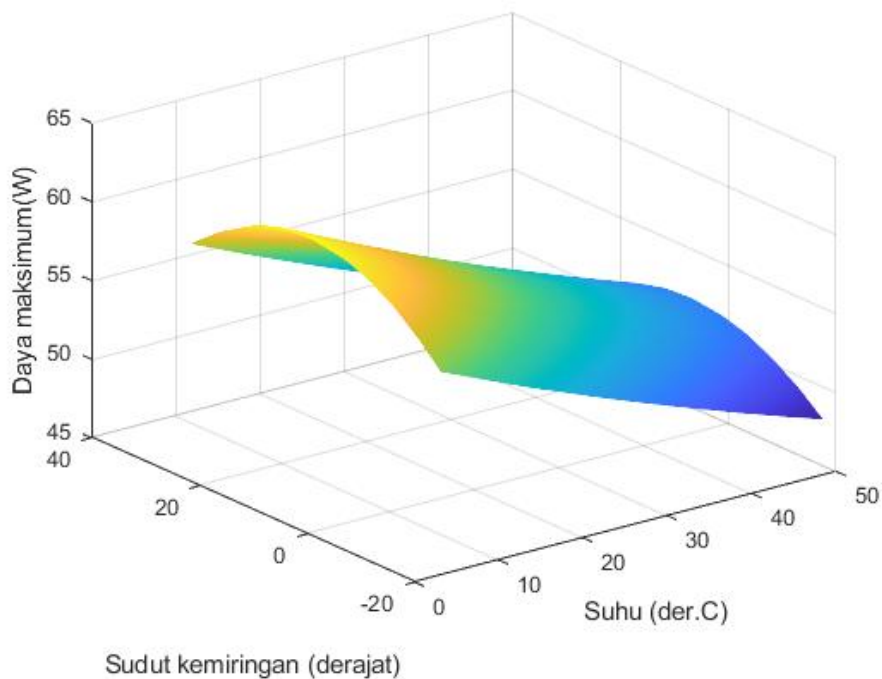
Gambar 2.13 Daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu



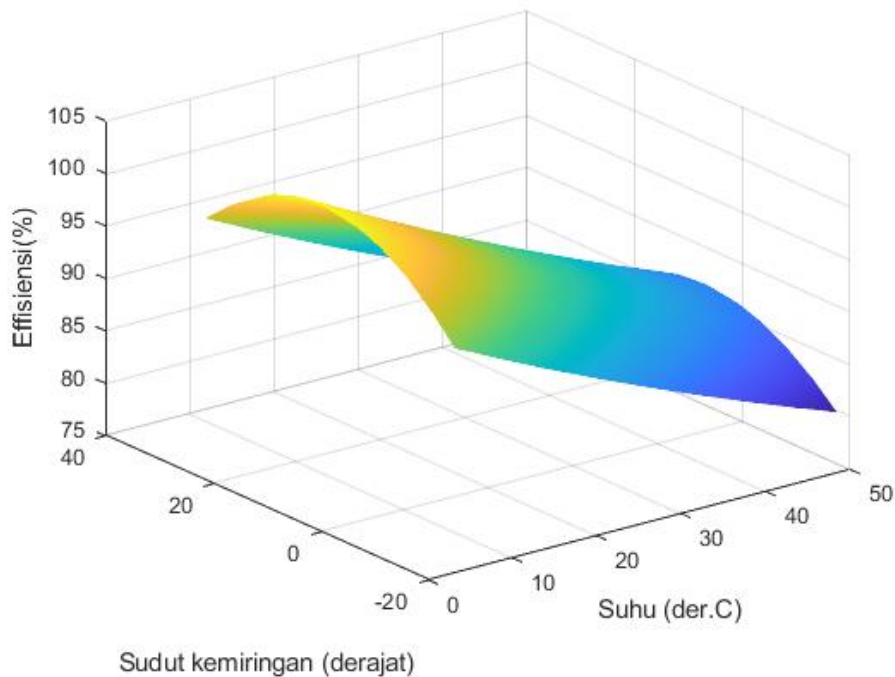
Gambar 2.14 Efisiensi modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu

Gambar 2.14 memperlihatkan efisiensi modul PV sebagai fungsi dari iradiansi surya dan suhu. Gambar tersebut menunjukkan bahwa jika iradiansi surya konstan, peningkatan suhu akan menyebabkan penurunan efisiensi modul PV; sebaliknya, jika suhu konstan, peningkatan iradiansi surya akan menyebabkan peningkatan efisiensi.

Kinerja modul PV digambarkan sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu dalam diagram tiga dimensi yang ditampilkan pada Gambar 2.15 hingga 2.16. Sudut-sudut kemiringan tersebut merupakan sudut kemiringan sepanjang tahun (-17,160 hingga 29,740). Gambar 2.15 memperlihatkan daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu. Gambar tersebut menunjukkan bahwa jika sudut kemiringan dijaga tetap, peningkatan suhu akan menyebabkan penurunan daya maksimum. Daya maksimum modul PV dalam satu tahun tercapai pada sudut kemiringan optimal sebesar 6,84°.



Gambar 2.15 Daya maksimum modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu



Gambar 2.16 Efisiensi modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu

Gambar 2.16 memperlihatkan efisiensi modul PV sebagai fungsi dari sudut kemiringan dan suhu. Gambar tersebut menunjukkan bahwa jika sudut kemiringan dijaga tetap, peningkatan suhu akan menyebabkan penurunan efisiensi. Efisiensi modul PV yang optimal dalam satu tahun dicapai pada sudut kemiringan $6,84^\circ$.

Iradiansi Surya dan Sudut Kemiringan Optimal Modul Fotovoltaik di Tanjung Morawa, Sumatera Utara, Indonesia

Tanjung Morawa terletak di Kabupaten Deli Serdang, Sumatera Utara, Indonesia. Wilayah ini memiliki koordinat 3,530 LU dan luas daratan sebesar 131,75 km², sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.17 (Irwanto, 2015).



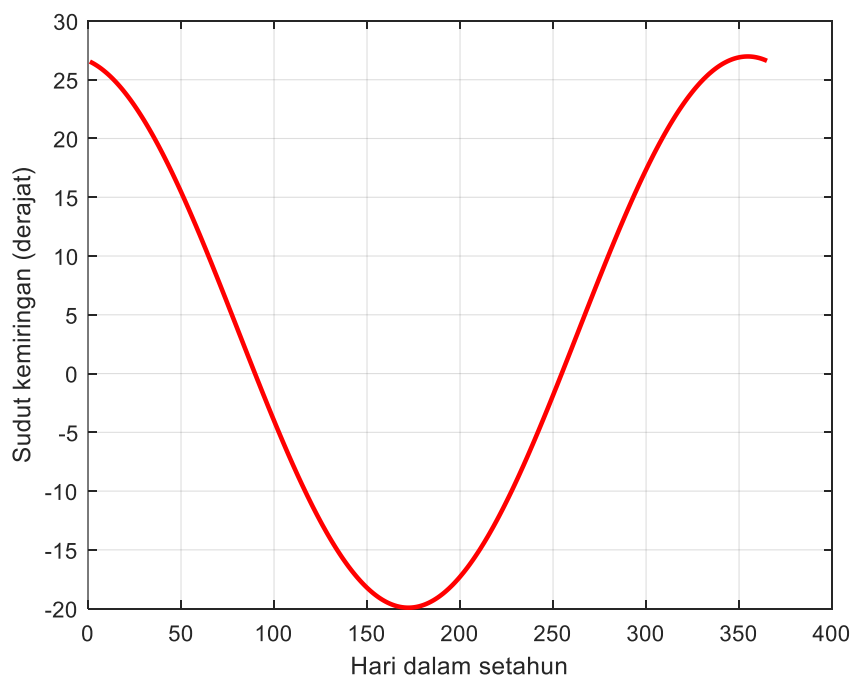
Gambar 2.17 Peta Tanjung Morawa dengan koordinat 3,530 LU dan luas wilayah daratan 131,75 km² (Irwanto, 2015)

Daya listrik yang dihasilkan oleh sistem PV berkaitan langsung dengan energi surya yang diterima oleh modul PV; meskipun modul PV dapat dipasang dengan berbagai orientasi dan sudut kemiringan, sebagian besar observatorium setempat hanya menyediakan data iradiansi surya pada permukaan horizontal. Oleh karena itu, estimasi iradiansi surya pada permukaan miring dilakukan dengan menjumlahkan komponen iradiansi surya langsung (beam), difus, dan pantulan yang mengenai permukaan tersebut. Program MATLAB digunakan untuk menentukan iradiansi surya sepanjang tahun dengan menggunakan persamaan (2.2) serta (2.5) hingga (2.15).

Sudut kemiringan modul PV dihitung menggunakan persamaan (2.5) hingga (2.15) untuk periode satu tahun. Pertama, deklinasi surya, δ dihitung untuk 365 hari dalam setahun dan nilai garis lintang Tanjung Morawa sebesar 3,530 LU disubstitusikan ke dalam persamaan (2.5); selanjutnya, sudut kemiringan, Σ dapat dihitung menggunakan persamaan (2.3). Sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa ditampilkan pada Gambar 2.18.

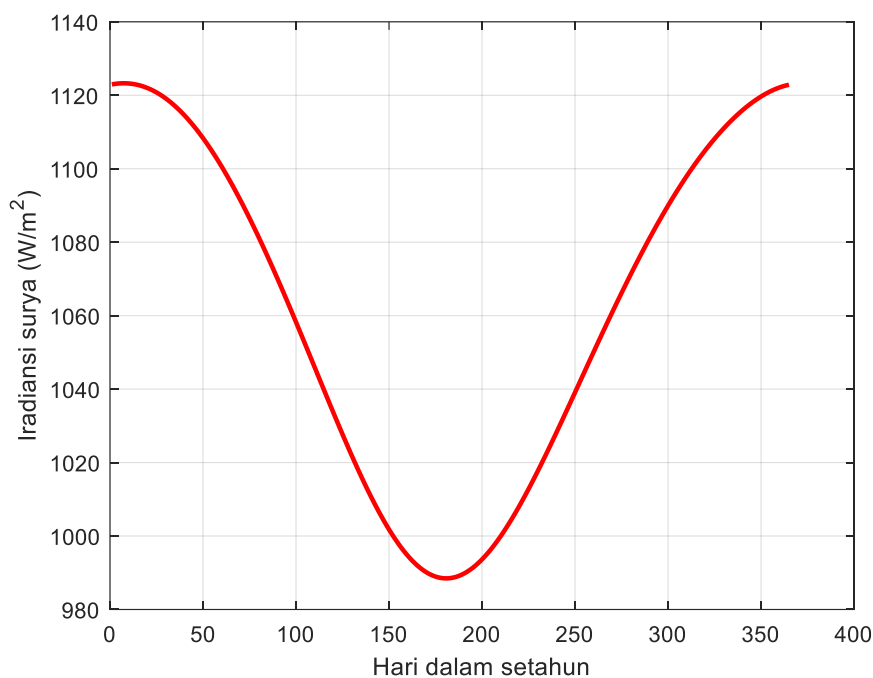
Gambar 2.18 menunjukkan bahwa sudut kemiringan dapat dibagi menjadi tiga bagian, yaitu positif, nol, dan negatif. Dari tanggal 1 Januari hingga 30

Maret, sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa bernilai positif ($26,54^\circ$ pada 1 Januari dan $0,31^\circ$ pada 30 Maret), yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke selatan. Pada tanggal 31 Maret dan 13 September, sudut kemiringannya adalah 0° , yang menunjukkan bahwa modul PV berada pada posisi horizontal. Dari tanggal 1 April hingga 12 September, sudut kemiringan bernilai negatif ($-0,09^\circ$ pada 1 April dan $-0,26^\circ$ pada 12 September), dengan nilai negatif maksimum sebesar $-19,92^\circ$ pada 21 Juni, yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke utara. Dari tanggal 13 September hingga 31 Desember, sudut kemiringan bernilai positif ($0,14^\circ$ pada 13 September dan $26,98^\circ$ pada 31 Desember), dengan nilai positif maksimum sebesar $27,03^\circ$ pada 23 Desember, yang menunjukkan bahwa modul PV miring menghadap ke selatan.



Gambar 2.18 Sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa, Indonesia

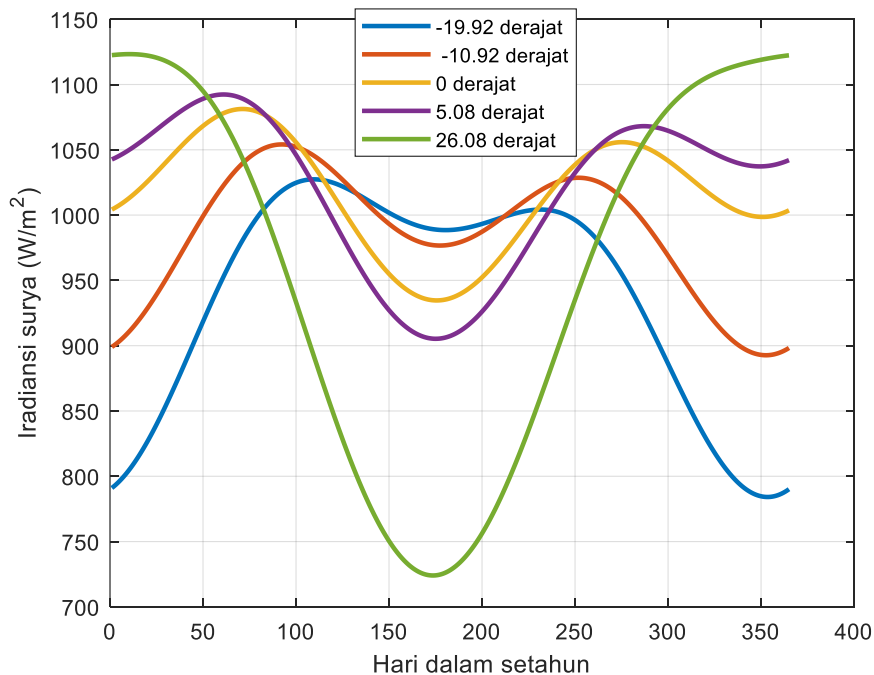
Iradiansi surya pada berbagai sudut kemiringan modul PV disajikan pada Gambar 2.19. Gambar 2.19 menunjukkan bahwa nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah $988,5 \text{ W/m}^2$, 1123 W/m^2 , dan 1061 W/m^2 , hal ini mengindikasikan kondisi langit yang cerah dan tingkat iradiansi yang sangat tinggi di Tanjung Morawa sepanjang tahun, serta menunjukkan adanya potensi bagi pembangkitan listrik tenaga PV



Gambar 2.19 Iradiansi surya pada sudut kemiringan modul PV di Tanjung Morawa, Indonesia

Gambar 2.20 menunjukkan bahwa sudut kemiringan memiliki pengaruh yang sangat signifikan terhadap iradiansi surya sepanjang tahun. Untuk sudut kemiringan yang berbeda, modul PV menerima iradiansi surya yang berbeda pula sepanjang tahun. Untuk sudut kemiringan modul PV sebesar $-19,92^\circ$, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah $784,1 \text{ W/m}^2$, 1027 W/m^2 , dan $938,3 \text{ W/m}^2$. Untuk modul PV horizontal, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata

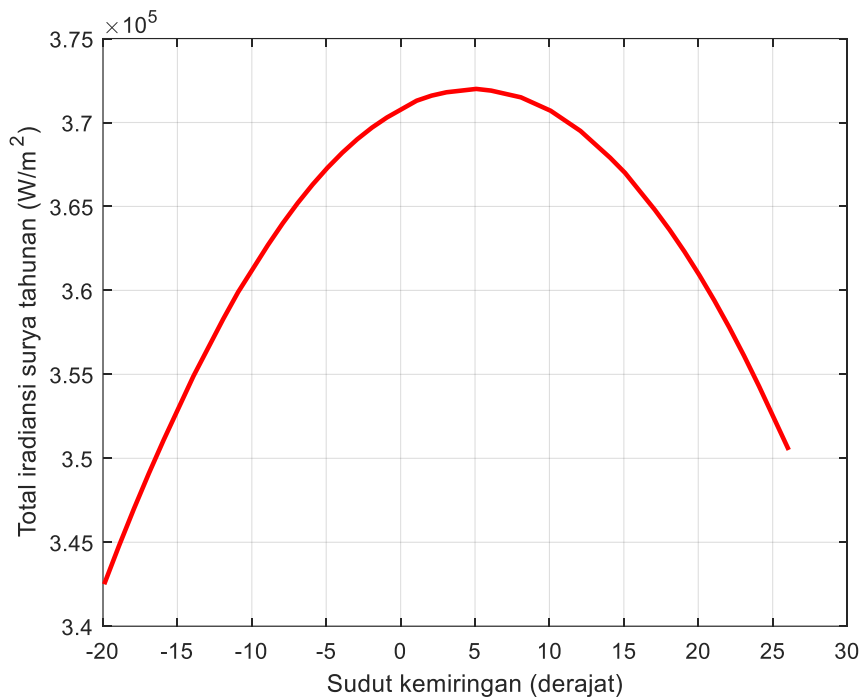
masing-masing adalah $934,7 \text{ W/m}^2$, 1081 W/m^2 , dan 1016 W/m^2 . Untuk sudut kemiringan modul PV sebesar $5,08^\circ$, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah $905,3 \text{ W/m}^2$, 1092 W/m^2 , dan 1019 W/m^2 . Untuk sudut kemiringan modul PV sebesar $26,08^\circ$, nilai iradiansi surya minimum, maksimum, dan rata-rata masing-masing adalah 724 W/m^2 , 1123 W/m^2 , dan 960 W/m^2 .



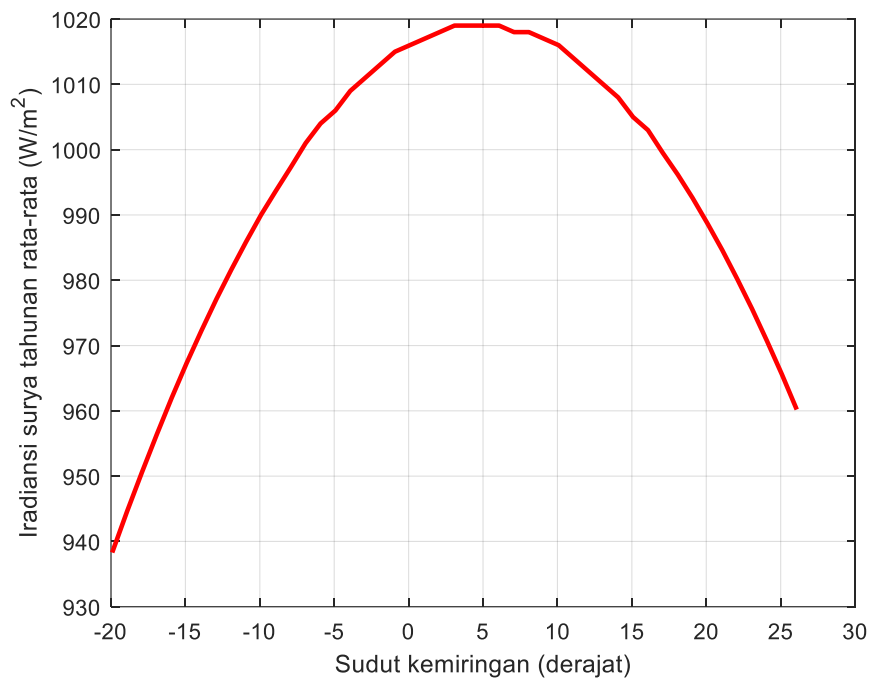
Gambar 2.20 Iradiansi surya sepanjang tahun pada berbagai sudut kemiringan modul PV

Setiap sudut kemiringan ($-19,92^\circ$ hingga $26,08^\circ$) modul PV di Tanjung Morawa dihitung untuk menentukan total tahunan dan rata-rata iradiansi surya. Sudut kemiringan optimal modul PV ditentukan dengan mencari nilai maksimum total tahunan dan rata-rata iradiansi surya. Pemilihan ini didasarkan pada prinsip bahwa pada suhu konstan, jika iradiansi surya meningkat, daya keluaran dan efisiensi modul PV juga akan meningkat (Castaner, 2002). Gambar 2.21 dan 2.22 menampilkan total tahunan dan rata-rata iradiansi surya pada berbagai sudut kemiringan modul PV. Gambar

2.21 dan 2.22 menunjukkan bahwa nilai maksimum tahunan untuk total dan rata-rata iradiansi surya masing-masing adalah 372.000 W/m^2 dan 1.019 W/m^2 pada sudut kemiringan modul PV sebesar $5,080^\circ$. Pada kondisi iradiansi surya dan suhu konstan tersebut, modul PV akan menghasilkan daya keluaran dan efisiensi tertinggi.



Gambar 2.21 Total iradiansi surya tahunan pada berbagai sudut kemiringan modul PV



Gambar 2.22 Iradiansi surya tahunan rata-rata pada berbagai sudut kemiringan modul PV

BAB III

ESTIMASI RADIASI SURYA DAN KINERJA FOTOVOLTAIK

Model Hargreaves

Menurut Almorox & Hontoria (2003), Chineke (2007), serta Bandyopadhyay dkk. (2008), Hargreaves dan Samani pertama kali mengemukakan bahwa radiasi surya (R_s) dapat diestimasi dari selisih antara suhu udara maksimum dan minimum menggunakan persamaan (3.1).

$$R_s = a.R_a(T_{\max} - T_{\min})^{0.5} \quad (3.1)$$

di mana R_s dinyatakan dalam $\text{MJ.m}^{-2} \cdot \text{hari}^{-1}$; $T_{\max}$ dan $T_{\min}$ masing-masing adalah suhu udara maksimum dan minimum harian rata-rata dalam $^{\circ}\text{C}$; R_a adalah radiasi ekstraterrestrial dalam $\text{MJ.m}^{-2} \cdot \text{hari}^{-1}$ yang merupakan fungsi dari garis lintang dan hari dalam setahun; serta a adalah koefisien empiris, dengan nilai a sebesar 0,16 untuk wilayah pedalaman dan 0,19 untuk wilayah pesisir.

Nilai R_a diberikan oleh,

$$R_a = (1440 / \pi) \cdot SC \cdot DF \cdot (\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin W_s + W_s \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad (3.2)$$

SC adalah konstanta surya (1367 W/m^2 atau $0,082 \text{ MJ.m}^{-2} \cdot \text{min}^{-1}$)

DF adalah faktor koreksi eksentrisitas orbit Bumi, yang dapat dihitung dengan persamaan (3.3).

$$DF = 1.0 + 0.033 \cdot \cos(2 \cdot \pi \cdot (\text{Julian Day} / 365)) \quad (3.3)$$

ϕ adalah faktor koreksi eksentrisitas orbit Bumi, yang dapat dihitung dengan persamaan (3.4)

$$\phi = latitude.\pi / 180 \quad (3.4)$$

δ adalah deklinasi surya, yang dapat dihitung dengan persamaan (3.5).

$$\delta = (23.45.\pi / 180).\sin(2.\pi.(284 + Julian\ Day) / 365) \quad (3.5)$$

W_s adalah sudut jam surya terbit rata-rata, yang dapat dihitung dengan persamaan (3.6).

$$W_s = \cos^{-1}(-\tan \phi . \tan \delta) \quad (3.6)$$

Nilai R_a bergantung pada hari Julian, dan nilai R_s sebanding dengan selisih antara suhu udara maksimum dan minimum (T_d). Jika nilai T_d meningkat, maka nilai R_s juga akan meningkat.

Regresi Linear

Regresi adalah analisis statistik yang menilai hubungan antara dua variabel. Analisis ini digunakan untuk menemukan hubungan antara dua variabel, yang dirumuskan melalui (<http://www.easycalculation.com/statistics/learn-regression.php>).

$$y = a + bx \quad (3.7)$$

di mana x dan y adalah variabel pertama dan kedua, b adalah kemiringan garis regresi, dan a adalah titik potong garis regresi dengan sumbu y .

Koefisien regresi a dan b diberikan oleh persmaan (3.8) dan (3.9).

$$b = (N \sum xy - (\sum x)(\sum y)) / (N \sum x^2 - (\sum x)^2) \quad (3.8)$$

$$a = \left(\sum y - b \left(\sum x \right) \right) / N \quad (3.9)$$

di mana N adalah jumlah elemen.

Kombinasi Model Hargreaves dan Regresi Linear (KMHRL)

Kombinasi model Hargreaves dan regresi linear (KMHRL) merupakan gabungan persamaan model Hargreaves dan regresi linear, diberikan oleh persamaan (3.10).

$$a + bx = 0.18R_a (T_{\max} - T_{\min})^{0.5} \quad (3.10)$$

Kedua koefisien regresi a dan b ditentukan berdasarkan metode Hargreaves, dan estimasi radiasi surya diperoleh melalui regresi linear dengan parameter yang berkorelasi, yaitu selisih suhu harian.

Dalam estimasi radiasi surya, keunggulan metode kombinasi model Hargreaves dan regresi linear dibandingkan dengan regresi linear adalah bahwa regresi linear memerlukan data radiasi surya terukur dan selisih suhu harian, sedangkan metode kombinasi model Hargreaves dan regresi linear hanya memerlukan selisih suhu harian.

Validasi Dengan Analisis Statistik

Nilai estimasi harian radiasi surya (R_{Sest}) dibandingkan dengan nilai terukur (R_{Smea}). Untuk menilai akurasi prediksi estimasi radiasi surya harian, digunakan empat indikator kinerja, yaitu coefficient of residual mass (CRM), root mean squared error (RMSE), persamaan Nash-Sutcliffe (NSE), dan persentase kesalahan (e) yang dinyatakan sebagai persentase dari nilai rata-rata aritmetika radiasi surya terukur (Almorox & Hontoria, 2003; Bandyopadhyay dkk., 2008; Gavalian dkk., 2006; Menges, 2006;

Chen dkk., 2003; Chen dkk., 2006; Supit & Kappel, 1998; Prieto dkk., 2009).

$$CRM = \frac{\sum_{i=1}^n R_{Smea,i} - \sum_{i=1}^n R_{Sest,i}}{\sum_{i=1}^n R_{Smea,i}} \quad (3.11)$$

di mana $R_{Smea,i}$ adalah radiasi surya harian terukur pada hari ke- i , $R_{Sest,i}$ adalah estimasi radiasi surya harian pada hari ke- i , $\overline{R_{Smea}}$ adalah rata-rata radiasi surya terukur, dan n adalah nomor hari estimasi radiasi surya.

CRM menunjukkan estimasi yang secara keseluruhan terlalu rendah atau terlalu tinggi. Untuk estimasi yang sempurna, nilai CRM akan bernilai nol. Nilai positif CRM menunjukkan kecenderungan model estimasi untuk memberikan estimasi yang terlalu rendah terhadap radiasi surya yang terukur, sedangkan nilai negatif CRM menunjukkan kecenderungan untuk memberikan estimasi yang terlalu tinggi terhadap radiasi surya yang terukur.

$$RMSE(\%) = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (R_{Sest,i} - R_{Smea,i})^2}{n}}}{\overline{R_{Smea}}} \times 100 \quad (3.12)$$

Nilai $RMSE$ tersebut dinyatakan sebagai persentase agar tidak memiliki dimensi, dan nilai yang lebih rendah menunjukkan kinerja yang lebih baik.

$$NSE = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (R_{Smea,i} - R_{Sest,i})^2}{\sum_{i=1}^n (R_{Smea,i} - \overline{R_{Smea}})^2} \quad (3.13)$$

NSE juga dikenal sebagai koefisien determinasi, suatu metode dikatakan lebih efisien jika nilai *NSE* mendekati 1, yaitu ketika seluruh estimasi radiasi surya sangat sesuai dengan data hasil pengukuran. Nilai *NSE* yang rendah (mendekati nol) menunjukkan kinerja model estimasi yang buruk, sedangkan nilai *NSE* negatif mengindikasikan bahwa estimasi radiasi surya tersebut lebih buruk daripada sekadar menggunakan nilai rata-rata hasil pengukuran.

$$e(\%) = \frac{R_{Sme,i} - R_{Sest,i}}{R_{Sme,i}} \times 100 \quad (3.14)$$

Kesalahan persentase relatif antara -10% dan +10% dianggap dapat diterima (Daut, dkk., 2011). Kesalahan persentase rata-rata dapat didefinisikan sebagai penyimpangan persentase antara estimasi dan pengukuran radiasi surya harian rata-rata bulanan.

Pemodelan Matematis Kinerja Modul PV

Pemodelan matematis arus rangkaian dan tegangan rangkaian terbuka pada karakteristik kelistrikan modul PV mengikuti apa yang diusulkan oleh Ulrick (2007). Untuk menggunakan model ini, diperlukan data tegangan rangkaian terbuka $V_{\min}$ dan $V_{\max}$ pada dua titik operasi dengan tingkat iradiansi surya yang berbeda $\alpha_{\min}$ (yaitu 200 W/m² dan 1000 W/m²) pada suhu nominal yang sama T_N (25°C). Selain keempat parameter tersebut, model ini memerlukan lima parameter tambahan dari lembar data modul PV, yaitu arus hubung singkat, I_{sc} serta tegangan V_{MPP} dan arus pada titik daya maksimum I_{MPP} , semuanya pada kondisi uji standar (STC), serta koefisien suhu untuk arus hubung singkat TC_i dan tegangan rangkaian terbuka TC_v . Parameter “*b*” merupakan parameter penyesuaian (*fit parameter*) dari model PV tersebut; parameter ini memengaruhi kurva I-V

pada titik daya maksimum. Arus rangkaian $I(\alpha, T, V)$ dan tegangan rangkaian terbuka $V_{oc}(\alpha, T)$ sebagai fungsi dari irradiansi surya, suhu, dan tegangan dinyatakan oleh persamaan (3.15) sampai (3.18).

$$I(\alpha, T, V) = \frac{\alpha}{1000 \frac{W}{m^2}} \cdot I_{sc} \cdot \tau_i(T) \cdot \left[\frac{1 - e^{-\left[\frac{V}{b \cdot \left(1 + \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \cdot \frac{\alpha - \alpha_{max}}{\alpha_{max} - \alpha_{min}} \right) \cdot (V_{max} + \tau_v(T))} - \frac{1}{b} \right]}}{1 - e^{-\frac{1}{b}}} \right] \quad (3.15)$$

Untuk $I(\alpha, T, V) = 0$ A, tegangan rangkaian terbuka diberikan oleh.

$$V_{oc}(\alpha, T) = \left[1 + \frac{V_{max} - V_{min}}{V_{max}} \cdot \frac{\alpha - \alpha_{max}}{\alpha_{max} - \alpha_{min}} \right] \cdot [V_{max} + \tau_v(T)] \quad (3.16)$$

$$\tau_i(T) = 1 + \frac{TC_i}{100\%} \cdot (T - T_N) \quad (3.17)$$

$$\tau_v(T) = TC_v \cdot (T - T_N) \quad (3.18)$$

Estimasi Kapasitas Energi yang Dihasilkan oleh Modul PV

Dalam hal estimasi kapasitas energi yang dihasilkan oleh modul PV, sangat penting untuk memperhatikan area penerapan yang sesuai untuk instalasi PV. Informasi mengenai efisiensi modul PV merupakan data yang berguna untuk mengestimasi keluaran PV. Informasi ini dapat diperoleh dari lembar data modul PV atau melalui pengukuran langsung, yaitu rasio antara daya puncak tahunan hasil pengukuran dengan daya puncak maksimum yang tercantum dalam lembar data. Sebagaimana dikemukakan oleh Shijun dan Hongxing (1997), nilai efisiensi sebesar 13% umumnya digunakan untuk modul silikon (Si) kristal tunggal yang populer, meskipun tersedia pula

modul PV dengan tingkat efisiensi yang lebih tinggi. Potensi kapasitas energi tahunan yang dihasilkan dari sistem PV yang terpasang dapat diprediksi menggunakan (Daut, dkk., 2010).

$$E_{out} = \left(\sum E_{solar,i} \right) \times A_i \times \eta_{pv} \times f \quad (3.19)$$

Dimana;

E_{out} = Radiasi surya tahunan (kWh/m²)

A_i = Luas penerapan permukaan modul forovoltaik

η_{pv} = Efisiensi modul fotovoltaik

f = Faktor pemanfaatan

Estimasi Radiasi Surya di Perlis, Malaysia Utara

Cara terbaik untuk memperoleh data radiasi surya di suatu lokasi tertentu adalah dengan melakukan pengukuran di lokasi tersebut secara terus-menerus dan akurat dalam jangka waktu yang panjang. Namun, karena kendala biaya, kebutuhan pemeliharaan dan kalibrasi peralatan ukur, ataupun keterbatasan institusional, data tersebut sering kali tidak tersedia, tidak lengkap, atau sulit diakses di sebagian besar wilayah dunia. Berdasarkan data meteorologi dari Stasiun Chuping, Perlis, yang terletak di wilayah utara Malaysia, ditemukan adanya beberapa data radiasi surya yang hilang untuk tahun 2007 dan 2008. Studi ini menyajikan metode untuk mengestimasi radiasi surya yang merupakan kombinasi antara metode Hargreaves dan regresi linear dengan menggunakan persamaan (3.1) samapai (3.10) dan hasilnya divalidasi dengan menggunakan persamaan (3.11) samapi (3.14).

Data suhu dan radiasi surya diperoleh dari dua stasiun cuaca. Stasiun pertama adalah Stasiun Meteorologi di Chuping, dan yang kedua adalah Stasiun Klaster EEIES di Kangar, Perlis, Malaysia bagian utara. Kedua stasiun cuaca tersebut menggunakan Vantage Weather Station Pro2. Stasiun Chuping dirancang untuk mencatat suhu dan radiasi surya secara per jam;

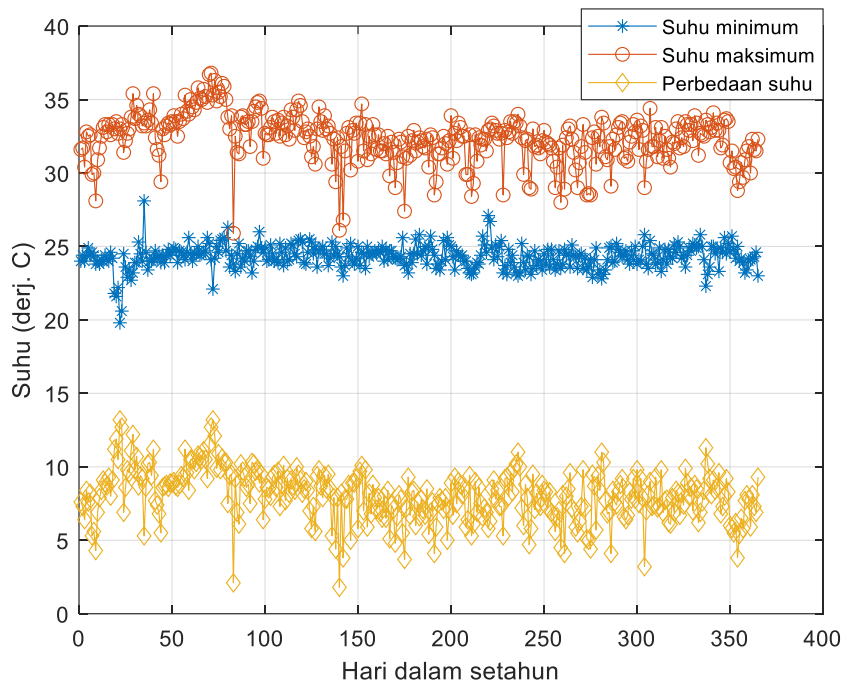
data harian dapat dihitung dari data per jam tersebut. Data harian ini mencakup radiasi surya harian serta suhu maksimum, minimum, dan rata-rata. Sejak tahun 2007, stasiun Chuping mengalami masalah teknis pada sensor radiasi surya, sehingga data radiasi surya tidak dapat dicatat. Jumlah data yang hilang serta satuan untuk setiap parameter selama periode tahun 2006 hingga 2008 disajikan dalam Tabel 3.1.

Tabel 3. 1 Deskripsi data yang hilang dari Stasiun Meteorologi di Chuping (2006 hingga 2008)

Parameter	Data yang hilang (bulan)		
	2006	2007	2008
Radiasi surya (MJ/m ²)	0	9	12
Suhu minimum (°C)	0	0	0
Suhu maksimum (°C)	0	0	0
Perbedaan suhu (°C)	0	0	0

Berdasarkan Tabel 3.1, terlihat bahwa tidak terdapat data yang hilang untuk tahun 2006, sedangkan untuk tahun 2007 dan 2008 masing-masing terdapat data radiasi surya yang hilang selama 9 bulan dan 12 bulan. Dengan menggunakan metode yang diusulkan, nilai radiasi surya untuk tahun 2007 dan 2008 dapat diestimasi.

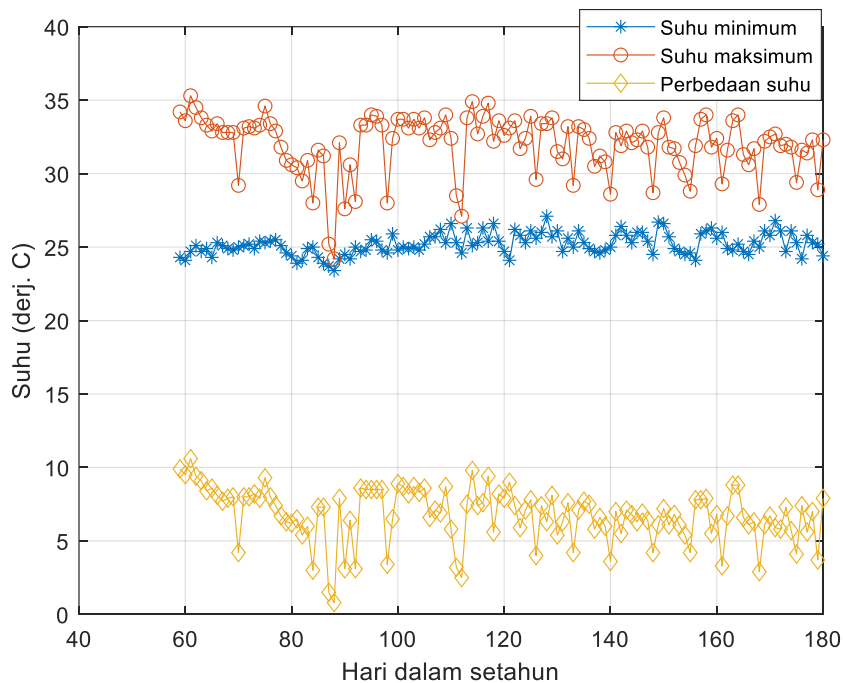
Data suhu dan radiasi surya yang dicatat oleh stasiun meteorologi di Chuping untuk tahun 2006 serta periode 26 tahun sebelumnya (1979–2006), dan oleh stasiun Klaster EEIES di Kargar untuk bulan Maret hingga Juni 2011, digunakan untuk memvalidasi data hasil pengukuran dan estimasi yang diperoleh melalui tiga metode (Hargreaves, regresi linear, dan KMHRL). Data radiasi surya yang tidak tersedia untuk tahun 2007 dan 2008 diestimasi menggunakan ketiga metode tersebut.



Gambar 3.1 Suhu sepanjang tahun 2006 yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis

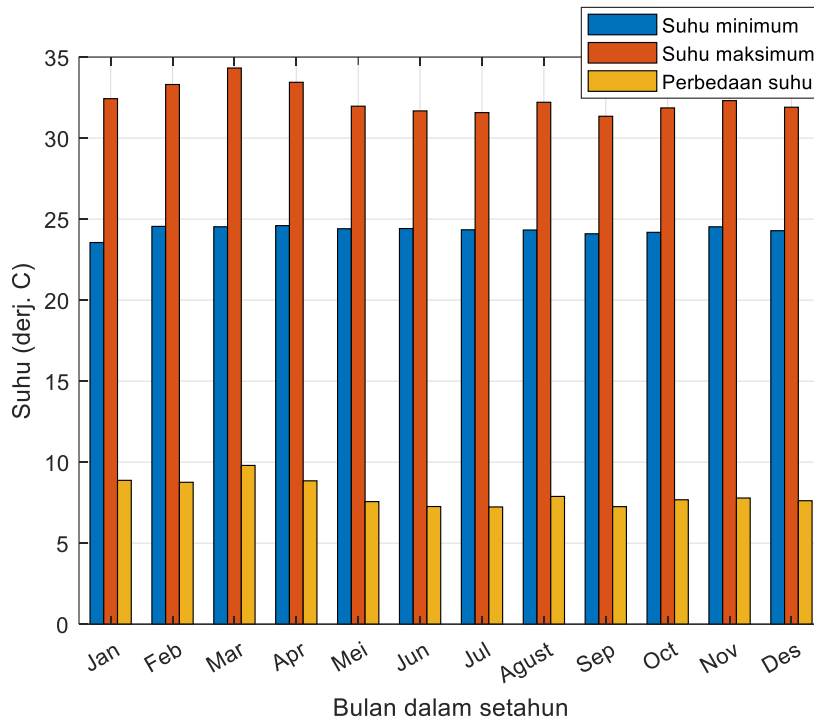
Radiasi surya (R_s) dipengaruhi oleh selisih antara suhu udara maksimum dan minimum (T_d). Besaran R_s berbanding lurus dengan T_d ; jika nilai T_d meningkat, maka nilai R_s juga akan meningkat. Data suhu sepanjang tahun 2006 yang dicatat oleh stasiun Chuping disajikan pada Gambar 3.1. Berdasarkan grafik suhu minimum, nilai terendah dan nilai rata-ratanya masing-masing adalah 19,8 °C pada tanggal 22 Januari dan 24,31 °C. Berdasarkan grafik suhu maksimum, nilai tertinggi dan nilai rata-ratanya masing-masing adalah 36,8 °C pada tanggal 12 Maret dan 32,36 °C. Berdasarkan grafik selisih suhu (selisih antara suhu maksimum dan minimum), nilai terendah, tertinggi, dan rata-ratanya masing-masing adalah 1,80 °C pada tanggal 20 Mei, 13,20 °C pada tanggal 22 Januari dan 13 Maret, serta 8,04 °C.

Suhu selama periode bulan Maret hingga Juni 2011 yang tercatat di stasiun Klaster EEIES di Kangar, Perlis, disajikan pada Gambar 3.2. Berdasarkan grafik suhu minimum, nilai terendah dan nilai rata-ratanya masing-masing adalah 19,8°C (pada tanggal 22 Januari) dan 24,31°C. Berdasarkan grafik suhu maksimum, nilai terendah dan nilai rata-ratanya masing-masing adalah 23,40°C (pada tanggal 30 Maret) dan 25,20°C. Berdasarkan grafik selisih suhu (perbedaan antara suhu maksimum dan minimum), nilai terendahnya adalah 0,80°C pada tanggal 30 Mei; pada saat itu terjadi banjir besar di Perlis, langit sangat gelap dan hujan turun sepanjang hari, sehingga radiasi surya sangat rendah sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2 Suhu selama bulan Maret hingga Juni 2011 yang tercatat oleh stasiun Klaster EEIES di Kangar, Perlis

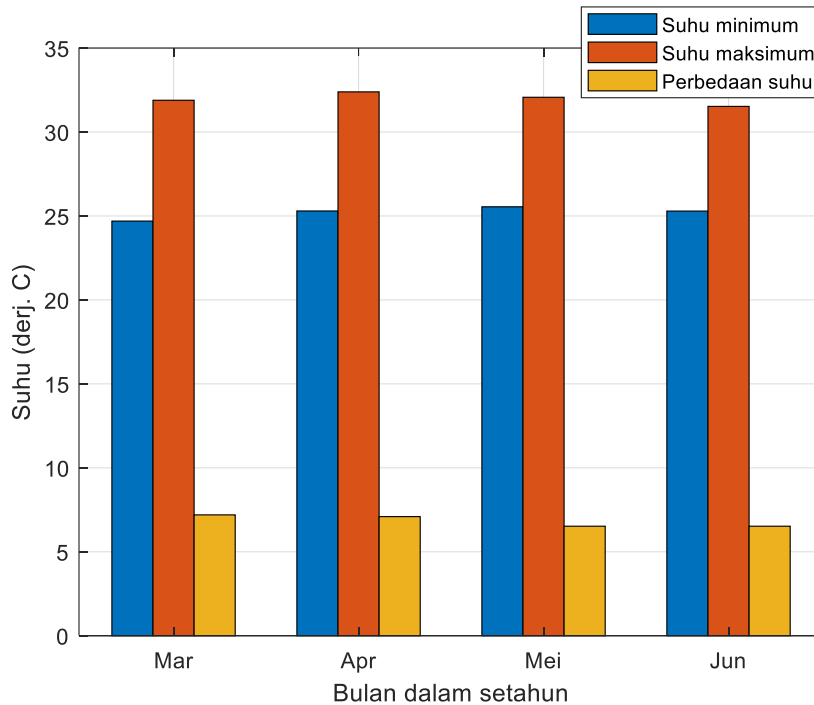
Rata-rata suhu bulanan yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis, untuk tahun 2006 disajikan pada Gambar 3.3. Suhu minimum terendah adalah 23,55 °C pada bulan Januari. Suhu maksimum tertinggi adalah 34,32 °C pada bulan Maret. Selisih suhu terbesar adalah 9,80 °C pada bulan Maret.



Gambar 3.3 Suhu rata-rata bulanan yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis, untuk tahun 2006

Rata-rata suhu bulanan yang tercatat oleh stasiun EEIES Cluster di Kangar, Perlis, untuk periode bulan Maret hingga Juni 2011 disajikan pada Gambar 3.4. Suhu minimum terendah adalah $24,70^{\circ}\text{C}$ pada bulan Maret. Suhu maksimum tertinggi adalah $32,39^{\circ}\text{C}$ pada bulan April. Selisih suhu terbesar adalah $7,20^{\circ}\text{C}$ pada bulan Maret.

Radiasi surya yang tercatat di stasiun Chuping untuk tahun 2006 dan di stasiun klaster EEIES diestimasi menggunakan metode Hargreaves, regresi linear, dan KMHRL. Perbedaan koefisien regresi a dan b yang diperoleh melalui metode regresi linear dan metode KMHRL disajikan dalam Tabel 3.2.



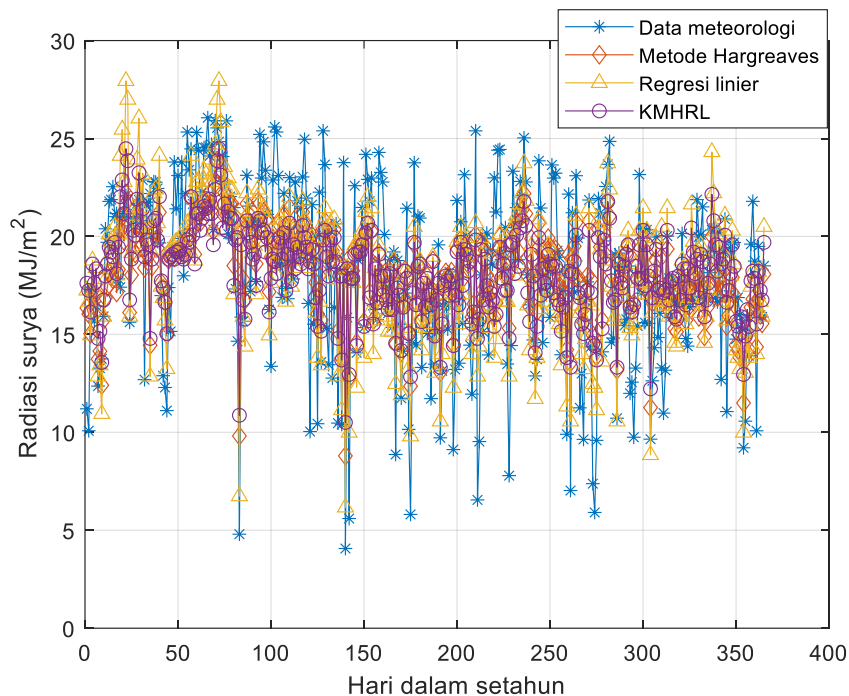
Gambar 3.4 Suhu rata-rata bulanan yang tercatat oleh stasiun EEIES Cluster di Kangar, Perlis, untuk bulan Maret hingga Juni 2011

Tabel 3. 2 Koefisien regresi

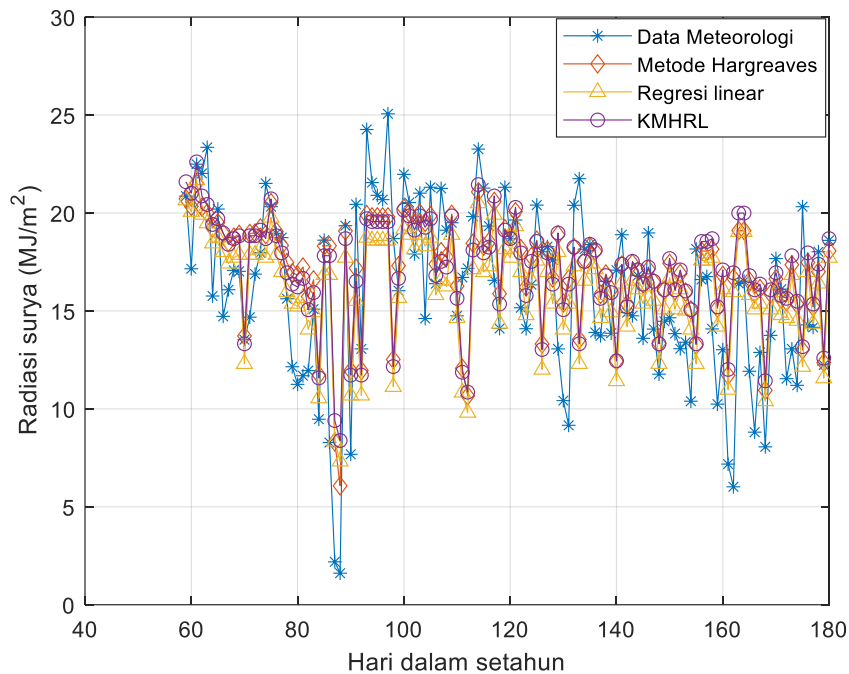
Metode	Koefisien regresi			
	<i>a</i>		<i>b</i>	
	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES
Regresi linier	2,733	6,147	1,91	1,465
KMHRL	8,297	7,244	1,226	1,456

Tabel 3.2 menunjukkan adanya perbedaan koefisien regresi antara penggunaan regresi linier dan metode yang diusulkan. Dalam estimasi radiasi surya, parameter yang berkorelasi x adalah selisih suhu seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 dan 3.3, dan koefisien regresi tersebut (a dan b) digunakan dalam kedua metode.

Data radiasi surya harian baik yang diukur maupun diestimasi yang dicatat oleh stasiun Chuping sepanjang tahun 2006 dan oleh stasiun EEIES Cluster selama bulan Maret hingga Juni 2011 disajikan pada Gambar 3.5 dan 3.6. Nilai minimum, maksimum, rata-rata, serta total radiasi surya yang diukur dan diestimasi tersebut tercantum dalam Tabel 3.3.



Gambar 3.5 Radiasi surya harian yang tercatat di stasiun Chuping sepanjang tahun 2006



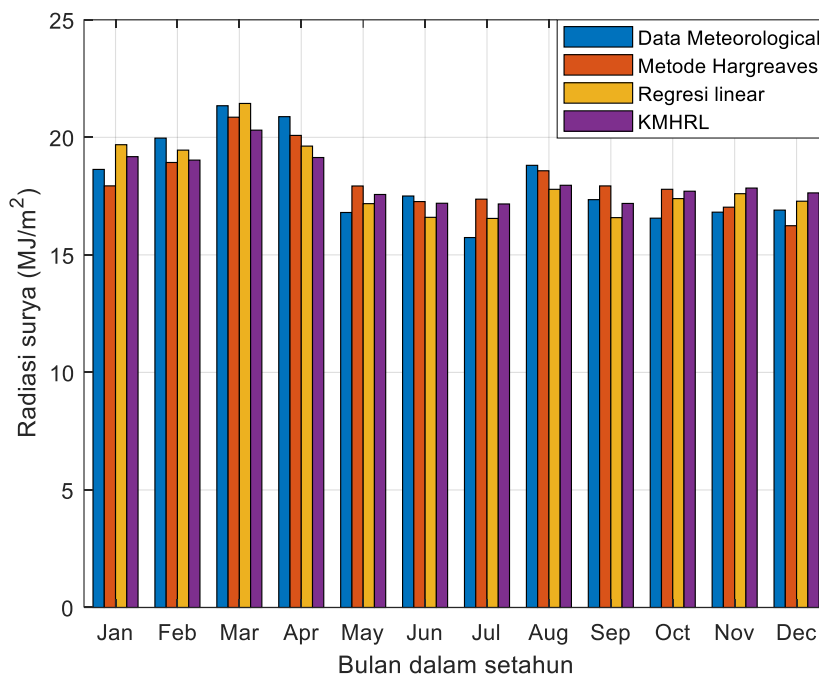
Gambar 3.6 Radiasi surya harian yang tercatat di stasiun Klaster EEIES sepanjang bulan Maret hingga Juni 2011

Tabel 3. 3 Radiasi surya minimum, maksimum, rata-rata, serta total, baik yang terukur maupun yang diestimasi

Metode	Radiasi surya							
	Minimum		Maksimum		Rata-rata		Total	
	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES
Terukur	4,07	1,61	26,06	25,06	18,09	16,05	6604	1959
Hargreave	8,80	6,07	24,38	21,51	18,16	17,04	6627	2079
Regresi	6,17	7,32	27,94	21,67	18,09	16,05	6604	1959
KMHRL	10,50	8,39	24,48	22,61	18,16	17,04	6627	2079

Rata-rata bulanan radiasi surya yang terukur dan diestimasi, yang dicatat oleh stasiun Chuping di Perlis untuk tahun 2006, disajikan pada Gambar 3.7. Nilai minimum dan maksimum radiasi surya terukur adalah 15,74 MJ/m² pada bulan Juli dan 21,34 MJ/m² pada bulan Maret. Nilai minimum

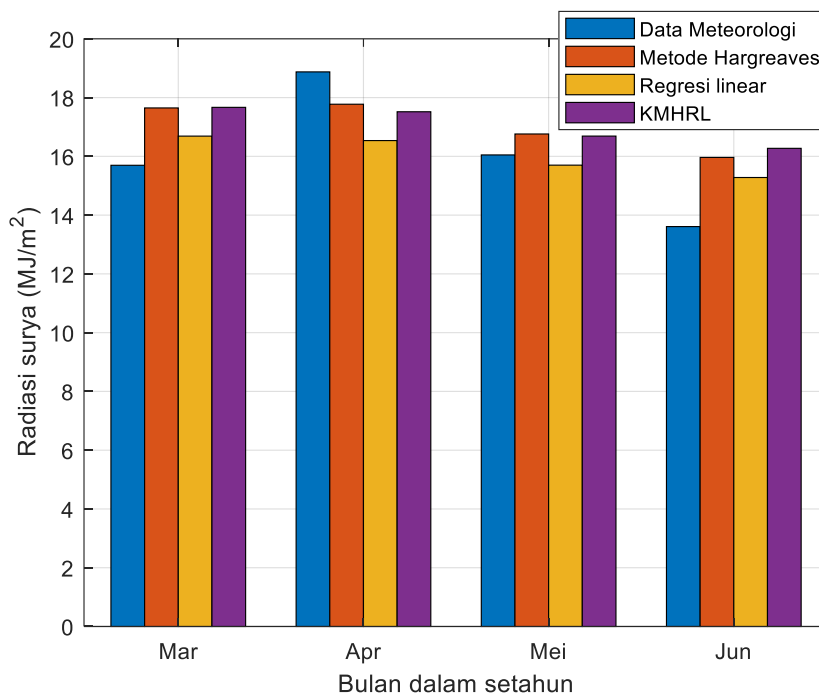
dan maksimum estimasi radiasi surya menggunakan metode Hargreaves adalah 16,24 MJ/m² pada bulan Desember dan 20,86 MJ/m² pada bulan Maret. Nilai minimum dan maksimum estimasi radiasi surya menggunakan regresi linear adalah 16,55 MJ/m² pada bulan Juli dan 21,44 MJ/m² pada bulan Maret. Nilai minimum dan maksimum estimasi radiasi surya menggunakan metode yang diusulkan masing-masing adalah 17,16 MJ/m² pada bulan Juli dan 20,31 MJ/m² pada bulan Maret.



Gambar 3.7 Rata-rata bulanan radiasi surya yang tercatat di stasiun Chuping, Perlis, untuk tahun 2006

Rata-rata bulanan radiasi surya yang terukur dan diestimasi, yang dicatat oleh stasiun Klaster EEIES di Kangar, Perlis untuk periode bulan Maret hingga Juni 2011, disajikan pada Gambar 3.8. Nilai minimum dan maksimum radiasi surya terukur masing-masing adalah 13,61 MJ/m² pada bulan Juni dan 18,87 MJ/m² pada bulan April. Nilai minimum dan

maksimum estimasi radiasi surya menggunakan metode Hargreaves adalah $15,96 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan Juni dan $17,77 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan April. Nilai minimum dan maksimum estimasi radiasi surya menggunakan regresi linear adalah $15,28 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan Juni dan $16,69 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan Maret. Nilai minimum dan maksimum estimasi radiasi surya menggunakan metode yang diusulkan masing-masing adalah $16,27 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan Juni dan $17,67 \text{ MJ/m}^2$ pada bulan Maret.



Gambar 3.8 Rata-rata bulanan radiasi matahari yang tercatat oleh stasiun EEIES Cluster di Kangar, Perlis, untuk bulan Maret hingga Juni 2011

Perbandingan antara radiasi surya yang diukur dan yang diestimasi berdasarkan suhu harian yang terukur dinyatakan dengan CRM , $RMSE$, NSE dan e , sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.4. Tabel 3.4 menunjukkan bahwa nilai-nilai CRM tersebut mendekati nol, yang mengindikasikan bahwa metode-metode tersebut memberikan estimasi

yang sempurna. Nilai *CRM* untuk metode Hargreaves dan metode yang diusulkan menunjukkan angka negatif, yang mengindikasikan adanya kecenderungan metode estimasi tersebut untuk menghasilkan estimasi yang lebih tinggi (over-estimate) dibandingkan dengan radiasi matahari yang terukur. Nilai-nilai *RMSE* tersebut tergolong rendah, yang menunjukkan bahwa metode tersebut memiliki kinerja yang baik. Nilai-nilai *NSE* tersebut berada di atas 0,33. Nilai-nilai *e* berkisar antara -1,678% hingga 3,3%, yang mengindikasikan bahwa model-model estimasi tersebut dapat diterima dan dapat diterapkan.

Tabel 3. 4 Analisis statistik

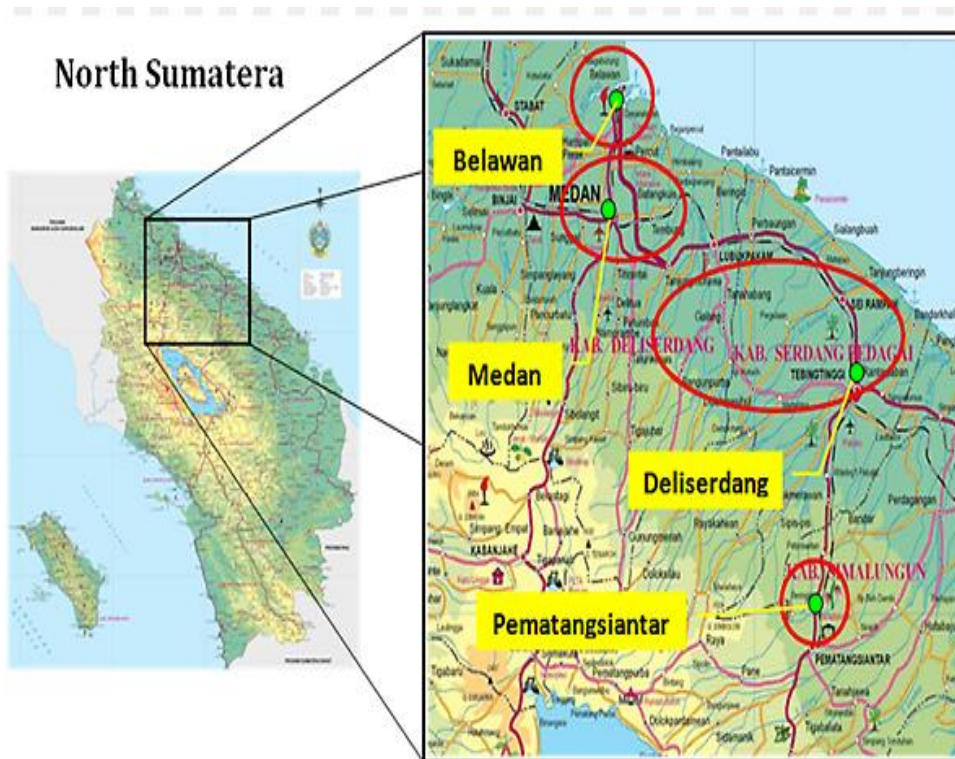
Metode	Analisis statistik							
	<i>CRM</i>		<i>RMSE</i>		<i>NSE</i>		<i>e</i> (%)	
	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES	Chuping	EEIES
Hargreave	-0,0035	-0,061	0,173	0,215	0,512	0,367	0,188	-1,678
Regresi	0	0	0,163	0,211	0,567	0,388	2,488	4,155
KMHRL	-0,0035	-0,061	0,176	0,220	0,494	0,3362	3,328	-1,541

Estimasi Iradiansi Surya di Medan Menggunakan Metode Hargreaves untuk Penilaian Potensi Pembangkitan Listrik Fotovoltaik

Medan adalah ibu kota Provinsi Sumatra Utara di Indonesia. Terletak di pesisir utara, Medan merupakan kota terbesar kelima di Indonesia setelah Jakarta, Surabaya, Bandung, dan Bekasi, serta merupakan kota terbesar di Indonesia di luar Pulau Jawa. Medan memiliki koordinat 3,580 LU dan luas wilayah 265,1 km² sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 3.9.

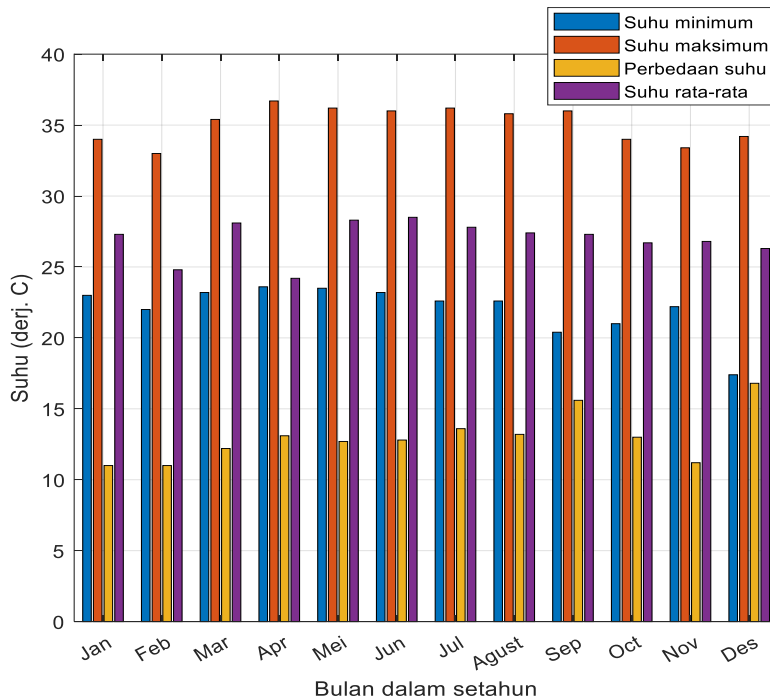
Estimasi iradiansi surya di Medan menggunakan metode Hargreaves dengan mengikut persamaan (3.1) sampai (3.6). Estimasi berdasarkan suhu minimum, maksimum dan rata-rata bulanan. Selisih suhu merupakan perbedaan antara suhu udara maksimum dan minimum. Hal ini mempengaruhi iradiansi surya. Iradiansi surya berbanding lurus dengan selisih suhu; jika nilai selisih suhu meningkat, maka nilai iradiansi surya juga akan meningkat. Data suhu minimum, maksimum, selisih suhu, dan

suhu rata-rata bulanan sepanjang tahun 2013 di Medan, Sumatera Utara, disajikan pada Gambar 3.10.

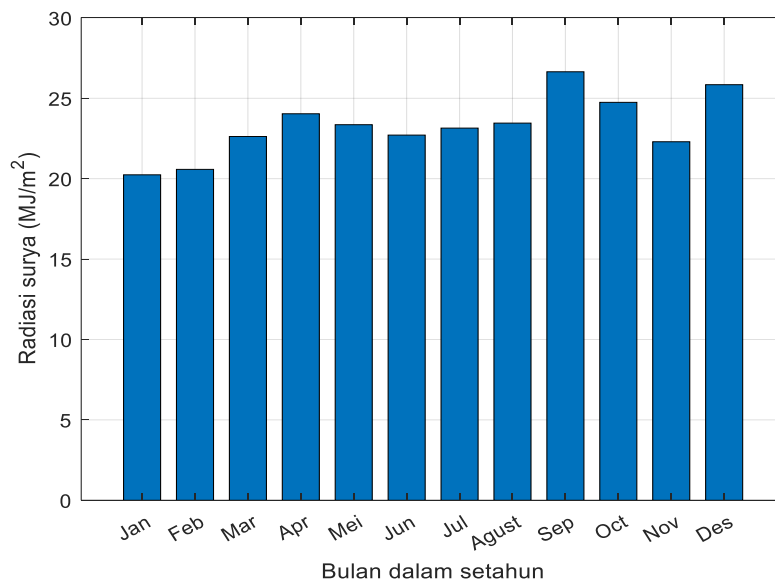


Gambar 3.9 Peta Medan memiliki koordinat lintang 3,580 LU

Berdasarkan grafik suhu minimum, nilai terendah dan rata-ratanya masing-masing adalah 17,40 °C pada bulan Desember dan 22,06 °C. Berdasarkan grafik suhu maksimum, nilai tertinggi dan rata-ratanya masing-masing adalah 36,7 °C pada bulan April dan 35,08 °C. Berdasarkan grafik selisih suhu (selisih antara suhu maksimum dan minimum), nilai terendah, tertinggi, dan rata-ratanya masing-masing adalah 11,00 °C pada bulan Januari, 16,80 °C pada bulan Desember, dan 13,02 °C.

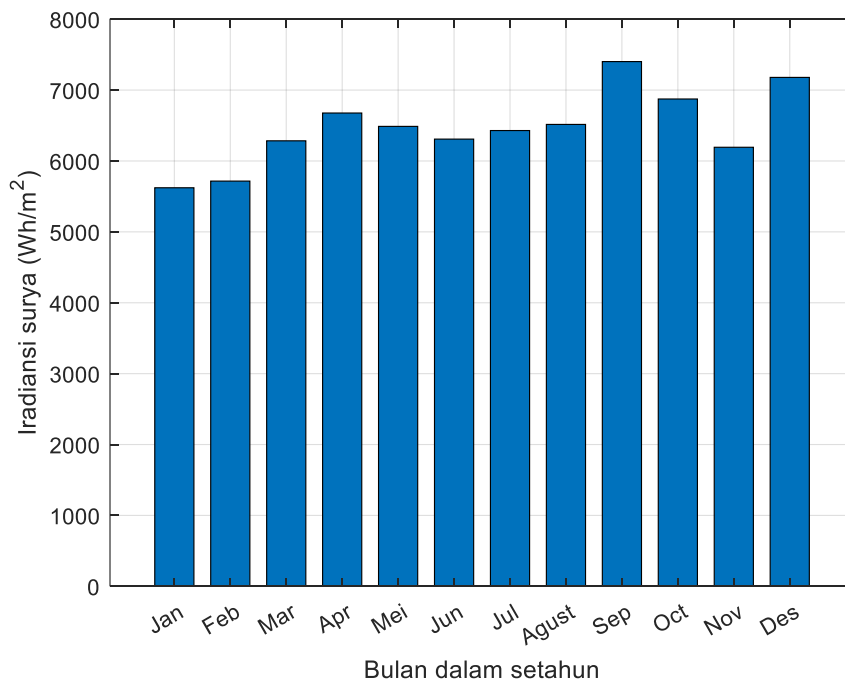


Gambar 3.10 Suhu minimum, maksimum, dan rata-rata bulanan



Gambar 3.11 Radiasi surya bulanan dalam MJ/m²

Estimasi bulanan iradiansi surya yang didasarkan pada suhu minimum dan maksimum yang tercatat oleh Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika di Medan, Sumatera Utara, disajikan pada Gambar 3.11 dan 3.12. Estimasi radiasi surya minimum dan maksimum menggunakan metode Hargreaves masing-masing adalah 20,24 MJ/m² atau 5,62 kWh/m² pada bulan Januari dan 26,65 MJ/m² atau 7,40 kWh/m² pada bulan September.

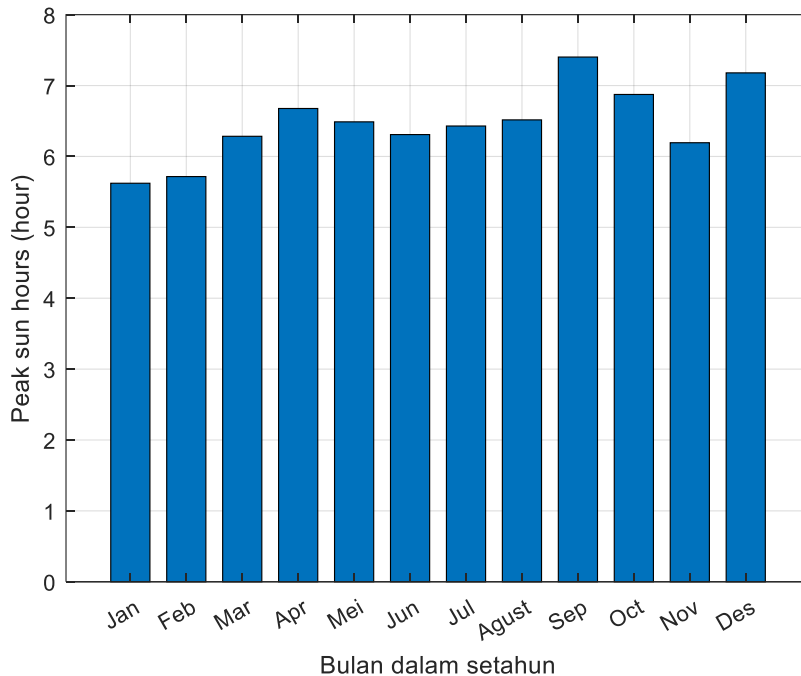


Gambar 3.12 Radiasi surya bulanan dalam Wh/m²

Setiap bulannya, nilai radiasi surya tercatat di atas 4 kWh/m². Hal ini menunjukkan bahwa iradiasi surya di Medan, Sumatera Utara, tergolong sangat tinggi, sehingga memberikan potensi besar untuk pembangkitan listrik tenaga fotovoltaik.

Gambar 3.13 menampilkan data *peak sun hours* (PSH) bulanan di Medan, Sumatera Utara. Nilai PSH yang tercatat setiap bulannya berada di atas 4 jam. Hal ini menunjukkan bahwa iradiasi matahari di Medan, Sumatera

Utara, termasuk dalam kategori PSH yang sangat tinggi, sehingga memberikan potensi besar untuk pembangkitan listrik tenaga fotovoltaik.



Gambar 3.13 Bulanan peak sun hours (PSH)

Rata-rata bulanan radiasi surya di Medan adalah $6,47 \text{ kWh/m}^2$. Jika jumlah radiasi surya ini dikonversi menjadi listrik menggunakan teknologi PV dengan efisiensi sebesar 13% dan faktor pemanfaatan sebesar 1, maka berdasarkan persamaan (3.16), akan dihasilkan energi listrik bulanan sebesar $841,40 \text{ Wh/m}^2$. Jika seluruh lahan di Medan ($265.100.000 \text{ m}^2$) dipasang panel PV horizontal, listrik sebesar hampir $0,22 \text{ GWh}$ dapat dihasilkan setiap bulannya. Hal ini menunjukkan besarnya potensi iradiasi matahari untuk pembangkitan listrik tenaga PV di Medan.

BAB IV

MODUL FOTOVOLTAIK DAN KINERJA SISTEM

Material Modul Fotovoltaik

Modul fotovoltaik (*photovoltaic*/PV) merupakan suatu sistem berlapis yang dirancang untuk mengubah energi radiasi surya menjadi energi listrik sekaligus melindungi sel fotovoltaik dari pengaruh lingkungan selama masa operasinya. Oleh karena itu, modul fotovoltaik tidak hanya terdiri atas sel surya sebagai material aktif, tetapi juga tersusun dari beberapa material pendukung yang memiliki fungsi optik, mekanik, listrik, dan proteksi. Pada modul berbasis silikon kristalin (*crystalline silicon/c-Si*) yang banyak digunakan secara komersial, struktur modul pada umumnya terdiri atas kaca depan (*front glass*), material enkapsulan, sel surya, lapisan enkapsulan kedua, *backsheets* atau kaca belakang, material interkoneksi, bingkai aluminium, serta *junction box*. Kombinasi material tersebut membentuk suatu sistem yang harus mampu mempertahankan transmisi cahaya, isolasi listrik, kekuatan mekanik, dan perlindungan terhadap kelembapan sepanjang umur operasional modul (Aghaei et al., 2022; Kim dkk., 2024).

Material aktif utama pada sebagian besar modul fotovoltaik komersial adalah silikon kristalin. Material ini digunakan karena mempunyai karakteristik semikonduktor yang sesuai untuk konversi energi matahari, stabilitas yang baik, teknologi manufaktur yang telah matang, serta ketersediaan bahan baku yang relatif luas. Sel silikon dapat dibuat dalam bentuk monokristalin maupun multikristalin, meskipun perkembangan industri dalam beberapa tahun terakhir semakin mengarah pada wafer silikon monokristalin dan arsitektur sel berperforma tinggi. Pada sebuah sel, wafer silikon dipadukan dengan lapisan terdoping, lapisan pasivasi, kontak logam, serta struktur antirefleksi sehingga pembawa muatan yang dihasilkan oleh radiasi matahari dapat dikumpulkan secara efektif. Perkembangan teknologi seperti PERC, TOPCon, dan *silicon heterojunction* menunjukkan bahwa peningkatan kinerja modul bukan

hanya bergantung pada kemurnian silikon, tetapi juga pada rekayasa antarmuka, material kontak, passivation layer, dan proses fabrikasinya. Dengan demikian, pemilihan material pada tingkat sel mempunyai hubungan langsung dengan efisiensi, biaya produksi, serta kestabilan modul dalam jangka panjang (Ballif dkk., 2022).

Bagian terluar dari modul umumnya menggunakan kaca fotovoltaik dengan kandungan besi rendah (*low-iron solar glass*). Kaca ini berfungsi sebagai media transmisi radiasi matahari sekaligus sebagai pelindung mekanis terhadap hujan, debu, angin, benturan, dan perubahan temperatur. Kandungan besi dibuat rendah karena senyawa besi pada kaca dapat menyerap sebagian radiasi pada daerah spektrum yang sebenarnya dapat dimanfaatkan oleh sel surya. Selain itu, kaca umumnya diperkuat melalui proses *tempering* untuk meningkatkan ketahanannya terhadap beban mekanik. Permukaan kaca juga dapat dilengkapi lapisan antirefleksi untuk mengurangi kehilangan cahaya akibat refleksi pada antarmuka udara-kaca. Oleh sebab itu, sifat kaca yang ideal tidak hanya ditentukan oleh transparansinya, tetapi juga oleh kekuatan mekanik, stabilitas kimia, ketahanan terhadap cuaca, dan kemampuan mempertahankan sifat optiknya dalam waktu yang lama (Allsopp dkk., 2020).

Di antara kaca dan sel surya terdapat material enkapsulan (*encapsulant*), yang mempunyai peran penting dalam menjaga integritas internal modul. Material enkapsulan merekatkan komponen modul, memberikan isolasi listrik, melindungi sel dan interkoneksi logam terhadap kelembapan, serta mentransmisikan radiasi menuju permukaan sel. *Ethylene-vinyl acetate* (EVA) merupakan salah satu material enkapsulan yang paling luas digunakan karena biaya yang relatif rendah, karakteristik optik yang baik, kemampuan adhesi yang memadai, dan pengalaman penggunaannya yang telah panjang pada industri PV. Akan tetapi, EVA dapat mengalami degradasi akibat paparan radiasi ultraviolet, temperatur tinggi, oksigen, dan kelembapan. Degradasi tersebut dapat menyebabkan perubahan warna, penurunan transmitansi, delaminasi, serta pembentukan produk degradasi seperti asam asetat yang dapat mempercepat korosi pada komponen logam di dalam modul (Dintcheva dkk., 2023; Fiandra dkk., 2024).

Untuk meningkatkan ketahanan modul, material seperti polyolefin elastomer (POE) dan thermoplastic polyolefin (TPO) mulai digunakan sebagai alternatif atau dikombinasikan dengan EVA. POE memiliki karakteristik penghalang kelembapan dan resistivitas listrik yang baik serta tidak menghasilkan asam asetat melalui mekanisme degradasi seperti EVA. Namun, penelitian menunjukkan bahwa performa suatu enkapsulan tidak dapat dinilai hanya berdasarkan jenis polimer dasarnya. Komposisi aditif, *cross-linking*, stabilisator ultraviolet, antioksidan, kondisi laminasi, dan interaksinya dengan material lain sangat menentukan mekanisme degradasi yang terjadi. Uličná dkk. (2023), misalnya, menunjukkan bahwa formulasi aditif pada enkapsulan dapat memberikan pengaruh yang sangat besar terhadap perubahan optik dan degradasi polimer ketika material mengalami kombinasi paparan panas dan ultraviolet. Oleh karena itu, pemilihan enkapsulan harus mempertimbangkan tidak hanya sifat awal material, tetapi juga perilakunya setelah mengalami penuaan dalam kondisi lingkungan nyata (Kim dkk., 2024; Uličná dkk., 2023).

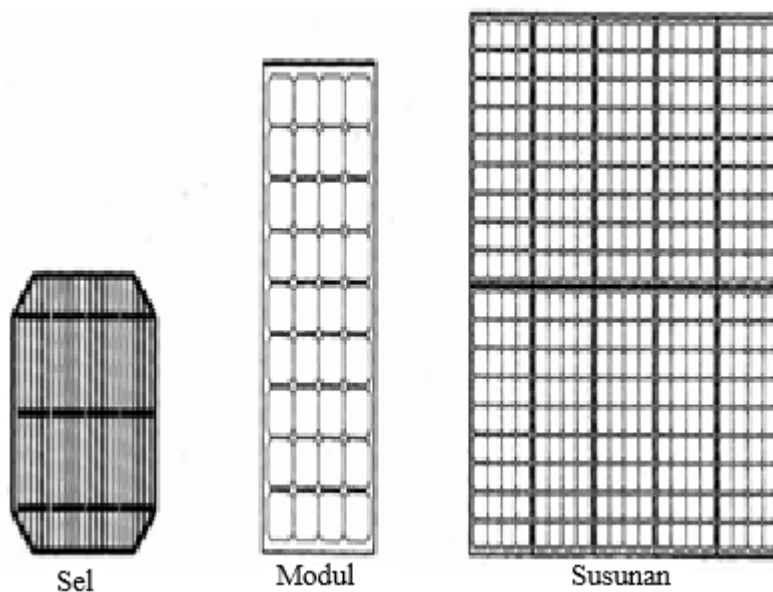
Lapisan bagian belakang modul dapat menggunakan polymeric backsheet atau kaca, tergantung pada desain modul. *Backsheet* konvensional biasanya merupakan struktur multilapis berbasis polimer yang dirancang untuk menyediakan isolasi listrik sekaligus menjadi penghalang terhadap kelembapan, radiasi ultraviolet, dan kondisi lingkungan dari sisi belakang modul. Stabilitas material *backsheets* sangat penting karena keretakan, degradasi polimer, atau penurunan kekuatan adhesinya dapat membuka jalur masuk bagi kelembapan dan mempercepat kerusakan komponen internal. Selain desain *glass-backsheet*, teknologi modul modern juga banyak mengembangkan konfigurasi glass-glass, khususnya pada modul bifasial. Pada konfigurasi ini, lapisan belakang polimer digantikan dengan kaca sehingga modul memperoleh perlindungan tambahan dan memungkinkan radiasi dari sisi belakang dimanfaatkan oleh sel bifasial. Namun, perubahan struktur tersebut juga memerlukan pemilihan enkapsulan dan desain antarmuka yang tepat karena perbedaan sifat mekanik dan permeabilitas material dapat memengaruhi pola degradasi modul (Sinha dkk., 2021; Kim dkk., 2024).

Selain material polimer dan kaca, modul fotovoltaik mengandung sejumlah material logam yang berfungsi sebagai penghantar arus maupun penopang struktur. Tembaga banyak digunakan pada *ribbon* dan interkoneksi antar-sel, sedangkan perak digunakan pada kontak listrik sel karena memiliki konduktivitas listrik yang tinggi. Aluminium digunakan secara luas sebagai material bingkai karena mempunyai kombinasi antara massa yang ringan, kekuatan mekanik, kemampuan fabrikasi, dan ketahanan terhadap korosi. Interaksi antara material logam dengan enkapsulan dan kelembapan perlu diperhatikan karena korosi pada kontak maupun interkoneksi dapat meningkatkan resistansi seri dan mengurangi daya keluaran modul. Perbedaan koefisien muai termal antara kaca, silikon, polimer, logam, dan bahan penyolder juga menimbulkan tegangan mekanik selama siklus pemanasan dan pendinginan. Dalam jangka panjang, kondisi tersebut dapat berkontribusi terhadap retakan mikro pada sel, kelelahan sambungan solder, dan kerusakan interkoneksi (Aghaei dkk., 2022).

Salah satu aspek yang sangat menentukan umur modul adalah kemampuan seluruh material tersebut bekerja sebagai satu sistem yang kompatibel. Degradasi suatu komponen dapat memicu degradasi pada komponen lainnya. Sebagai contoh, masuknya kelembapan melalui bagian tepi atau lapisan polimer dapat mempercepat korosi kontak logam, mengurangi daya adhesi enkapsulan, memicu delaminasi, serta meningkatkan risiko *potential-induced degradation* (PID). Segbefia dkk., (2021) menjelaskan bahwa kelembapan merupakan salah satu faktor penting yang terlibat dalam berbagai mekanisme degradasi modul PV. Demikian pula, Meena et al. (2024) menunjukkan bahwa delaminasi tidak hanya bergantung pada satu material, melainkan dipengaruhi oleh proses manufaktur, karakteristik material, kondisi lingkungan, dan interaksi pada berbagai antarmuka di dalam modul. Oleh sebab itu, konsep *bill of materials* (BOM) menjadi penting dalam desain modul karena perubahan satu jenis material dapat memengaruhi reliabilitas keseluruhan sistem.

Dalam konteks penggunaan modul pada wilayah dengan temperatur dan kelembapan lingkungan yang tinggi, pemilihan material dengan ketahanan terhadap penetrasi uap air, hidrolisis, radiasi ultraviolet, serta siklus termal

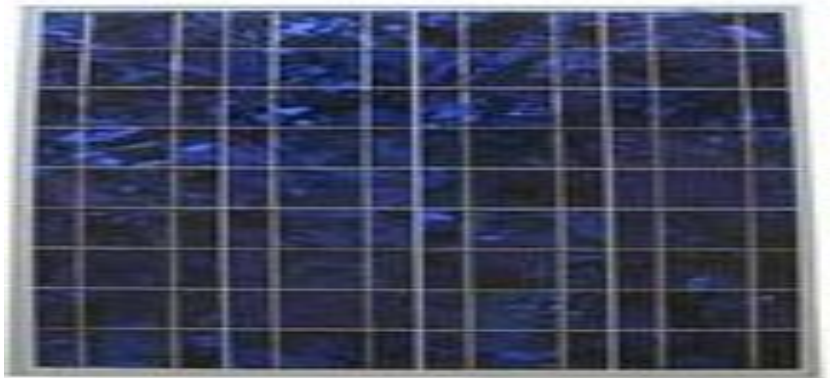
menjadi semakin penting. Implikasinya untuk daerah tropis adalah material enkapsulan dan *backsheet* tidak cukup dipilih berdasarkan biaya dan transmitansi awal, tetapi perlu dinilai berdasarkan stabilitasnya ketika menerima paparan panas dan kelembapan secara simultan. Penelitian lapangan jangka panjang juga menunjukkan bahwa kualitas *bill of materials* mempunyai pengaruh besar terhadap umur dan penurunan performa modul; modul dengan pemilihan material yang lebih baik dapat menunjukkan kestabilan yang jauh lebih tinggi setelah digunakan selama beberapa dekade (Özkalay dkk., 2025). Dengan demikian, pengembangan material modul fotovoltaik perlu diarahkan pada keseimbangan antara efisiensi optik, kestabilan termal, ketahanan mekanik, perlindungan terhadap kelembapan, keselamatan listrik, biaya produksi, dan kemudahan daur ulang. Pendekatan tersebut menjadi penting agar peningkatan efisiensi sel juga diikuti dengan peningkatan umur pakai dan keberlanjutan teknologi fotovoltaik secara keseluruhan.



Gambar 4.1 Jenis fotovoltaik mengikut susunan sambungan

Untuk menghasilkan daya tinggi, sejumlah sel tersebut dihubungkan dalam rangkaian seri dan paralel pada area modul seluas beberapa kaki persegi (Gambar 4.1). Susunan fotovoltaik atau panel fotovoltaik didefinisikan

sebagai sekumpulan modul yang dihubungkan secara elektrik dalam kombinasi seri dan paralel untuk menghasilkan arus dan tegangan yang dibutuhkan. Gambar 4.2 memperlihatkan konstruksi aktual modul fotovoltaik silikon polikristalin dalam sebuah bingkai.



Gambar 4.2 Modul fotovoltaik silikon polikristalin dalam bingkai

Karakterisasi I-V

Karakteristik arus-tegangan (*current-voltage*, I-V) merupakan salah satu metode utama untuk mengevaluasi kinerja listrik modul fotovoltaik (PV). Kurva I-V menggambarkan hubungan antara arus keluaran dan tegangan terminal modul ketika kondisi beban eksternal berubah dari kondisi hubung singkat (*short circuit*) hingga rangkaian terbuka (*open circuit*). Melalui kurva ini, beberapa parameter penting modul PV dapat diperoleh, seperti arus hubung singkat (*short circuit current*, I_{sc}), tegangan rangkaian terbuka (*open circuit voltage*, V_{oc}), arus dan tegangan pada titik daya maksimum (I_{mp} dan V_{mp}), serta daya maksimum (*maximum power point*, P_{max}). Parameter tersebut menjadi indikator utama dalam menentukan efisiensi dan kemampuan modul dalam mengubah energi radiasi matahari menjadi energi listrik. Karakteristik I-V bersifat nonlinier karena dipengaruhi oleh proses fotovoltaik pada sambungan semikonduktor p-n serta parameter internal modul seperti resistansi seri (R_s), resistansi paralel (R_{sh}), arus fotogenerasi, dan karakteristik dioda (Mellit dkk., 2024).

Pada kondisi standar pengujian (*Standard Test Condition*, STC), yaitu irradiansi sebesar 1000 W/m^2 , temperatur sel 25°C , dan spektrum AM 1.5, modul PV menghasilkan bentuk kurva I–V tertentu yang digunakan sebagai acuan performansi oleh produsen. Pada sisi kiri kurva, modul bekerja mendekati kondisi hubung singkat, sehingga arus mencapai nilai maksimum (I_{sc}) sementara tegangan mendekati nol. Sebaliknya, pada sisi kanan kurva, modul berada pada kondisi rangkaian terbuka dengan tegangan maksimum (V_{oc}) tetapi arus mendekati nol. Di antara kedua titik tersebut terdapat daerah operasi optimal yang menghasilkan kombinasi arus dan tegangan terbesar, yaitu titik daya maksimum (*maximum power point*, MPP). Posisi MPP sangat penting dalam sistem PV karena menentukan energi listrik aktual yang dapat diekstraksi oleh inverter melalui algoritma *maximum power point tracking* (MPPT) (Mellit dkk., 2024).

Pengaruh irradiansi matahari merupakan faktor utama yang memengaruhi perubahan karakteristik I–V modul PV. Ketika intensitas radiasi meningkat, jumlah foton yang diterima oleh sel fotovoltaik bertambah sehingga menghasilkan peningkatan arus fotogenerasi. Akibatnya, nilai I_{sc} meningkat secara hampir linear terhadap kenaikan irradiansi. Sementara itu, peningkatan irradiansi hanya memberikan perubahan relatif kecil terhadap V_{oc} , karena tegangan rangkaian terbuka memiliki hubungan logaritmik terhadap intensitas cahaya. Dengan demikian, peningkatan irradiansi terutama meningkatkan komponen arus dan menyebabkan kenaikan daya maksimum modul. Sebaliknya, ketika irradiansi rendah akibat kondisi mendung atau pagi/sore hari, kurva I–V mengalami penurunan terutama pada bagian arus, sehingga kemampuan modul menghasilkan daya listrik menjadi lebih rendah (Hasan dkk., 2021).

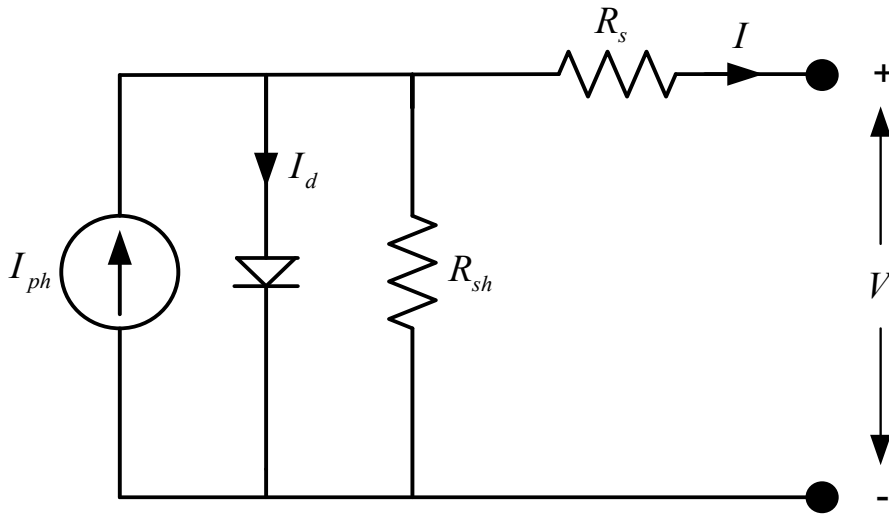
Selain irradiansi, temperatur operasi modul juga memberikan pengaruh signifikan terhadap karakteristik I–V. Peningkatan temperatur sel menyebabkan penurunan tegangan rangkaian terbuka (V_{oc}) akibat berkurangnya energi celah pita (*band gap energy*) pada material semikonduktor. Meskipun arus hubung singkat (I_{sc}) sedikit meningkat akibat peningkatan aktivitas pembawa muatan, efek negatif penurunan tegangan jauh lebih dominan sehingga menyebabkan penurunan daya

maksimum dan efisiensi modul. Secara umum, setiap kenaikan temperatur modul sekitar 1 °C akan menyebabkan penurunan daya keluaran sesuai dengan koefisien temperatur yang dimiliki oleh teknologi PV tertentu. Oleh karena itu, modul PV yang beroperasi pada lingkungan dengan temperatur tinggi cenderung menghasilkan daya lebih rendah dibandingkan kondisi STC meskipun menerima irradiansi yang sama (Afonso dkk., 2025).

Secara matematis, karakteristik I–V modul fotovoltaik umumnya dimodelkan menggunakan model satu dioda (*single diode model*) atau dua dioda (*double diode model*). Model satu dioda banyak digunakan karena mampu memberikan representasi yang cukup akurat dengan kompleksitas perhitungan yang lebih rendah. Model ini mempertimbangkan beberapa parameter utama, yaitu arus fotogenerasi (I_{ph}), arus saturasi dioda (I_0), faktor idealitas dioda (n), resistansi seri (R_s), dan resistansi paralel (R_{sh}). Parameter tersebut berubah mengikuti kondisi operasi modul, terutama perubahan irradiansi dan temperatur. Peningkatan irradiansi terutama memengaruhi I_{ph} , sedangkan temperatur memiliki pengaruh kuat terhadap I_0 dan tegangan keluaran modul. Oleh sebab itu, pemodelan kurva I–V menjadi pendekatan penting dalam simulasi sistem PV, prediksi energi, serta diagnosis gangguan seperti degradasi, *hot spot*, dan efek bayangan parsial (*partial shading*) (Jha dkk., 2017).

Dalam aplikasi lapangan, pengukuran kurva I–V juga digunakan sebagai metode diagnostik untuk mengetahui kondisi aktual modul PV. Penyimpangan antara kurva I–V hasil pengukuran dengan kurva referensi dapat menunjukkan adanya masalah pada sistem, seperti penurunan performansi akibat degradasi material, kotoran (*soiling*), kerusakan sambungan listrik, mismatch antar sel, atau paparan lingkungan ekstrem. Oleh karena itu, karakterisasi I–V tidak hanya digunakan untuk menentukan spesifikasi listrik modul, tetapi juga menjadi metode penting dalam pemeliharaan sistem PV berbasis kondisi (*condition-based maintenance*) dan evaluasi umur operasional modul dalam jangka panjang (Sani dkk., 2025).

Sel PV dapat direpresentasikan oleh model rangkaian ekuivalen yang ditunjukkan pada Gambar 4.3, yang terdiri dari sumber arus yang dibangkitkan oleh foton (I_{ph}), sebuah dioda, resistansi seri (R_s), dan resistansi shunt (R_{sh}). Resistansi seri (R_s) merepresentasikan rugi-rugi ohmik pada permukaan depan sel, sedangkan resistansi shunt (R_{sh}) merepresentasikan rugi-rugi akibat arus bocor dioda.



Gambar 4.3 Model rangkaian ekuivalen PV

Persamaan karakteristik dapat diturunkan dari hukum arus Kirchhoff seperti persamaan (4.1).

$$\begin{aligned}
 I &= I_{ph} - I_d \\
 &= I_{ph} - I_s \left[\exp \left(q \cdot \frac{V + I \cdot R_s}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

dimana:

I_{ph} = Sumber arus yang dibangkitkan foton

I_d = Arus saturasi dioda

k = Konstanta Boltzmann's (1.38×10^{-23} J/K)

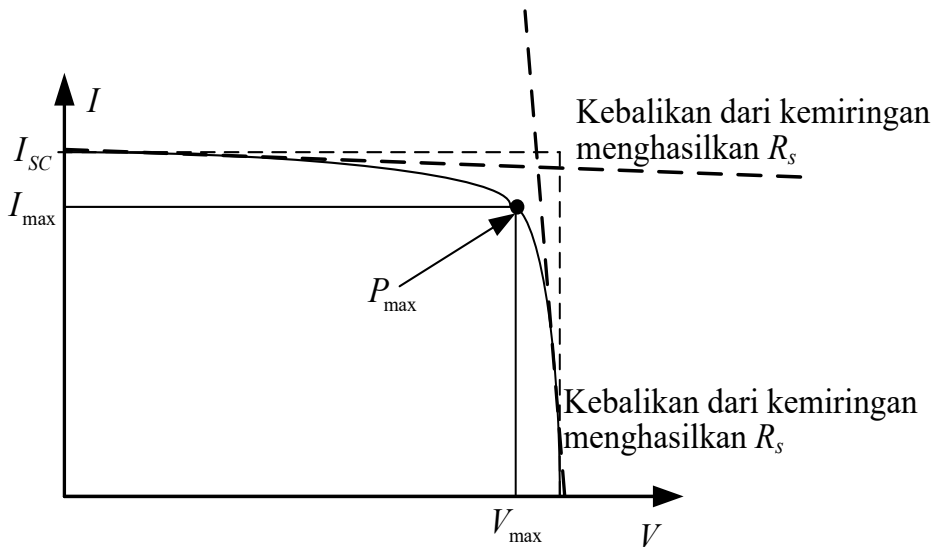
q = Muatan listrik (1.69×10^{-19} C)

n = Faktor ideal (diantara 1 dan 2, berdasarkan perbedaan jenis sel PV)

R_s = Resistansi seri

R_{sh} = Resistansi shunt

T = Temperatur mutlak



Gambar 4.4 Kurva karakteristik I-V

Kurva karakteristik I-V dari modul PV ditunjukkan pada Gambar 4.4, saat tegangan pada beban ukur divariasikan dari nol hingga V_{oc} . Banyak parameter kinerja sel PV dapat ditentukan dari kurva karakteristik I-V, yaitu arus hubung singkat, I_{sc} , tegangan rangkaian terbuka, V_{oc} , daya maksimum, P_{max} , faktor pengisi (*fill factor*), FF dan efisiensi, η , seperti diuraikan berikut;

1. Arus Hubung Singkat, I_{sc}

Arus hubung singkat (I_{sc}) merepresentasikan arus maksimum (I_{max}) yang mengalir melalui sel pada kondisi hubung singkat saat impedansi bernilai rendah. Kondisi ini terjadi pada awal penyapuan (*sweep*) ketika tegangan bernilai nol. Pada sel ideal, nilai arus maksimum ini merupakan total arus yang dihasilkan di dalam sel surya akibat eksitasi foton.

$$I_{sc} = I_{max} , \text{ at } V = 0 \quad (4.2)$$

2. Tegangan Rangkaian Terbuka, V_{oc}

Tegangan rangkaian terbuka (V_{oc}) adalah selisih tegangan maksimum di antara kedua terminal sel, dan hal ini terjadi ketika tidak ada arus yang mengalir melalui sel tersebut.

$$V_{oc} = V_{max} , \text{ a } I = 0 \quad (4.3)$$

3. Daya Maksimum, P_{max}

Daya yang dihasilkan oleh sel (dalam satuan watt) dapat dihitung dengan mudah menggunakan kurva karakteristik I-V pada Gambar 4.4. Pada titik-titik tersebut I_{sc} dan V_{oc} , daya bernilai nol, dan nilai daya maksimum akan tercapai di antara kedua titik tersebut. Tegangan dan arus pada titik daya maksimum ini masing-masing dilambangkan sebagai V_{max} dan I_{max} .

$$P_{max} = V_{max} \times I_{max} \quad (4.5)$$

4. Faktor pengisian, FF

Faktor pengisian (FF) pada dasarnya merupakan ukuran kualitas sel PV. Nilai ini dihitung dengan membandingkan daya maksimum P_T terhadap daya teoretis yang akan dihasilkan jika tegangan rangkaian terbuka dan arus hubung singkat terjadi secara bersamaan. FF juga dapat diinterpretasikan secara grafis sebagai rasio luas area persegi panjang, di mana nilai yang lebih besar lebih diharapkan dan berkaitan

dengan kurva karakteristik I-V pada Gambar 4.4. Nilai faktor pengisian yang umum berkisar antara 0,5 hingga 0,82.

$$FF = \frac{P_{\max}}{P_T} = \frac{V_{\max} \times I_{\max}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (4.6)$$

5. Efisiensi, η

Efisiensi adalah rasio antara daya listrik keluaran (P_{out}) dan daya surya masukan (P_{in}) pada sel PV. Nilai P_{out} dapat dianggap sama dengan $P_{\max}$ karena sel surya dapat dioperasikan hingga mencapai daya keluaran maksimumnya untuk memperoleh efisiensi maksimum.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (4.7)$$

$$\eta_{\max} = \frac{P_{\max}}{P_{in}}$$

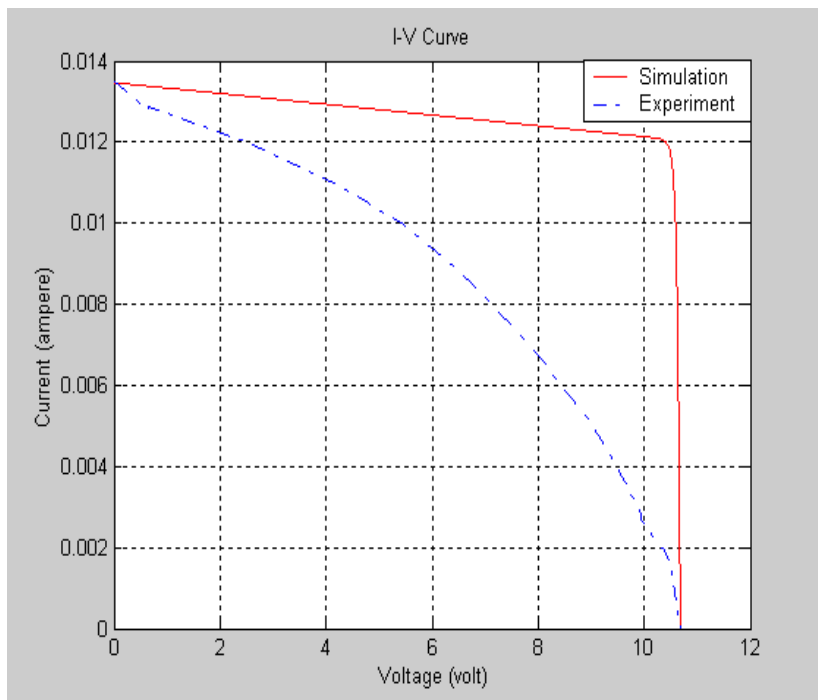
6. Resistansi seri dan shunt

Selama beroperasi, efisiensi sel PV berkurang akibat disipasi daya pada resistansi internal. Resistansi parasit ini dapat dimodelkan sebagai resistansi shunt (R_{sh}) dan resistansi seri (R_s), sebagaimana digambarkan pada Gambar 4.3. Nilai resistansi seri, R_s dan shunt, R_{sh} dapat diestimasi dari kurva I-V seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.4.

Karakteristik Listrik Modul Fotovoltaik Silikon Polikristalin Tipe 50(17) P800x541

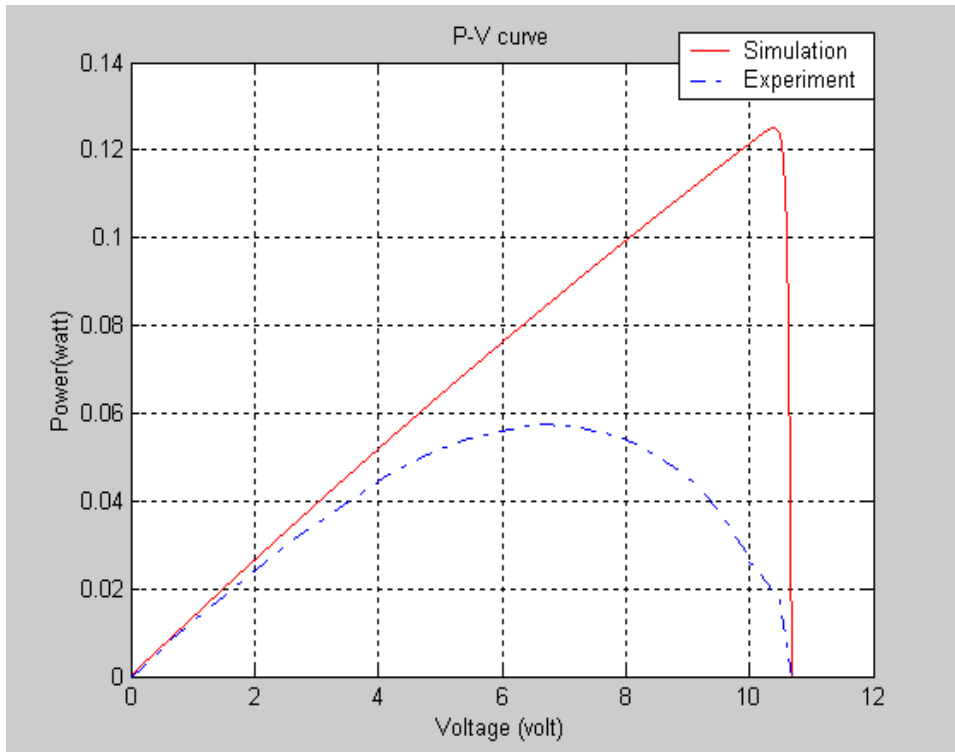
Karakteristik kurva I-V dan P-V diuji untuk modul fotovoltaik silicon polikristalin tipe 50(17) P800x541. Satu perbandingan simulasi dan eksperimen dikaji. Simulasi karakteristik kurva I-V dan P-V dibentuk dengan menggunakan persamaan (4.1) sampai (4.7). Sedangkan untuk

memperoleh karakteristik listrik melalui eksperimen, modul PV diberi beban berupa resistansi variabel dengan rentang nilai hingga 6,5 k Ω . Nilai resistansi diatur mulai dari 0 hingga 6,5 k Ω , dan pada setiap perubahan nilai tersebut, dilakukan pengukuran terhadap tegangan pada terminal keluaran PV serta arus yang mengalir melalui resistor. Data tegangan dan arus tersebut digunakan untuk menghasilkan kurva I-V dan kurva P-V, sebagaimana ditunjukkan masing-masing pada Gambar 4.5 dan 4.6.



Gambar 4.5 Karakteristik kurva I-V

Gambar 4.5 menampilkan kurva I-V hasil eksperimen dan simulasi menggunakan perangkat lunak MATLAB. Dari kurva I-V hasil eksperimen tersebut, diperoleh nilai resistansi seri dan resistansi shunt. Nilai-nilai resistansi ini diperlukan untuk melakukan simulasi. Daya maksimum (P_{max}), faktor pengisian (FF), dan efisiensi (η) ditentukan berdasarkan persamaan (4.5), (4.6), dan (4.7). Nilai-nilai tersebut disajikan dalam Tabel 4.1.



Gambar 4.6 Karakteristik kurva P-V

Gambar 4.6 menampilkan kurva P-V modul fotovoltaik silikon polikristalin tipe 50(17) P800x5411. Daya maksimum (P_{max}) hasil eksperimen dan simulasi disajikan dalam Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Karakteristik listrik modul fotovoltaik silicon plokristalin tipe 50(17) P800x541

Parameter	Eksperimen	Simulasi
Arus hubung singkat, I_{sc} (A)	0.01347	0.01347
Tegangan rangkaian terbuka, V_{oc} (V)	10.68	10.68
Resistansi seri, R_s (Ω)	0.0005	0.0005
Resistansi shunt, R_{sh} (Ω)	7500	7500
Daya maksimum, P_{max} (W)	0.0574182	0.125096
Faktor pengisian, FF	0.399127	0.869567
Effisiensi (%)	0.114836	0.250191

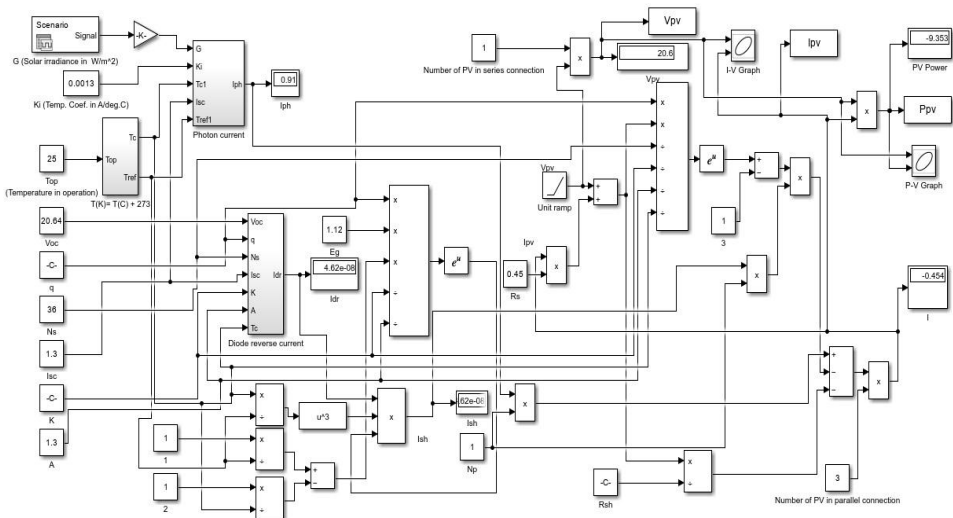
Kinerja Modul Fotovoltaik dalam Kondisi Bayangan Parsial

Modul fotovoltaik Shinyoku 20,64 V; 20 W, dengan parameter listrik sebagaimana tercantum dalam Tabel 4.2 disimulasikan kinerjanya dalam kondisi bayangan parsial dengan menggunakan program MATLAB (Irwanto dkk., 2025). Sel fotovoltaik direpresentasikan oleh rangkaian ekuivalen seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.3, yang terdiri dari sumber arus foton (arus I_{ph} yang dibangkitkan), sebuah dioda, resistansi seri, R_s , dan resistansi shunt, R_{sh} (Irwanto, Daut, & Sembiring, 2009). Dioda dan sumber arus foton tersebut terhubung secara paralel. Resistansi seri merepresentasikan rugi-rugi ohmik pada permukaan sel fotovoltaik, sedangkan resistansi shunt merepresentasikan rugi-rugi yang disebabkan oleh arus bocor pada dioda. Besarnya sumber arus foton (I_{ph}) yang dibangkitkan dinyatakan oleh persamaan (4.1).

Tabel 4. 2 Parameter listrik modul fotovoltaik

Parameter listrik	Nilai
Tegangan rangkaian terbuka (volt)	20,6
Arus hubung singkat (ampere)	1,3
Daya maksimum (watt)	20
Tegangan pada daya maksimum (volt)	17,2
Arus pada daya maksimum (ampere)	1,16
Koefisien pada arus hubung singkat (A/°C)	0,0013
Resistansi seri (ohm)	0,45
Resistansi parallel (ohm)	100
Jumlah sel PV dalam sambungan seri	36
Jumlah sel PV dalam sambungan paralel	1

Pemodelan keseluruhan kinerja modul fotovoltaik merupakan kombinasi dari diagram blok untuk arus foton (I_{ph}), arus balik dioda (I_{dr}), arus hambatan paralel (I_{sh}), dan arus modul fotovoltaik (I_{pv}) seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.7 yang dibuat menggunakan Simulink/Matlab. Kondisi bayangan parsial (*partial shading*) dimodelkan menggunakan rangkaian blok skenario yang merepresentasikan perubahan iradiansi surya.

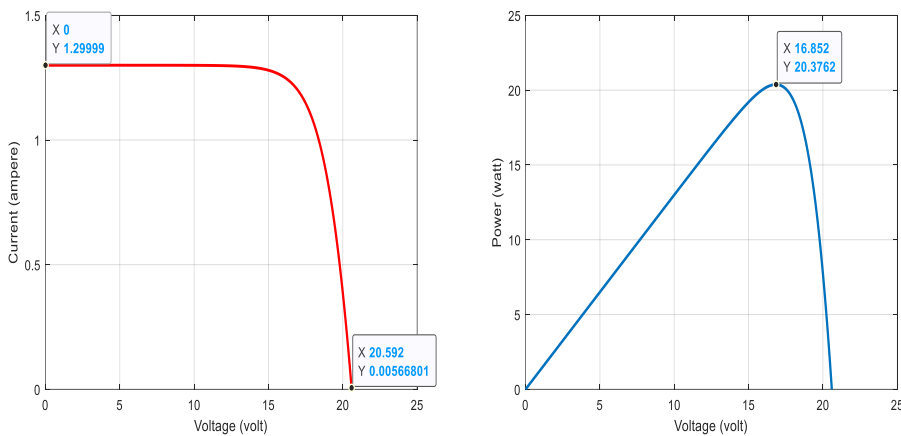


Gambar 4.7 Pemodelan menyeluruh kinerja modul fotovoltaik dalam kondisi bayangan parsial

Kinerja modul fotovoltaik yang diamati adalah arus modul fotovoltaik sebagai fungsi dari tegangan modul fotovoltaik atau $I_{pv}(V_{pv})$; dari sini diperoleh kurva arus terhadap tegangan yang ditampilkan oleh blok Grafik I-V pada Gambar 4.7. Kinerja modul fotovoltaik lainnya yang diamati adalah daya modul fotovoltaik sebagai fungsi dari tegangan modul fotovoltaik atau $P_{pv}(V_{pv})$; dari sini diperoleh kurva daya terhadap tegangan yang ditampilkan oleh blok Grafik P-V pada Gambar 4.7.

Beberapa modul fotovoltaik dapat dihubungkan secara seri, paralel, atau kombinasi keduanya. Tujuan utamanya adalah untuk meningkatkan total daya keluaran modul fotovoltaik. Ketika beberapa modul fotovoltaik dihubungkan secara seri, tujuan utamanya adalah untuk meningkatkan total tegangan modul fotovoltaik tersebut. Jumlah modul fotovoltaik dalam hubungan seri ditunjukkan oleh blok konstanta yang dikalikan dengan blok tegangan keluaran dari unit *ramp*, sebagaimana terlihat pada Gambar 4.7. Sementara itu, ketika beberapa modul fotovoltaik dihubungkan secara paralel, tujuan utamanya adalah untuk meningkatkan total arus modul fotovoltaik. Jumlah modul fotovoltaik dalam hubungan paralel ditunjukkan oleh blok konstanta yang dikalikan dengan blok arus keluaran modul fotovoltaik, I_{pv} , sebagaimana terlihat pada Gambar 4.7.

Kinerja modul fotovoltaik divalidasi berdasarkan hasil simulasi dan lembar data pada Tabel 4.3. Gambar 4.8 menampilkan kinerja satu modul fotovoltaik dalam bentuk kurva arus terhadap tegangan dan daya terhadap tegangan pada kondisi uji standar (STC) dengan irradiansi surya 1000 W/m^2 dan suhu 25°C .



(a) Arus terhadap tegangan

(b) Daya terhadap tegangan

Gambar 4.8 Kinerja modul fotovoltaik pada STC

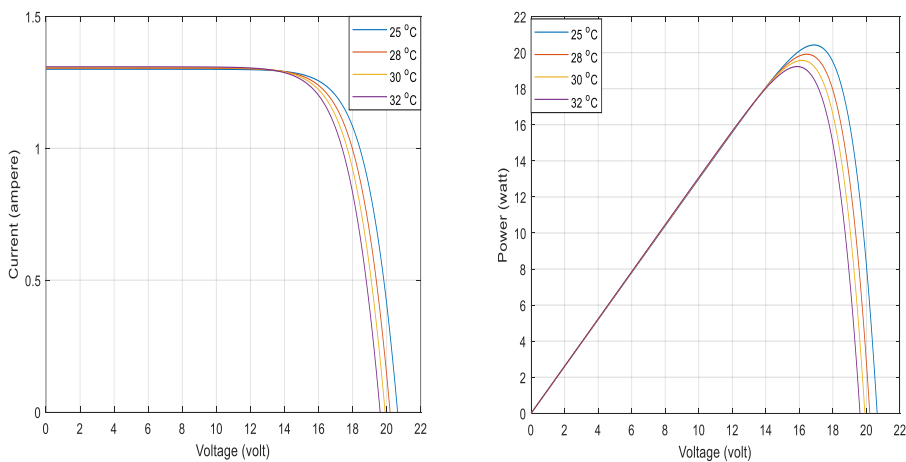
Kinerja modul fotovoltaik berdasarkan simulasi (seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.8) dan berdasarkan lembar data (seperti yang ditunjukkan pada Tabel 4.2) disajikan dalam Tabel 4.3, disertai dengan analisis validasi yang membandingkan hasil simulasi dengan lembar data tersebut. Validasi dilakukan berdasarkan persentase kesalahan. Nilai persentase untuk tegangan rangkaian terbuka, arus hubung singkat, dan daya maksimum masing-masing adalah -0,04%, -0,08%, dan 2,00%. Nilai persentase negatif menunjukkan bahwa hasil simulasi lebih rendah daripada data pada lembar data, nilai positif menunjukkan bahwa hasil simulasi lebih tinggi daripada data pada lembar data, sedangkan nilai yang mendekati atau sama dengan nol menunjukkan hasil simulasi yang sempurna. Seluruh nilai persentase

berada dalam rentang $\pm 10\%$, yang mengindikasikan bahwa hasil simulasi tersebut valid (Irwanto dkk., 2020).

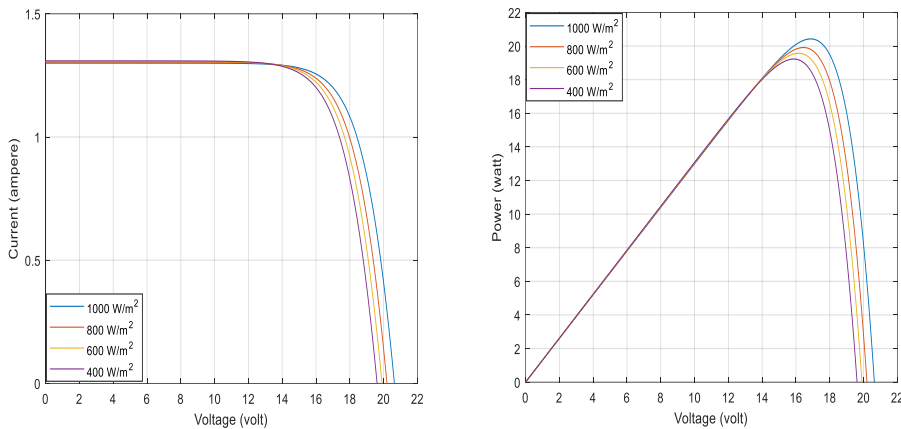
Tabel 4. 3 Kinerja modul fotovoltaik pada STC

Kinerja	Simulasi/ Lembar data	Nilai
Tegangan rangkaian terbuka (volt)	Simulasi	20,592
	Lembar data	20,600
Arus hubung singkat (ampere)	Simulasi	1,299
	Lembar data	1.300
Daya maksimum (watt)	Simulasi	20,400
	Lembar data	20,000

Kinerja modul PV dipengaruhi oleh irradiansi surya dan suhu yang mengenai permukaannya. Gambar 4.9 memperlihatkan pengaruh suhu dan irradiansi surya terhadap tegangan, arus, dan daya modul PV. Suhu dan irradiansi surya tidak memberikan pengaruh yang signifikan terhadap arus, namun memberikan pengaruh yang signifikan terhadap tegangan dan daya modul PV. Suhu yang lebih tinggi menyebabkan penurunan tegangan dan daya, sedangkan sebaliknya, irradiansi surya yang lebih tinggi menyebabkan peningkatan tegangan dan daya modul PV.



(a) Pengaruh suhu



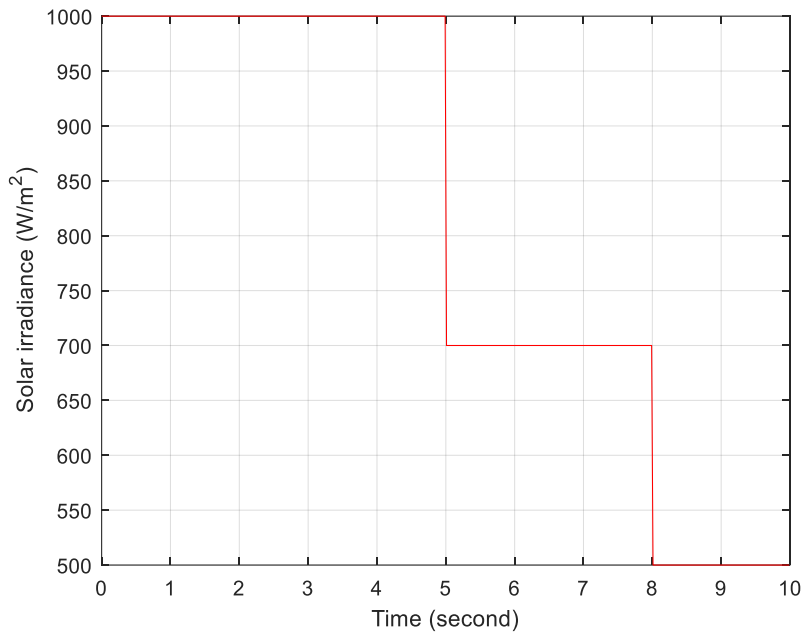
(b) Pengaruh iradiansi surya

Gambar 4.9 Pengaruh suhu dan iradiansi surya terhadap kinerja modul PV

Kondisi bayangan parsial disimulasikan dengan variasi iradiansi surya sebesar 1000 W/m^2 , 700 W/m^2 , dan 500 W/m^2 sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.10. Simulasi ini dilakukan untuk satu modul PV, tiga modul PV yang dihubungkan secara seri, tiga modul PV yang dihubungkan secara paralel, serta kombinasi dari konfigurasi-konfigurasi tersebut. Hasilnya dibandingkan dengan modul PV dalam kondisi STC.

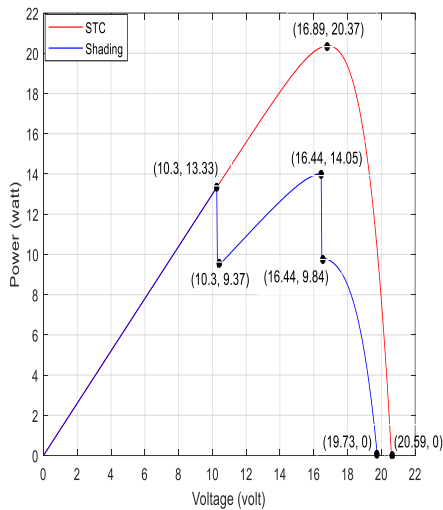
Gambar 4.11 memperlihatkan pengaruh kondisi bayangan parsial terhadap daya keluaran modul PV. Berdasarkan data untuk satu modul PV (Gambar 4.11 (a)), dampak bayangan parsial terhadap daya keluarannya terlihat dengan jelas. Dalam kondisi uji standar (STC), modul menghasilkan daya sekitar 13,33 W dan 14,05 W ketika iradiansi surya masing-masing turun menjadi 700 W/m^2 dan 500 W/m^2 . Namun, saat kondisi bayangan diterapkan, daya tersebut menurun secara signifikan. Sebagai contoh, pada titik tegangan yang lebih tinggi, daya keluaran turun hingga mendekati nol watt ketika modul tertutup bayangan secara signifikan. Hal ini menunjukkan bagaimana sebuah modul PV dapat mengalami penurunan kinerja yang tajam akibat bayangan, sehingga modul tersebut menjadi

sangat sensitif terhadap bayangan, meskipun hanya sebagian kecil permukaannya yang terdampak.

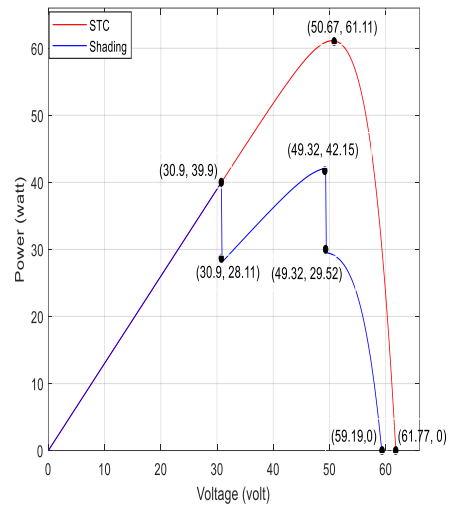


Gambar 4.10 Kondisi bayangan parsial pada modul PV

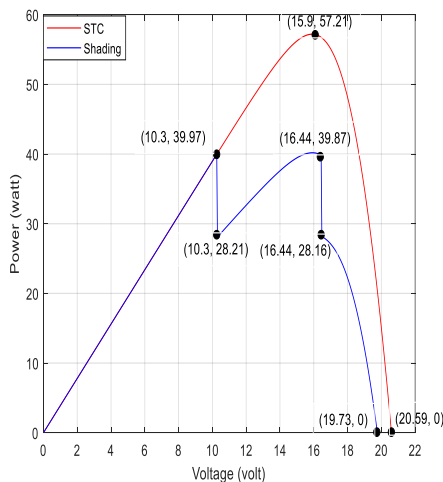
Pada kasus tiga modul PV yang dihubungkan secara seri (Gambar 4.11 (b)), efek bayangan menjadi lebih nyata. Awalnya, dalam kondisi STC, sistem menghasilkan daya keluaran maksimum sekitar 39,9 W. Namun, ketika bayangan muncul, daya keluaran menurun secara bertahap. Sebagai contoh, saat bayangan diterapkan, daya turun dari 39,9 W menjadi sekitar 28,11 W. Penurunan signifikan ini terjadi karena, ketika modul dihubungkan secara seri, total daya keluaran dibatasi oleh modul dengan kinerja terendah. Bahkan bayangan parsial pada satu modul saja dapat menyebabkan penurunan yang nyata pada keluaran seluruh sistem.



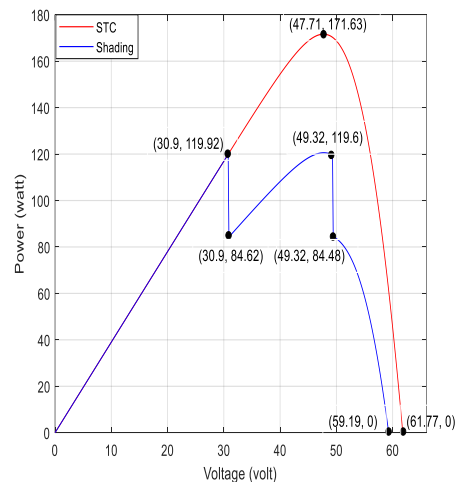
(a) Satu modul PV



(b) Tiga modul PV dalam sambungan seri



(c) Tiga modul PV dalam sambungan paralel



(d) Tiga modul PV dalam sambungan seri paralel

Gambar 4.11 Pengaruh kondisi bayangan parsial terhadap daya keluaran modul PV

Ketika ketiga modul dihubungkan secara paralel (Gambar 4.11 (c)), sistem menunjukkan kinerja yang lebih baik dalam kondisi bayangan parsial dibandingkan dengan koneksi seri. Dalam konfigurasi ini, daya keluaran

memang tetap menurun, namun penurunannya tidak sedrastis pada konfigurasi seri. Sebagai contoh, pada tingkat tegangan tertentu, daya keluaran berkurang tetapi tetap lebih tinggi dibandingkan dengan pengaturan seri. Pada satu titik, keluaran sistem mencapai sekitar 61,77 W dalam kondisi STC, namun adanya bayangan menurunkannya menjadi sekitar 49,32 W. Koneksi paralel memungkinkan modul-modul lain untuk terus menghasilkan daya meskipun salah satu modul tertutup bayangan, sehingga membantu mempertahankan keluaran total yang lebih tinggi.

Terakhir, ketika modul-modul dihubungkan menggunakan kombinasi rangkaian seri dan paralel (Gambar 4.11 (d)), sistem menunjukkan respons yang lebih seimbang terhadap kondisi bayangan. Daya keluaran tetap lebih stabil dibandingkan dengan penggunaan rangkaian seri saja, dan penurunannya tidak sedrastis pada rangkaian paralel. Sebagai contoh, sistem menghasilkan daya sekitar 119,92 W dalam kondisi STC, namun turun menjadi 84,62 W saat terkena bayangan; hal ini menunjukkan bahwa konfigurasi gabungan tersebut membantu mengurangi kerugian akibat bayangan. Konfigurasi gabungan ini menawarkan kinerja terbaik, dengan daya keluaran yang lebih tahan terhadap dampak bayangan dibandingkan rangkaian yang sepenuhnya seri atau sepenuhnya paralel, menjadikannya pengaturan paling efisien dalam kondisi bayangan parsial.

BAB V

PERANCANGAN INVERTER BERTENAGA FOTOVOLTAIK TANPA TRANSFORMATOR

Defenisi dan Prinsip Kerja Inverter

Inverter merupakan salah satu perangkat utama dalam bidang elektronika daya (power electronic) yang berfungsi untuk mengubah energi listrik arus searah (direct current/DC) menjadi energi listrik arus bolak-balik (alternating current/AC) dengan karakteristik tegangan dan frekuensi tertentu sesuai kebutuhan beban atau sistem kelistrikan. Proses konversi ini dilakukan melalui rangkaian saklar semikonduktor daya seperti *insulated gate bipolar transistor* (IGBT), *metal oxide semiconductor field effect transistor* (MOSFET), atau perangkat berbasis semikonduktor pita lebar (*wide bandgap semiconductor*) seperti *silicon carbide* (SiC) dan *gallium nitride* (GaN). Dengan teknik pengendalian penyaklaran seperti *pulse width modulation* (PWM), inverter mampu menghasilkan gelombang keluaran AC yang mendekati bentuk sinusoidal dengan tingkat harmonisa yang rendah serta efisiensi konversi yang tinggi (Blaabjerg dkk., 2017).

Secara mendasar, inverter berperan sebagai antarmuka (*interface*) antara sumber energi DC dan sistem kelistrikan AC. Sumber energi DC tersebut dapat berasal dari baterai, panel surya fotovoltaik (PV), sistem penyimpanan energi (*battery energy storage system*/BESS), hingga keluaran generator tertentu yang membutuhkan proses konversi sebelum terhubung ke jaringan listrik. Berbeda dengan trafo yang hanya mengubah level tegangan AC, inverter memiliki kemampuan mengendalikan aktif terhadap tegangan, frekuensi, faktor daya (*power factor*), serta aliran daya aktif dan reaktif. Kemampuan pengaturan tersebut menjadikan inverter tidak hanya sebagai perangkat konversi energi, tetapi juga sebagai komponen penting dalam stabilitas dan sinkronisasi sistem tenaga modern (Hossain dkk., 2024).

Dalam perkembangan teknologi sistem tenaga listrik, inverter mengalami transformasi dari inverter konvensional menjadi smart inverter. Smart inverter dilengkapi dengan sistem kontrol digital yang memungkinkan komunikasi dua arah, pengaturan daya reaktif, dukungan stabilitas tegangan, serta kemampuan merespons gangguan jaringan listrik secara otomatis. Teknologi ini menjadi semakin penting karena meningkatnya penetrasi sumber energi terbarukan yang memiliki karakteristik intermiten, seperti energi matahari dan angin. Oleh karena itu, inverter modern memiliki peran strategis dalam menjaga kualitas daya (*power quality*) dan memastikan integrasi sumber energi terbarukan dapat berlangsung secara aman dan stabil (Krishnamurthy dkk., 2025).

Aplikasi Inverter pada Sistem Energi Terbarukan

Salah satu aplikasi utama inverter adalah pada sistem pembangkit listrik tenaga surya (*photovoltaic/PV system*). Modul fotovoltaik menghasilkan listrik dalam bentuk arus searah (DC), sedangkan sebagian besar peralatan listrik rumah tangga dan jaringan utilitas menggunakan arus bolak-balik (AC). Oleh karena itu, inverter PV digunakan untuk mengubah energi DC yang dihasilkan modul fotovoltaik menjadi energi AC yang dapat digunakan oleh konsumen maupun disalurkan ke jaringan listrik (*grid-connected photovoltaic system*). Selain melakukan konversi energi, inverter PV modern juga memiliki fungsi tambahan seperti *maximum power point tracking* (MPPT), sinkronisasi dengan jaringan, perlindungan *anti-islanding*, serta pengendalian kualitas daya (Kouro dkk., 2015).

Pada sistem energi terbarukan berbasis angin, inverter juga memiliki peranan penting karena keluaran generator turbin angin umumnya memiliki tegangan dan frekuensi yang berubah-ubah akibat variasi kecepatan angin. Melalui sistem konverter daya yang terintegrasi dengan inverter, energi listrik tersebut dapat dikondisikan agar sesuai dengan standar jaringan listrik. Penggunaan inverter memungkinkan pengendalian kecepatan generator, optimasi ekstraksi energi maksimum, serta peningkatan stabilitas operasi sistem pembangkit energi angin (Carrasco dkk., 2006).

Selain energi terbarukan, inverter banyak diaplikasikan pada sistem penyimpanan energi (*energy storage system*), kendaraan listrik (*electric vehicle/EV*), *uninterruptible power supply* (UPS), *variable speed drive* (VSD) pada motor industri, serta sistem mikrogrid (*microgrid*). Pada kendaraan listrik, inverter berfungsi mengubah energi DC dari baterai menjadi AC untuk menggerakkan motor listrik sekaligus mengatur kecepatan dan torsi kendaraan. Pada aplikasi industri, inverter digunakan untuk mengatur kecepatan motor induksi sehingga konsumsi energi dapat dikurangi dan efisiensi operasional meningkat. Dengan demikian, inverter menjadi teknologi kunci dalam mendukung elektrifikasi sektor transportasi dan peningkatan efisiensi energi industri (Mohan dkk., 2003).

Perkembangan energi terbarukan menyebabkan sistem tenaga listrik mengalami perubahan dari sistem konvensional berbasis generator sinkron menuju sistem berbasis sumber energi yang terhubung melalui inverter (*inverter-based resources/IBR*). Dalam sistem tenaga masa depan, inverter tidak hanya bertugas mengubah bentuk energi listrik, tetapi juga berperan sebagai perangkat pengendali jaringan yang mampu menyediakan layanan pendukung seperti pengaturan frekuensi, kompensasi daya reaktif, dan peningkatan ketahanan jaringan (*grid resilience*). Oleh karena itu, inovasi pada desain kontrol inverter menjadi salah satu fokus utama penelitian dalam bidang sistem tenaga modern (Saleh dkk., 2024).

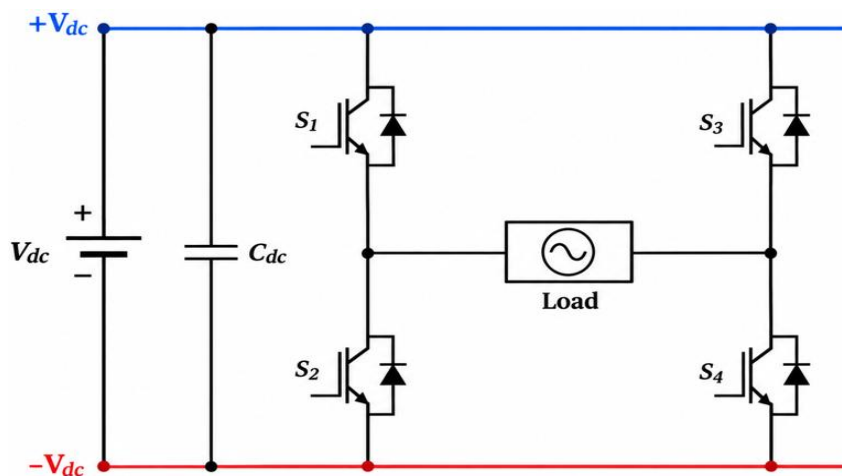
Kemajuan teknologi inverter juga berkaitan erat dengan pengembangan semikonduktor berdaya tinggi, metode kontrol berbasis kecerdasan buatan (*artificial intelligence-based control*), serta topologi inverter tingkat lanjut seperti *multilevel inverter*. Teknologi tersebut memungkinkan peningkatan efisiensi, pengurangan ukuran perangkat, penurunan rugi-rugi daya, dan peningkatan kemampuan integrasi energi terbarukan dalam skala besar. Dengan semakin meningkatnya kebutuhan terhadap sistem energi rendah karbon, inverter diperkirakan akan menjadi salah satu komponen utama dalam pembangunan sistem kelistrikan yang lebih efisien, fleksibel, dan berkelanjutan (Joddumahanthi dkk., 2025).

Jenis-jenis Inverter dan Topologinya

Secara umum, inverter dapat diklasifikasikan berdasarkan karakteristik sumber DC, yaitu *voltage source inverter* (VSI) dan *current source inverter* (CSI). Selain itu, berdasarkan jumlah level tegangan keluarannya, inverter dapat dikategorikan menjadi inverter dua level dan inverter multilevel. Jenis-jenis inverter dapat diuraikan seperti berikut;

1. *Voltage source inverter* (VSI)

Voltage source inverter (VSI) merupakan jenis inverter yang menggunakan sumber tegangan DC dengan nilai relatif konstan. Pada konfigurasi VSI, sumber DC biasanya dihubungkan dengan kapasitor DC-link yang berfungsi menjaga kestabilan tegangan masukan sebelum energi dikonversikan menjadi tegangan AC.



Gambar 5.1 Voltage source inverter (VSI), full bridge topology (Colak dkk., 201)

Topologi VSI paling sederhana adalah *single-phase half bridge inverter* dan *full bridge inverter*. Pada aplikasi daya menengah hingga tinggi, konfigurasi tiga fase VSI banyak digunakan karena mampu menghasilkan keluaran tiga fase yang sesuai untuk aplikasi motor listrik

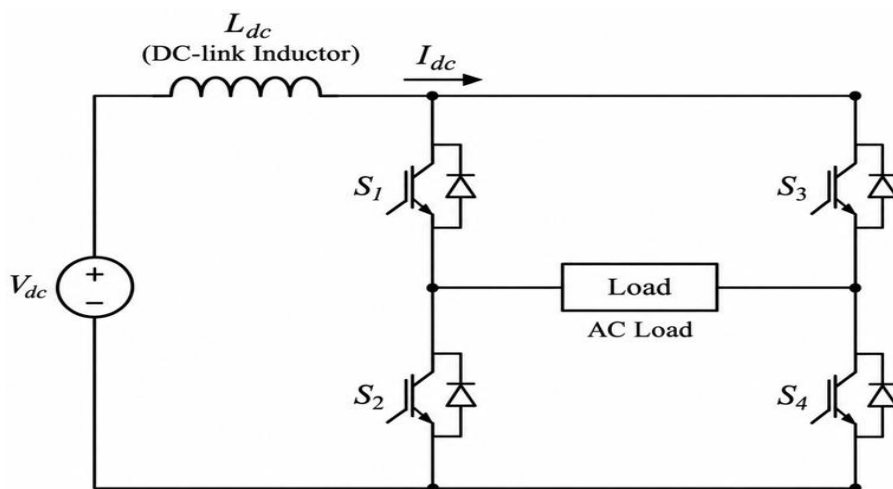
dan sistem interkoneksi jaringan. Skema dasar VSI full bridge dapat digambarkan seperti Gambar 5.1.

Empat saklar daya (S_1 – S_4) bekerja secara bergantian untuk menghasilkan polaritas tegangan positif dan negatif pada beban. Ketika S_1 dan S_4 aktif, tegangan keluaran bernilai positif, sedangkan ketika S_2 dan S_3 aktif, tegangan keluaran menjadi negatif.

Keunggulan utama VSI adalah struktur rangkaian yang sederhana, kemampuan kontrol yang baik, serta kompatibilitas tinggi dengan teknik PWM modern. Namun, VSI konvensional memiliki keterbatasan berupa tegangan keluaran yang hanya memiliki dua level sehingga menghasilkan harmonisa relatif tinggi dan membutuhkan filter tambahan. Oleh karena itu, pengembangan inverter multilevel menjadi solusi untuk meningkatkan kualitas daya keluaran (Colak dkk., 2011).

2. *Current source inverter (CSI)*

Current source inverter (CSI) merupakan inverter yang menggunakan sumber arus DC sebagai masukan utama. Pada konfigurasi ini, induktor besar dipasang pada sisi DC untuk mempertahankan arus tetap konstan sebelum proses konversi energi dilakukan. Skema sederhana CSI dapat dilihat pada Gambar 5.2.



Gambar 5.2 Current source inverter (CSI) (Colak dkk., 2011)

Berbeda dengan VSI yang mengontrol tegangan keluaran, CSI lebih berorientasi terhadap pengendalian arus keluaran. Topologi ini banyak digunakan pada penggerak motor berdaya besar karena memiliki kemampuan pembatasan arus hubung singkat yang lebih baik. Namun, penggunaan CSI semakin terbatas karena membutuhkan induktor DC berukuran besar, memiliki respons dinamis lebih lambat, serta membutuhkan sistem kontrol yang lebih kompleks dibandingkan VSI.

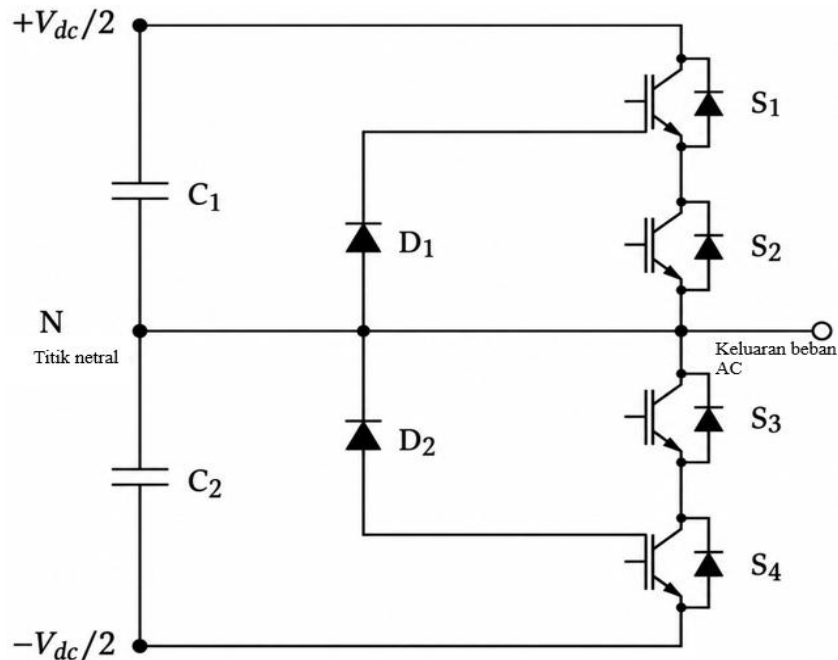
3. *Multilevel inverter (MLI)*

Multilevel inverter merupakan perkembangan dari inverter konvensional yang menghasilkan tegangan keluaran AC melalui beberapa level tegangan DC yang bertingkat. Berbeda dengan inverter dua level yang hanya menghasilkan $+V_{dc}$ dan $-V_{dc}$, multilevel inverter mampu menghasilkan beberapa tingkat tegangan sehingga bentuk gelombang keluaran lebih mendekati sinusoidal. Multilevel inverter dibagi atas;

a. *Diode clamped multilevel inverter (neutral point clamped)*

Topologi *diode clamped multilevel inverter* (DC-MLI) atau *neutral point clamped* (NPC) merupakan salah satu konfigurasi multilevel inverter pertama yang dikembangkan. Pada topologi ini, dioda digunakan untuk membatasi tegangan pada setiap saklar sehingga tegangan yang diterima perangkat semikonduktor menjadi lebih rendah. Skema sederhana NPC tiga level seperti ditunjukkan Gambar 5.3.

Keunggulan NPC Adalah efisiensinya tinggi, tegangan harmonisa rendah, cocok untuk sistem tegangan menengah dan tinggi. Namun, peningkatan jumlah level menyebabkan jumlah dioda clamp semakin banyak sehingga meningkatkan kompleksitas desain (Colak dkk., 2011). Aplikasi utama NPC inverter meliputi *variable speed drive*, sistem PV *grid-connected*, *static compensator* (STATCOM) dan penggerak motor tegangan tinggi (*high voltage motor drive*).

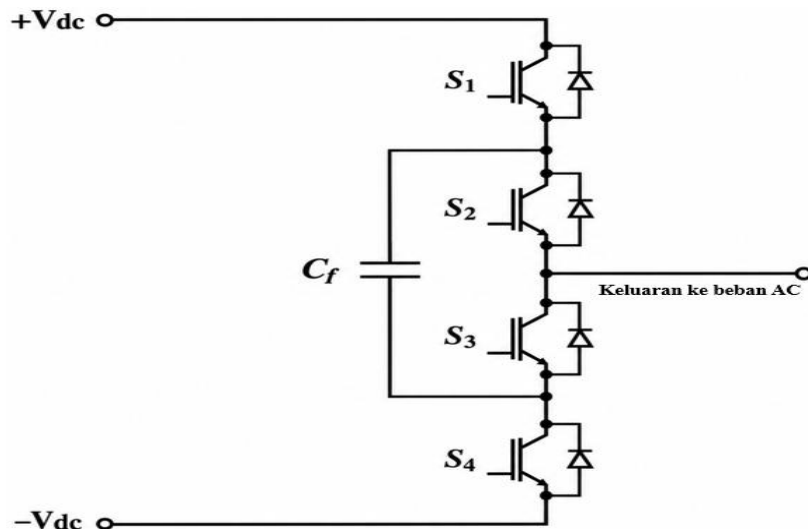


Gambar 5.3 Diode clamped multilevel inverter (DC-MLI) atau neutral point clamped (NPC) (Colak dkk., 201)

b. *Flying capacitor multilevel inverter (FC-MLI)*

Flying capacitor multilevel inverter (FC-MLI) menggunakan kapasitor sebagai elemen penyimpan energi untuk menghasilkan level tegangan bertingkat. Berbeda dengan NPC yang menggunakan dioda, FC-MLI menggunakan kapasitor floating sebagai sumber tegangan tambahan. Skema sederhana FC-MLI tiga level seperti ditunjukkan Gambar 5.4.

Keuntungan FC-MLI adalah tidak membutuhkan dioda clamp, memiliki kemampuan balancing tegangan kapasitor, menghasilkan kualitas gelombang lebih baik. Namun, kelemahannya adalah jumlah kapasitor meningkat secara signifikan ketika jumlah level dinaikkan sehingga sistem menjadi lebih mahal dan kompleks (Shanono, 2018).

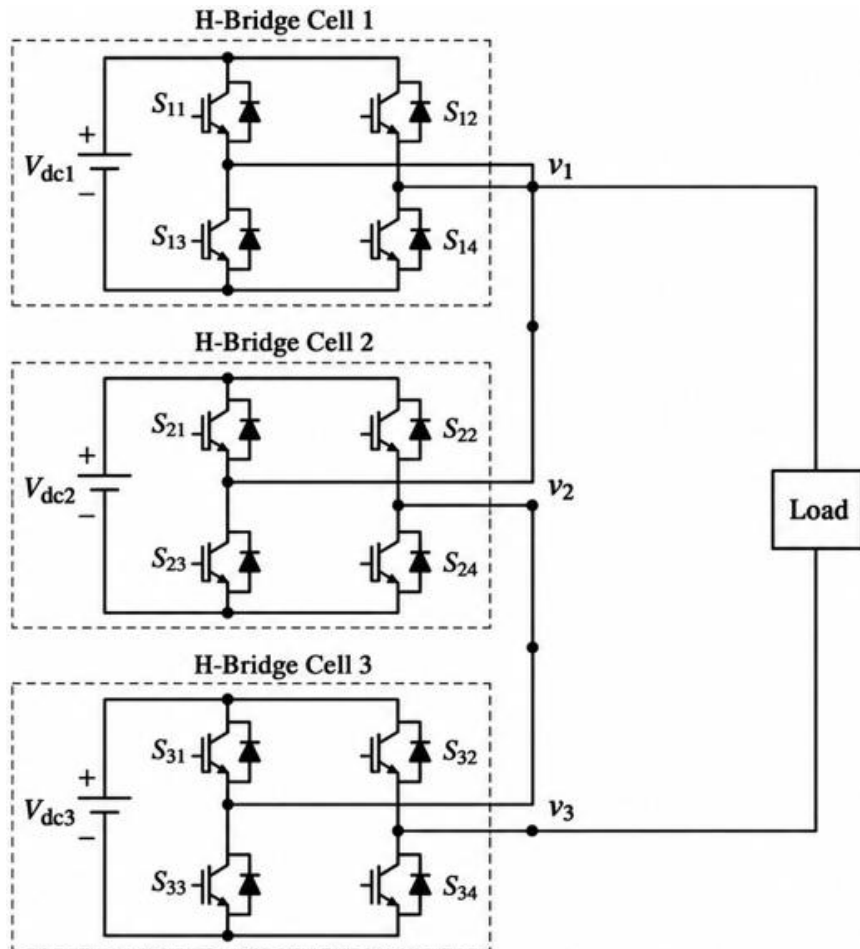


Gambar 5.4 Flying capacitor multilevel inverter (FC-MLI) (Shanono, 2018)

c. *Cascaded H-Bridge multilevel inverter (CHB-MLI)*

Cascaded H-Bridge merupakan salah satu topologi multilevel inverter yang banyak digunakan pada sistem energi terbarukan karena struktur modular dan fleksibel. Konfigurasi CHB terdiri dari beberapa modul H-bridge yang disusun secara seri seperti Gambar 5.5. Setiap H-bridge menghasilkan beberapa level tegangan, kemudian seluruh keluaran disusun secara seri sehingga menghasilkan tegangan AC bertingkat.

Keuntungan CHB-MLI adalah struktur modular sederhana, mudah diperluas, memiliki kualitas gelombang tinggi dan cocok untuk integrasi sumber energi terdistribusi. Sedangkan kelemahannya adalah membutuhkan beberapa sumber DC terpisah sehingga kurang sesuai untuk sistem dengan satu sumber DC utama (Venkataramanaiah, 2017).

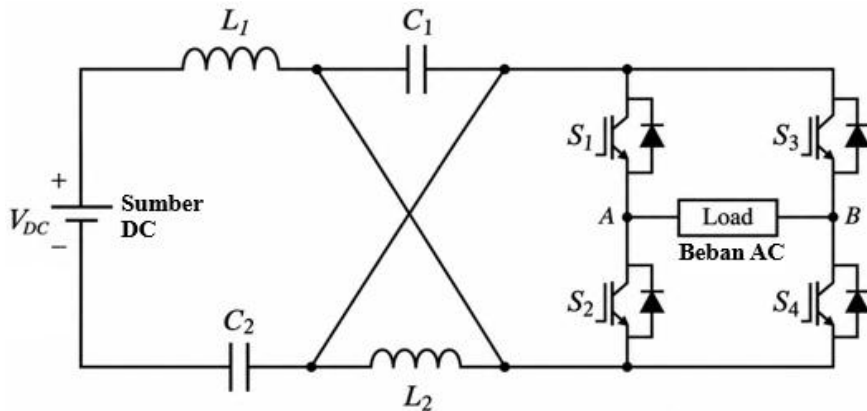


Gambar 5.5 Cascaded H-Bridge multilevel inverter (CHB-MLI)
(Venkataramanaiah, 2017)

d. *Z-source inverter*

Z-source inverter merupakan pengembangan inverter konvensional yang menggunakan jaringan impedansi khusus berupa kombinasi induktor dan kapasitor pada sisi DC. Skematik diagram *Z-source inverter* ditunjukkan Gambar 5.6. Keunggulan utama *Z-source inverter* adalah kemampuan melakukan buck-boost operation, yaitu menaikkan maupun menurunkan tegangan tanpa tambahan konverter

DC-DC. Teknologi ini banyak digunakan pada inverter fotovoltaiik, sistem sel bahan bakar dan kendaraan listrik.



Gambar 5.6 Z-source inverter (Peng dkk, 2003)

Perbandingan keunggulan, kekurangan dan aplikasi dari topologi inverter dapat diringkaskan dalam Tabel 5.1.

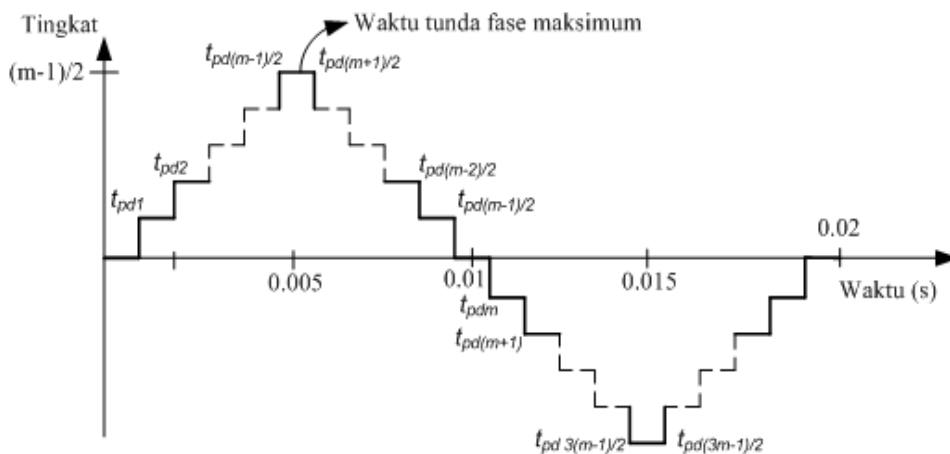
Tabel 5.1 Perbandingan keunggulan, kekurangan dan aplikasi dari topologi inverter

Topologi	Keunggulan	Kekurangan	Aplikasi
VSI	Struktur sederhana, kontrol mudah	Harmonisa tinggi	UPS, <i>motor drive</i>
CSI	Kontrol arus baik	Induktor besar	Motor daya tinggi
NPC-MLI	THD rendah, efisiensi tinggi	Banyak dioda	Grid inverter
FC-MLI	Tegangan fleksibel	Banyak kapasitor	Industri
CHB-MLI	Modular dan <i>scalable</i>	Membutuhkan sumber DC terpisah	PV, dan FACTS
ZSI	Buck-boost tanpa DC converter	Kontrol lebih kompleks	Energi terbarukan

Inverter Bertenaga Fotovoltaik Tanpa Transformator Dengan Menggunakan Teknik Waktu Tunda Fase Maksimum yang Sama

Bagian ini menyajikan teknik yang diusulkan mengenai waktu tunda fase maksimum yang sama pada sistem inverter bertenaga fotovoltaik tanpa transformator (*transformerless photovoltaic powered inverter/TPVPI*) sembilan tingkat. Bagian ini menjelaskan bagaimana tegangan keluaran sembilan tingkat dari sistem TPVPI dapat dibangkitkan berdasarkan prinsip waktu tunda fase maksimum yang sama. Pengertian waktu tunda fase maksimum yang sama, rangkaian inverter sembilan tingkat, serta gelombang pulsa yang dihasilkan oleh setiap komponen pensaklaran juga dijelaskan dalam bagian ini. Terakhir, sistem TPVPI sembilan tingkat tersebut diimplementasikan menggunakan Simulink/Matlab.

Waktu tunda fase maksimum adalah waktu tunda fase yang diperlukan oleh bentuk gelombang bertingkat saat mencapai nilai maksimum, dan waktu tunda fase maksimum yang sama berarti waktu tunda fase yang dicapai oleh setiap tingkat bentuk gelombang bernilai sama dengan waktu tunda fase maksimum, t_{mpd} , sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.7 dan persamaan (5.1).



Gambar 5.7 Bentuk gelombang bertingkat

$$t_{pd1} = t_{pd2} = \dots = t_{pd(m-1)/2} = t_{pd(m+1)/2} = t_{mpd} \quad (5.1)$$

dimana:

t_{pd1} = waktu tunda fase pertama

t_{pd2} = waktu tunda fase kedua

$t_{pd(m+1)/2} = t_{mpd}$ = waktu tunda fase maksimum untuk bentuk gelombang positif

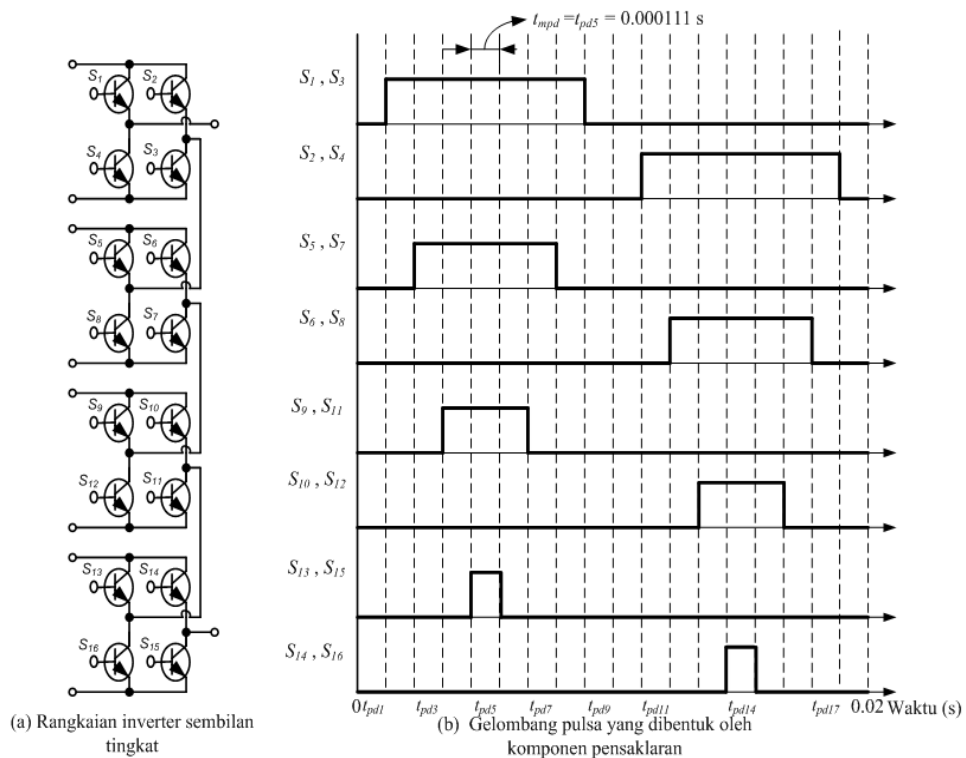
t_{pdm} = waktu tunda fase untuk tingkat-m

$t_{pd(3(m-1)/2+2)}$ = waktu tunda fase maksimum untuk bentuk gelombang negatif

$t_{pd(2(m-1)+2)}$ = waktu tunda fase terakhir

Terdapat $2(m-1)$ komponen pensaklaran dan $2(m-1) + 2$ waktu tunda fase pada bentuk gelombang tingkat-m. Gambar 5.8 memperlihatkan rancangan rangkaian inverter sembilan tingkat serta gelombang pulsa yang dihasilkan oleh komponen-komponen pensaklaran. Komponen-komponen pensaklaran tersebut disusun dalam konfigurasi jembatan penuh, dengan total empat rangkaian jembatan penuh. Setiap rangkaian jembatan penuh memiliki empat komponen pensaklaran, dan setiap dua komponen pensaklaran yang berada pada posisi bersilangan memiliki bentuk gelombang pulsa yang sama, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.8.

Dalam perancangan ini, dihasilkan tegangan keluaran inverter sembilan tingkat dengan frekuensi 50 Hz. Tegangan tersebut memiliki periode sebesar 0,02 detik. Untuk sistem sembilan tingkat, jumlah interval waktu tunda fase adalah $2(9-1) + 2 = 18$, dan durasi waktu tunda fase tersebut adalah $0,02 \text{ detik} / 18 = 0,00111 \text{ detik}$. Durasi 0,00111 detik ini juga merupakan waktu tunda fase maksimum dan sama dengan waktu tunda fase yang dicapai oleh setiap tingkat bentuk gelombang.



Gambar 5.8 Rangkaian inverter sembilan tingkat dan gelombang pulsa yang dihasilkan oleh komponen pensaklaran

Pemodelan TPVPI sembilan tingkat menggunakan Simulink/MATLAB mencakup pemodelan modul PV, pemodelan inverter sembilan tingkat, dan terakhir pemodelan sistem TPVPI sembilan tingkat secara keseluruhan. Pemodelan sistem TPVPI sembilan tingkat secara menyeluruh mengikuti langkah-langkah berikut (Irwanto dkk., 2024):

a. Pemodelan modul PV

Modul PV Shinyoku dengan spesifikasi 20,64 V dan 20 W dimodelkan menggunakan Simulink/MATLAB. Data teknis mengenai parameter kelistrikannya disajikan dalam Tabel 5.2. Blok modul PV pada Simulink/MATLAB digunakan dengan parameter yang diatur sesuai Tabel 4.2, sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 5.9 (a). Pemodelan PV secara lengkap terdiri atas blok modul PV, sumber tegangan

terkendali (*controlled voltage source*), dan blok pengukuran, seperti yang tampak pada Gambar 5.9 (b). Masukan untuk blok modul PV adalah irradiansi surya dan suhu, yang masing-masing nilainya mempengaruhi kinerja modul PV tersebut. Keluaran dari modul PV berupa tegangan keluaran, yang ditunjukkan oleh terminal positif (+PV) dan terminal negatif (-PV) pada Gambar 5.9 (b). Terminal tegangan keluaran modul PV dihubungkan ke blok sumber tegangan terkendali dan blok pengukuran dalam konfigurasi lengkap seperti yang terlihat pada Gambar 5.9 (c). Hal ini dilakukan untuk memperoleh tegangan keluaran konstan dari modul PV pada tingkat irradiansi surya dan suhu tertentu. Blok *gain* merepresentasikan hubungan seri dari beberapa modul PV.

Uji persentase kesalahan dilakukan untuk menentukan validitas pemodelan modul PV berdasarkan ambang batas kesalahan sebesar $\pm 10\%$ (Daut dkk., 2011). Validasi parameter kelistrikan kinerja modul PV—yang didasarkan pada kurva arus-tegangan dan daya-tegangan dalam kondisi uji standar (STC)—dilakukan dengan mengeklik tombol plot pada Gambar 5.9 (a).

Block Parameters: PV module

PV array (mask) (link)

Implements a PV array built of strings of PV modules connected in parallel. Each string consists of modules connected in series. Allows modeling of a variety of preset PV modules available from NREL System Advisor Model (Jan. 2014) as well as user-defined PV module.

Input 1 = Sun irradiance, in W/m², and input 2 = Cell temperature, in deg.C.

Parameters Advanced

Array data

Parallel strings 1

Series-connected modules per string 1

Module data

Module: User-defined

Maximum Power (W) 19.952 Cells per module (Ncell) 5.1

Open circuit voltage Voc (V) 20.64 Short-circuit current Isc (A) 1.3

Voltage at maximum power point Vmp (V) 17.2 Current at maximum power point Imp (A) 1.16

Temperature coefficient of Voc (%/deg.C) -0.15 Temperature coefficient of Isc (%/deg.C) 0.15

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 1000 W/m² & specified temperatures

T_cell (deg. C) [25]

Plot

Model parameters

Light-generated current IL (A) 1.3092

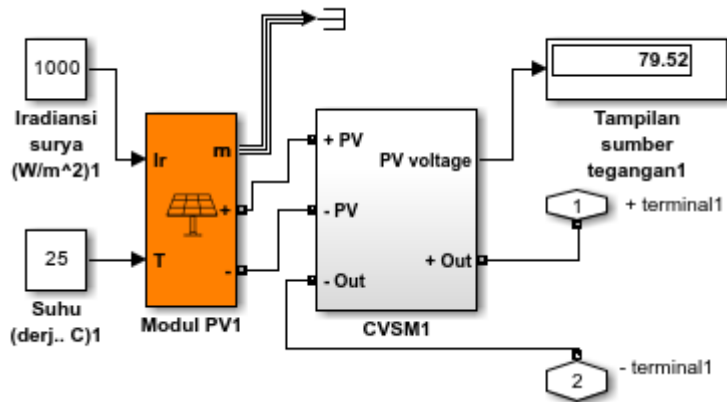
Diode saturation current IO (A) 1.5154e-15

Diode ideality factor 4.593

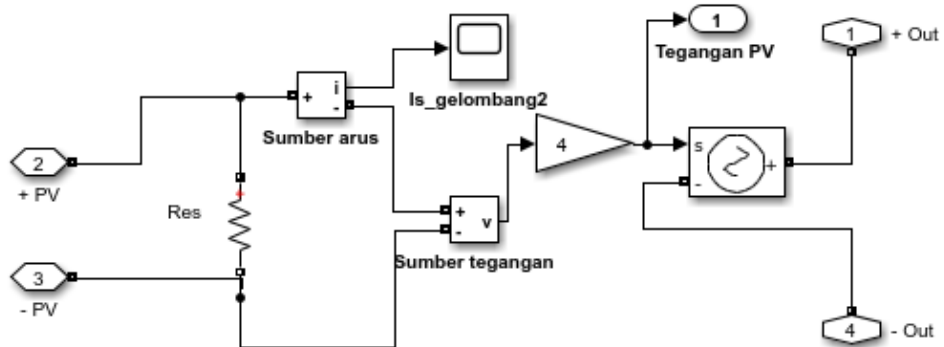
Shunt resistance Rsh (ohms) 171.5036

Series resistance Rs (ohms) 1.2148

(a) Parameter blok modul PV



(b) Pemodelan lengkap modul PV

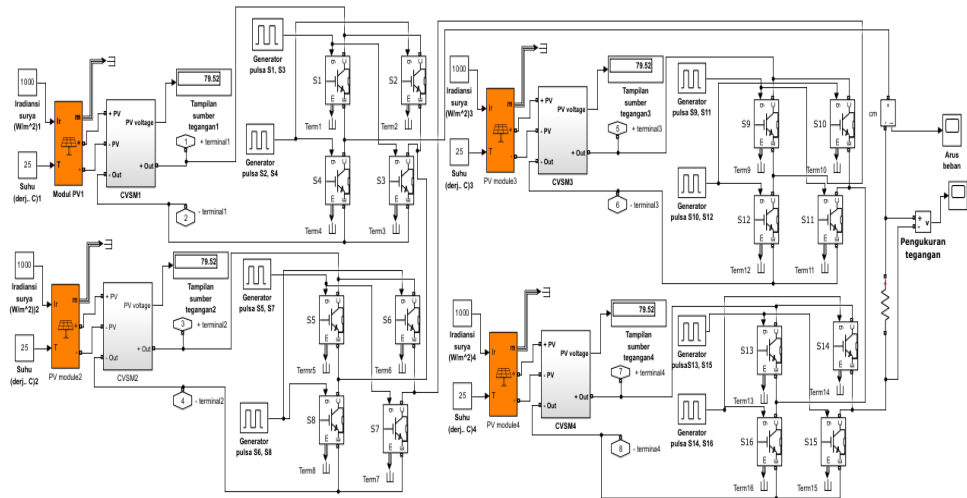


(c) Sumber tegangan terkendali dan pengukuran

Gambar 5.9 Pemodelan modul PV menggunakan Simulink/MATLAB

b. Pemodelan inverter sembilan tingkat

Pemodelan inverter sembilan tingkat didasarkan pada Gambar 5.10. Setiap rangkaian jembatan penuh disusun menggunakan empat MOSFET, dan empat rangkaian jembatan penuh tersebut dihubungkan secara kaskade. Setiap terminal gerbang (G) MOSFET dikendalikan dengan waktu tunda fase dan lebar pulsa sebagaimana tercantum dalam Tabel 5.2 untuk periode 0,02 detik; sinyal kendali ini dibangkitkan menggunakan blok generator pulsa (*pulse generator*).



Gambar 5.10 Pemodelan sistem TPVPI sembilan tingkat lengkap menggunakan Simulink/MATLAB

Tabel 5.2 Waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk setiap MOSFET pada periode 0,02 detik

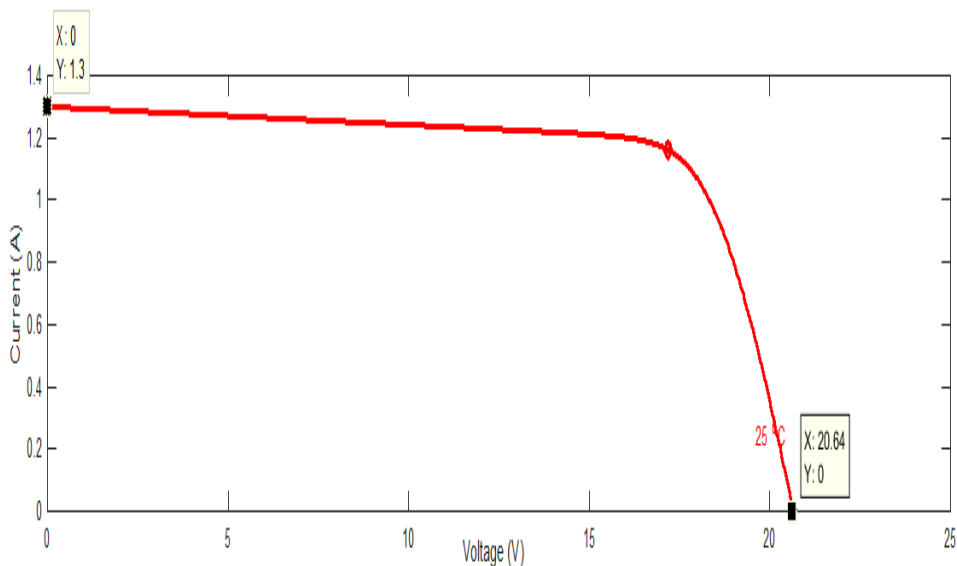
MOSFET	Waktu tunda fase (s)	Lebar pulsa (s)
S ₁ , S ₃	0,00111	0,00777
S ₂ , S ₄	0,0111	0,00777
S ₅ , S ₇	0,00222	0,00555
S ₆ , S ₈	0,01221	0,00555
S ₉ , S ₁₁	0,00333	0,00333
S ₁₀ , S ₁₂	0,01332	0,00333
S ₁₃ , S ₁₅	0,00444	0,00111
S ₁₄ , S ₁₆	0,01443	0,00111

c. Pemodelan inverter sembilan tingkat

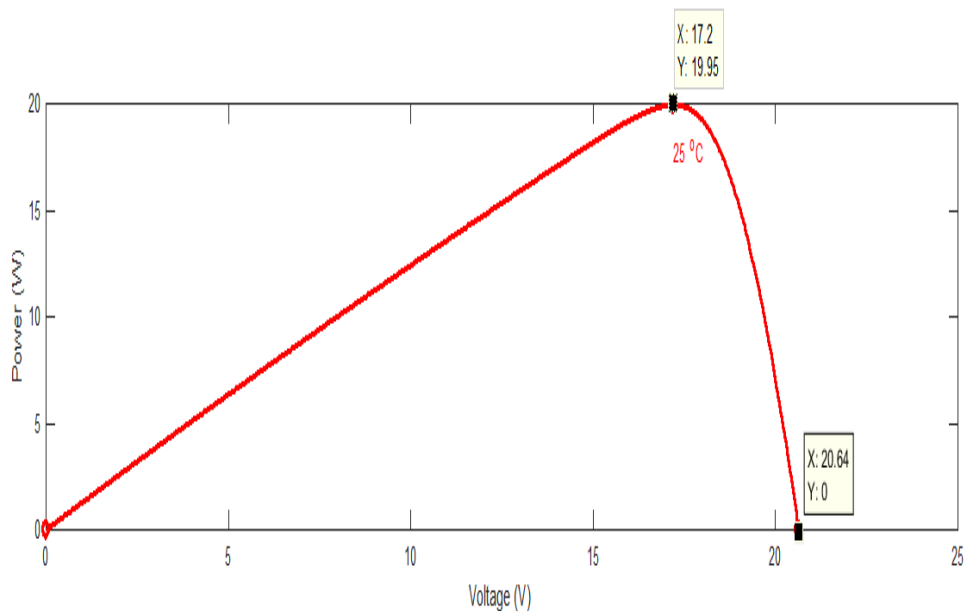
Pemodelan sistem TPVPI lengkap seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.10 merupakan kombinasi dari pemodelan modul PV sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 5.9 dan pemodelan inverter sembilan tingkat. Terminal keluaran inverter dihubungkan dengan beban resistif sebesar 15 W. Kinerja sistem TPVPI sembilan tingkat tersebut diamati dan dianalisis.

Sistem TPVPI sembilan tingkat dioperasikan secara langsung oleh modul PV yang terhubung ke setiap rangkaian jembatan penuh. Hasil kinerja pemodelan modul PV divalidasi terhadap lembar data pada kondisi STC, dan hasil kinerja sistem TPVPI sembilan tingkat dalam hal tegangan beban, arus, serta distorsi harmonik total (THD) juga dibahas dalam studi ini.

Pemodelan modul PV seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.9 (b) menggunakan irradiansi surya sebesar 1000 W/m^2 dan suhu 25°C . Kurva daya-tegangan dan arus-tegangan masing-masing ditampilkan pada Gambar 5.11 dan Gambar 5.12. Perbandingan antara lembar data (*datasheet*) dan hasil simulasi sebagai bentuk validasi disajikan dalam Tabel 5.3. Hasil tersebut menunjukkan bahwa persentase kesalahan untuk daya maksimum, tegangan rangkaian terbuka, dan arus hubung singkat masing-masing adalah 0,25%, 0%, dan 0%. Nilai-nilai ini berada dalam rentang $\pm 10\%$ dan mendekati atau sama dengan 0%, sehingga hasil simulasi tersebut dapat diterima sebagaimana dinyatakan oleh Daut dkk., 2011.



Gambar 5.11 Kurva arus-tegangan modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC



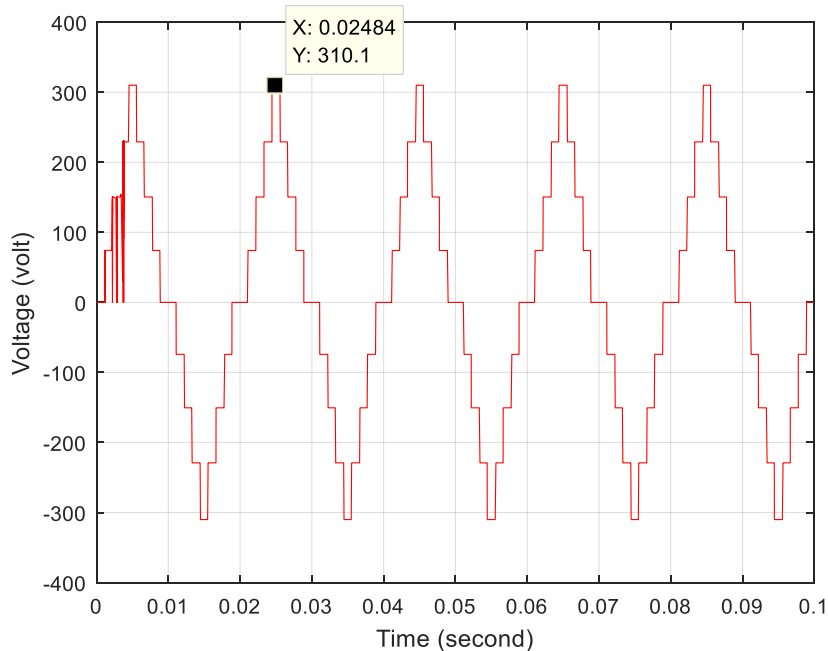
Gambar 5.12 Kurva daya-tegangan modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC

Tabel 5.3 Perbandingan antara lembar data dan hasil simulasi untuk modul PV Shinyoku 20,64 V, 20 W pada kondisi STC

Parameter	Lembar data	Simulasi	Persen kesalahan (%)
Daya maksimum (watt)	20	19,95	0,25
Tegangan rangkaian terbuka (volt)	20,64	20,64	0
Arus hubung singkat (ampere)	1,3	1,3	0

Sistem TPVPI sembilan tingkat dirancang dengan besaran tegangan sekitar 310 V. Sistem ini memerlukan empat modul PV yang dihubungkan secara seri untuk setiap rangkaian jembatan penuh. Hal ini dapat dilakukan dengan menetapkan parameter *gain* pada blok tersebut menjadi 4, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.9 (c). Setiap rangkaian jembatan penuh disuplai oleh tegangan sebesar 79,52 V yang dihasilkan oleh empat modul PV yang dihubungkan secara seri, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.10.

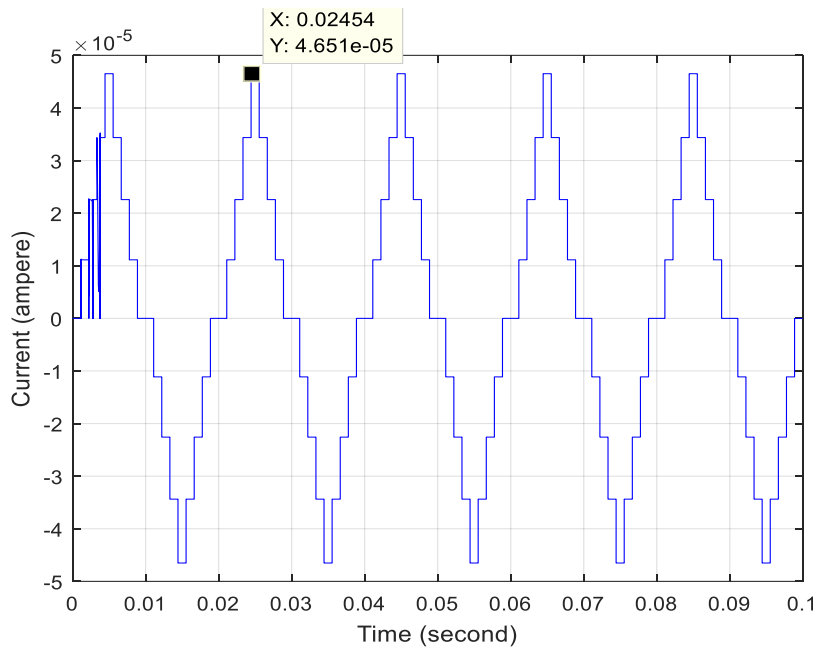
Tegangan-tegangan ini membentuk tingkat tegangan pada bentuk gelombang tegangan sembilan tingkat (*nine-level*) seperti yang terlihat pada Gambar 5.13, dengan waktu tunda fase sebesar 0,000111 detik. Sistem ini memiliki tingkat tegangan maksimum sebesar 310,10 V, yang merupakan hasil akumulasi dari suplai tegangan setiap rangkaian jembatan penuh (nilainya sekitar $4 \times 79,52 = 318,08$ V). Terlihat adanya penurunan tegangan sebesar $318,08 - 310,10 = 7,98$ V. Penurunan tegangan tersebut terjadi pada komponen pensaklaran (MOSFET). Jika rangkaian inverter sembilan tingkat ini dibangun menggunakan enam belas MOSFET, maka setiap MOSFET mengalami penurunan tegangan sebesar $7,98/16 = 0,50$ V.



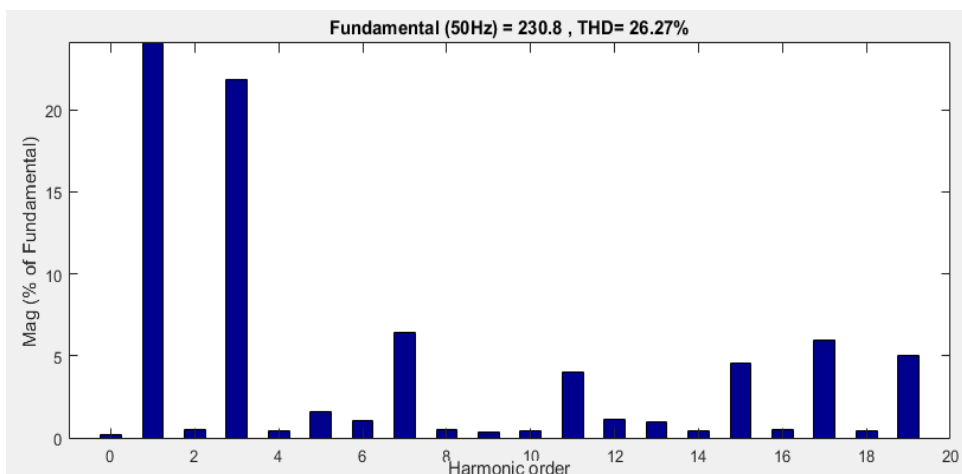
Gambar 5.13 Tegangan beban sistem TPVPI sembilan tingkat

Daya aktif sebesar 15 W dihubungkan ke terminal keluaran sistem TPVPI sembilan tingkat. Arus yang mengalir memiliki bentuk gelombang seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.14, dengan tingkat arus maksimum sebesar $4,65 \times 10^{-5}$ A. Pola bentuk gelombang arus tersebut sama dengan pola bentuk gelombang tegangan, yaitu berupa bentuk gelombang sembilan

tingkat. Bentuk gelombang arus tersebut sefasa dengan bentuk gelombang tegangan, yang berarti sistem memiliki faktor daya satu (unity). Sistem TPVPI sembilan tingkat ini juga memiliki nilai THD sebesar 26,27% sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.15.



Gambar 5.14 Arus beban sistem TPVPI sembilan tingkat



Gambar 5.15 THD sistem TPVPI sembilan tingkat

Multilevel Inverter Bertenaga Fotovoltaik Tanpa Transformator Dengan Menggunakan Teknik Pembagian Waktu Berdasarkan Tingkat Tegangan

Studi ini mengusulkan teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum pada sistem inverter fotovoltaik multilevel tanpa transformator (multilevel transformerless photovoltaic inverter /MLTPVI). Model matematis diusulkan untuk menghitung durasi waktu tingkat tegangan yang diperlukan serta lebar pulsa maksimum dari bentuk gelombang tegangan multilevel; model-model tersebut disusun dengan mengacu pada bentuk gelombang sisi kiri, baik untuk bagian positif maupun negatif seperti ditunjukkan Gambar 5.7 dan 5.8.

Bentuk gelombang tegangan tingkat- m dengan frekuensi sistem 50 Hz atau periode sistem 0,02 detik ditunjukkan pada Gambar 3. Lebar pulsa maksimum, $t_{(m+1)/2}$, adalah lebar pulsa saat bentuk gelombang tegangan tingkat- m mencapai nilai maksimumnya. Nilai ini dapat dinyatakan sebagai persentase dari periode sistem atau dalam satuan waktu detik. Dalam hal ini, $t_1 = t_2 = \dots = t_m = t_{(3m-1)/2}$, kecuali $t_{(m+1)/2}$ dan $t_{(m+1)/2} = t_{((3m-1)/2)+1}$. Waktu pusat untuk lebar pulsa maksimum positif dan negatif masing-masing adalah 0,005 s dan 0,015 s. Teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang diusulkan, yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum, adalah sebagai berikut (Irwanto dkk., 2022);

a. Pertimbangan pembagian waktu tingkat tegangan

Lebar pulsa maksimum positif dan negatif dibagi dengan faktor pembagi yang sama, yaitu n . Dalam hal ini, nilai $n = 1, 2, 3, 4$, dan 5 berarti waktu tingkat tegangan masing-masing sama dengan, setengah, sepertiga, seperempat, dan seperlima dari durasi lebar pulsa maksimum.

b. Penentuan durasi tingkat tegangan untuk tingkat pertama

Penentuan tersebut didasarkan pada bentuk gelombang positif untuk durasi 0,01 detik. Waktu tingkat tegangan untuk tingkat pertama, t_1 , dapat dihitung menggunakan persamaan (5.2).

$$t_1 = \frac{0.01}{n + (m - 1)} \quad (5.2)$$

- c. Penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangan untuk setiap tingkat pada bagian kiri bentuk gelombang positif dan negatif.

Penentuan pertama dilakukan untuk lebar pulsa maksimum positif beserta durasi tingkat tegangannya; langkah ini kemudian diikuti oleh penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangan untuk tingkat tepat sebelum lebar pulsa maksimum positif, berlanjut hingga tingkat pertama dari bentuk gelombang tegangan m-tingkat.

Lebar pulsa maksimum positif dihitung berdasarkan hubungan antara durasi tingkat tegangan pertama, t_1 , dan lebar pulsa maksimum positif, $t_{(m+1)/2}$, yang dinyatakan dengan persamaan (5.3) dalam satuan detik dan persamaan (5.4) dalam persentase, sedangkan durasi tingkat tegangannya dihitung menggunakan persamaan (5.5).

$$t_{(m+1)/2} = n t_1 \text{ dalam waktu detik} \quad (5.3)$$

$$t_{(m+1)/2} = \frac{n t_1}{0.02} \times 100 \text{ dalam persentase} \quad (5.4)$$

$$t_{(m-1)/2} = 0.005 - \frac{t_{(m+1)/2} (s)}{2} \quad (5.5)$$

Lebar pulsa maksimum negatif, $t_{((3m-1)/2)+1}$, sama dengan lebar pulsa maksimum positif, baik dalam satuan detik maupun persentase. Waktu tingkat tegangannya, $t_{(3m-1)/2}$, dihitung menggunakan persamaan (5.6).

$$t_{(3m-1)/2} = 0.015 - \frac{t_{(m+1)/2} (s)}{2} \quad (5.6)$$

Lebar pulsa maksimum positif yang dihasilkan oleh (5.3) atau (5.4) serta durasi tingkat tegangannya yang dihasilkan oleh (5.5) digunakan untuk membangkitkan gelombang pulsa guna menggerakkan pasangan komponen pensaklaran ($S_{2(m-1)-3}$ dan $S_{2(m-1)-1}$). Lebar pulsa maksimum negatif yang juga dihasilkan oleh (5.3) atau (5.4) serta durasi tingkat

tegangannya yang dihasilkan oleh (5.6) digunakan untuk membangkitkan gelombang pulsa guna menggerakkan pasangan komponen pensaklaran ($S_{2(m-1)-2}$ dan $S_{2(m-1)}$) dari rangkaian jembatan penuh ke-((m-1)/2) pada Gambar 5.7 dan 5.8.

- d. Penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangannya untuk satu tingkat sebelum lebar pulsa maksimum positif dan negatif.

Penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangannya—untuk tingkat yang mendahului lebar pulsa maksimum positif—dilakukan guna menghasilkan gelombang pulsa untuk menggerakkan pasangan komponen pensaklaran ($S_{(2(m-1)-3)-1}$ dan $S_{(2(m-1)-1)-1}$). Lebar pulsa tersebut, baik dalam satuan detik maupun persentase, masing-masing ditentukan oleh persamaan (5.7) atau (5.8), sedangkan durasi tingkat tegangannya ditentukan oleh persamaan (5.9).

$$\text{Lebar pulsa} = (n + 2)t_1 \text{ dalam detik} \quad (5.7)$$

$$\text{Lebar pulsa} = \frac{(n + 2)t_1}{0.02} \times 100 \text{ dalam persentase} \quad (5.8)$$

$$t_{((m-1)/2)-1} = t_{(m-1)/2} - t_1 \quad (5.9)$$

Penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangannya untuk satu tingkat sebelum lebar pulsa maksimum negatif dilakukan guna menghasilkan gelombang pulsa untuk menggerakkan pasangan komponen pensaklaran ($S_{2(m-1)-2}-1$ dan $S_{2(m-1)-1}$). Lebar pulsa tersebut, baik dalam satuan detik maupun persentase, masing-masing ditentukan melalui persamaan (5.7) atau (5.8), sedangkan durasi tingkat tegangannya ditentukan melalui persamaan (5.10).

$$t_{((3m-1)/2)-1} = t_{(3m-1)/2} - t_1 \quad (5.10)$$

- e. Penentuan lebar pulsa dan durasi tingkat tegangan untuk tingkat yang lebih rendah daripada satu tingkat sebelum bagian kiri bentuk gelombang positif dan negatif.

Tingkat yang lebih rendah mengacu pada tingkat tegangan satu tingkat sebelum bentuk gelombang positif setengah bagian kiri hingga waktu tingkat tegangan untuk tingkat pertama, t_1 . Hal ini juga mengacu pada tingkat tegangan satu tingkat sebelum bentuk gelombang negatif setengah bagian kiri hingga waktu tingkat tegangan untuk satu tingkat sebelum tingkat ke- m , $t_{(m-1)}$.

Untuk setiap tingkat tegangan pada bagian kiri bentuk gelombang positif dan negatif, lebar pulsa diperoleh dengan menambahkan dua kali durasi tingkat tegangan pertama ($2t_1$) pada lebar pulsa sebelumnya.

Durasi tingkat tegangan untuk setiap tingkat pada bagian kiri gelombang positif harus dikurangi dengan durasi tingkat tegangan sebelumnya mulai dari tingkat pertama, t_1 .

Inverter fotovoltaik tanpa transformator (transformerless photovoltaic inverter/TPVI) 11-tingkat dimodelkan menggunakan Simulink/Matlab. Teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang diusulkan, yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum, diterapkan pada sistem TPVI 11-tingkat. Modul-modul PV berfungsi sebagai sumber tegangan DC yang disuplai langsung ke rangkaian jembatan penuh untuk diubah menjadi bentuk gelombang tegangan AC 11-tingkat. Tiga modul PV dihubungkan secara seri dalam rangkaian jembatan penuh untuk mencapai besaran tegangan AC 11-tingkat yang diperlukan.

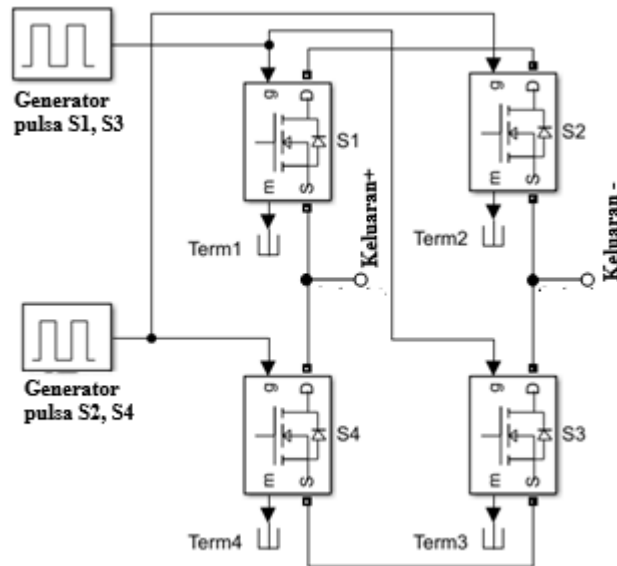
Modul PV 21 V, 20 W dari Solar Electric Supply, Inc., dengan data parameter kelistrikan sebagaimana tercantum dalam Tabel 4.2, digunakan dalam pemodelan modul PV menggunakan Simulink/Matlab seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.9 (b). Model utama dibangun menggunakan blok modul PV, dengan parameter kelistrikan dimasukkan ke dalam parameter blok tersebut. Pemodelan modul PV ini mengikuti model yang diusulkan oleh Irwanto dkk., 2020.

Sebuah blok *control voltage source measurement* (CVSM) dibuat untuk memodelkan modul PV sebagai sumber tegangan DC bagi setiap rangkaian jembatan penuh pada sistem TPVI 11-tingkat. Komponen utamanya meliputi blok sumber tegangan kendali yang berfungsi sebagai terminal positif dan negatif, serta blok penguatan (*gain*) untuk mengalirkan tegangan keluaran modul PV dalam konfigurasi hubungan seri. Hasil simulasi karakteristik modul PV divalidasi dengan data teknisnya yang tercantum pada Tabel 4.2. Validasi dilakukan berdasarkan persentase kesalahan. Jika persentase kesalahan berada dalam rentang $\pm 10\%$, maka hasil simulasi dinyatakan valid (Irwanto dkk., 2011). Pemodelan modul PV tersebut dapat diterapkan pada TPVI 11-tingkat setelah hasil simulasinya divalidasi.

Pemodelan sistem TPVI 11-tingkat disusun menggunakan dua puluh MOSFET yang membentuk lima rangkaian jembatan penuh. Setiap rangkaian jembatan penuh terdiri dari empat MOSFET sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.16, yang dikelompokkan menjadi dua pasang MOSFET dalam posisi bersilangan. Terminal gerbang (*gate*) pada setiap pasangan MOSFET dikendalikan oleh sinyal pulsa yang sama; sinyal ini dibangkitkan oleh generator pulsa dengan menerapkan teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang diusulkan, yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum. Tingkat tegangan keluaran dihasilkan pada titik sambungan antara terminal *drain* dan *source* MOSFET, seperti yang diperlihatkan pada Gambar 5.16.

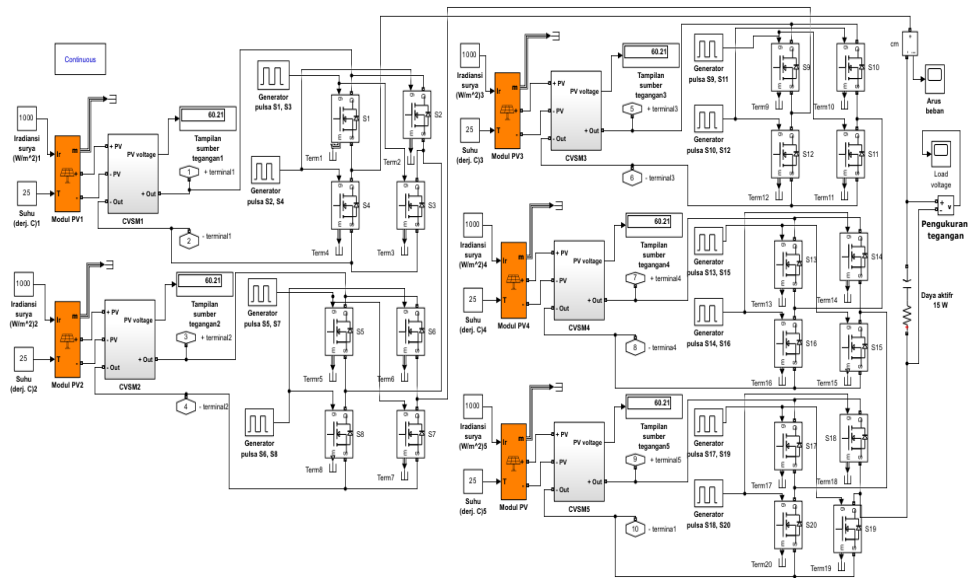
Lima rangkaian jembatan penuh yang dihubungkan secara seri ditunjukkan pada Gambar 5.17. Terminal keluaran negatif dari rangkaian jembatan penuh pertama dihubungkan ke terminal keluaran positif dari rangkaian jembatan penuh kedua. Kemudian, terminal keluaran negatif dari rangkaian jembatan penuh kedua dihubungkan ke terminal keluaran positif dari rangkaian jembatan penuh ketiga. Terakhir, terminal keluaran negatif dari rangkaian jembatan penuh keempat dihubungkan ke terminal keluaran positif dari rangkaian jembatan penuh kelima. Bentuk gelombang tegangan 11-tingkat dihasilkan pada terminal keluaran positif

rangkaian jembatan penuh pertama dan terminal keluaran negatif rangkaian jembatan penuh kelima.



Gambar 5.16 Pemodelan rangkaian inverter jembatan penuh

Pemodelan sistem TPVI 11-tingkat pada SIMULINK Matlab diintegrasikan dengan kode program di Editor Matlab sebagai implementasi algoritma yang diusulkan dalam persamaan (5.2) hingga (5.10), dengan variabel waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk setiap pembangkit pulsa pada rangkaian jembatan penuh. Setiap perubahan faktor pembagi n disimulasikan untuk memperoleh nilai waktu tunda fase dan lebar pulsa, serta menjalankan pemodelan sistem TPVI 11-tingkat tersebut guna memperoleh dan menganalisis bentuk gelombang tegangan dan arus beban 11-tingkat beserta nilai VTHD dan CTHD-nya. Fokus utamanya adalah mendapatkan nilai VTHD dan CTHD terendah untuk suatu faktor pembagi n , yang kemudian ditetapkan sebagai faktor pembagi n yang tepat untuk mengurangi VTHD dan CTHD pada sistem TPVI 11-tingkat tersebut.



Gambar 5.17 Pemodelan sistem TPVI 11-tingkat

Studi ini menyajikan dan membahas hasil kinerja modul PV, khususnya kurva arus terhadap tegangan dan daya terhadap tegangan. Arus hubung singkat, tegangan rangkaian terbuka, dan daya maksimum modul PV diperoleh dari kurva-kurva tersebut. Hasil simulasi kinerja modul PV divalidasi dan dianalisis untuk membenarkan penerapannya sebagai sumber tegangan DC bagi sistem TPVI 11-tingkat. Studi ini juga menyajikan hasil dari teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang diusulkan, yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum. Waktu tunda fase dan lebar pulsa yang dihasilkan oleh teknik tersebut untuk membentuk durasi tingkat tegangan pada bentuk gelombang tegangan 11-tingkat dianalisis. Analisis dilakukan untuk berbagai faktor pembagian hingga $n = 10$, karena nilai VTHD dan CTHD terendah diperoleh dalam rentang faktor pembagian tersebut.

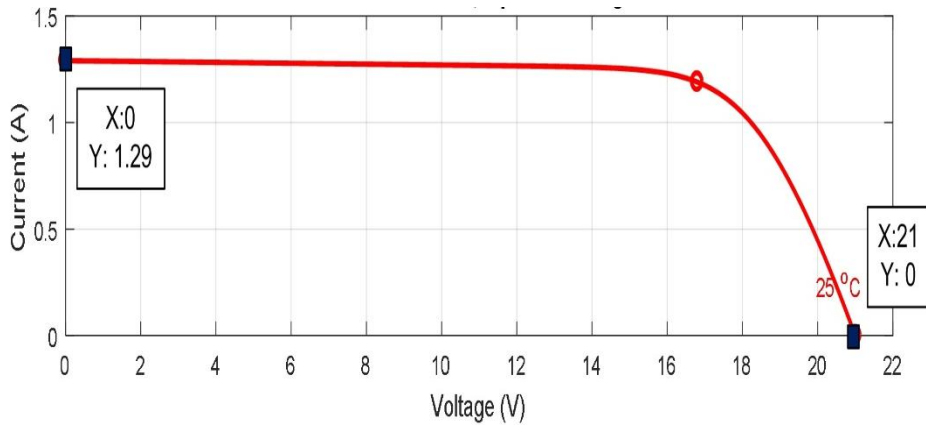
Tegangan beban, bentuk gelombang arus, dan orde harmonik juga dianalisis untuk berbagai faktor pembagian, yaitu $n = 1, 3, 5, 7, 8$, dan 9 . Parameter-parameter tersebut merepresentasikan karakteristik tegangan beban, bentuk gelombang arus, dan orde harmonik dari teknik yang diusulkan. Terakhir,

nilai V_{THD} dan C_{THD} terendah ditentukan untuk memilih faktor pembagian (n) yang tepat guna menghasilkan bentuk gelombang tegangan 11-tingkat pada sistem TPVI.

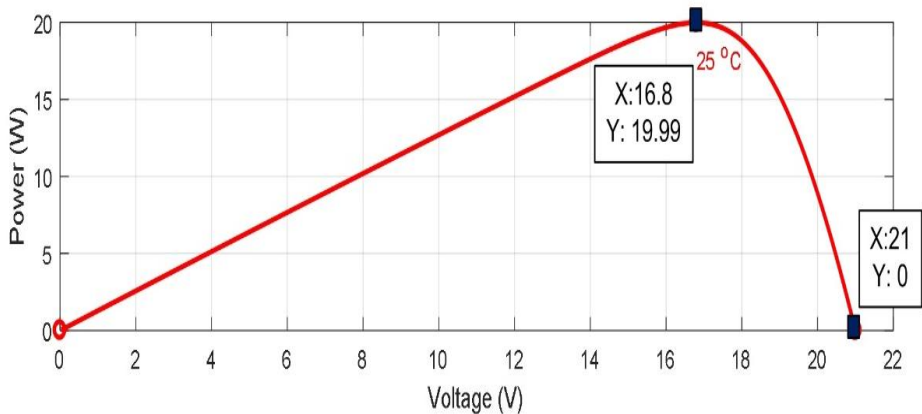
Modul PV dengan spesifikasi tegangan 21 V dan daya 20 W dari Solar Electric Supply, Inc. dimodelkan dan disimulasikan untuk mengevaluasi karakteristik kinerjanya pada kondisi uji standar atau Standard Test Conditions (STC), yaitu intensitas radiasi matahari sebesar 1000 W/m^2 dan temperatur sel sebesar 25°C . Kondisi STC digunakan sebagai kondisi acuan agar hasil simulasi dapat dibandingkan secara konsisten dengan parameter karakteristik yang tercantum pada spesifikasi modul PV. Hasil simulasi kinerja modul PV disajikan dalam bentuk kurva karakteristik arus terhadap tegangan ($I-V$) dan kurva daya terhadap tegangan ($P-V$), yang masing-masing ditampilkan pada Gambar 5.18 dan Gambar 5.19. Berdasarkan kurva $I-V$, dapat diketahui karakteristik kelistrikan utama modul, khususnya nilai tegangan rangkaian terbuka (open-circuit voltage) dan arus hubung singkat (short-circuit current). Sementara itu, kurva $P-V$ digunakan untuk mengidentifikasi titik daya maksimum (maximum power point) serta nilai daya maksimum yang mampu dihasilkan oleh modul PV pada kondisi STC. Nilai tegangan rangkaian terbuka, arus hubung singkat, dan daya maksimum yang diperoleh dari hasil simulasi selanjutnya dirangkum dalam Tabel 5.4 dan dibandingkan dengan nilai referensi dari spesifikasi modul PV. Validasi terhadap hasil simulasi dilakukan dengan menghitung persentase kesalahan untuk mengetahui tingkat kesesuaian antara nilai hasil simulasi dan nilai referensi, sehingga akurasi model PV yang digunakan dapat dievaluasi.

Tabel 5.4 Perbandingan parameter kelistrikan modul PV

Parameter listrik	Nilai	
	Lembar data	Simulasi
Tegangan rangkaian terbuka (volt)	21	21
Arus hubung singkat (ampere)	1,29	1,29
Daya maksimum (watt)	20	19,99



Gambar 5.18 Kurva arus terhadap tegangan



Gambar 5.19 Kurva daya terhadap tegangan

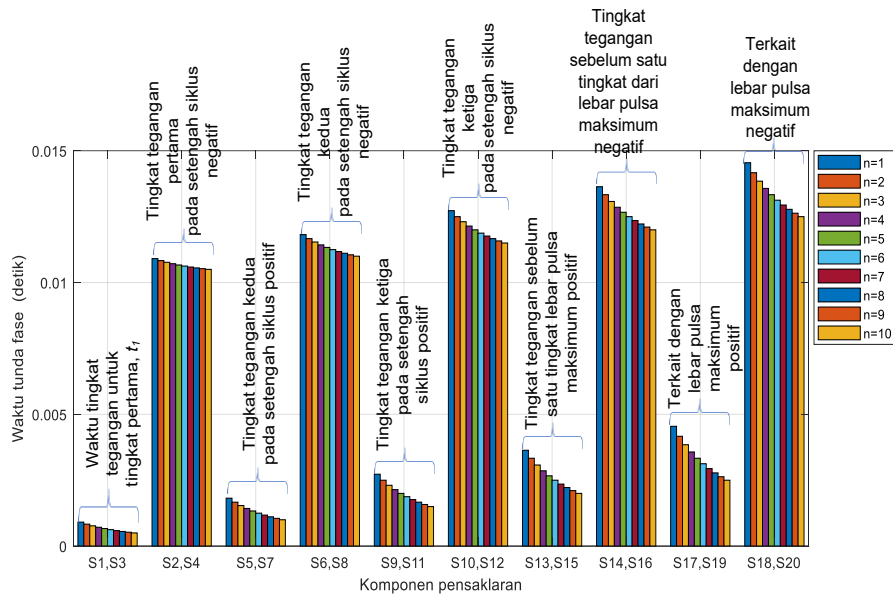
Berdasarkan perbandingan parameter kelistrikan modul PV yang disajikan pada Tabel 5.4, hasil tersebut dapat divalidasi melalui pernyataan-pernyataan berikut. Validasi tegangan rangkaian terbuka (*open circuit voltage*) dan arus hubung singkat (*short circuit current*) menunjukkan persentase kesalahan sebesar 0%, yang mengindikasikan kinerja simulasi yang sempurna. Validasi daya maksimum menunjukkan persentase kesalahan sebesar -0,05%; angka ini sangat mendekati 0% dan mengindikasikan kinerja yang sangat baik. Tanda negatif tersebut

menunjukkan bahwa hasil simulasi daya maksimum lebih rendah dibandingkan dengan data pada lembar data (*data sheet*).

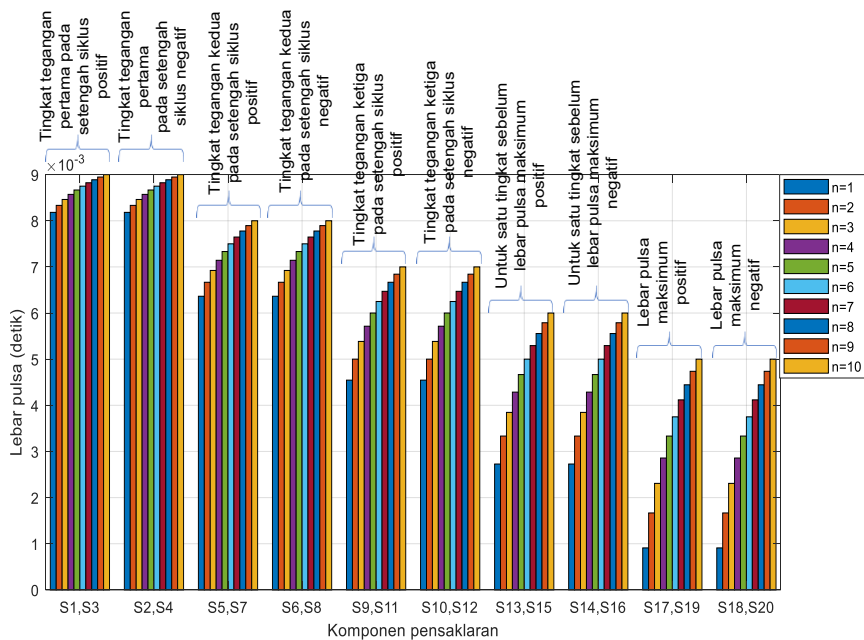
Waktu tunda fase dan lebar pulsa merupakan dua parameter penting dalam proses pembentukan gelombang pulsa yang digunakan untuk mengendalikan pensaklaran MOSFET serta menghasilkan bentuk gelombang tegangan 11-tingkat pada sistem TPVI 11-tingkat yang terhubung secara kaskade. Penentuan kedua parameter tersebut perlu dilakukan secara tepat agar pola pensaklaran MOSFET dapat menghasilkan setiap tingkat tegangan sesuai dengan urutan dan durasi yang telah dirancang. Analisis pembentukan waktu tunda fase dan lebar pulsa diawali dengan menentukan metode untuk memperoleh lebar pulsa maksimum pada bentuk gelombang tegangan 11-tingkat, kemudian dilanjutkan dengan menentukan durasi waktu yang diperlukan untuk membentuk masing-masing tingkat tegangan.

Lebar pulsa maksimum positif dan negatif dari bentuk gelombang tegangan 11-tingkat dibangkitkan oleh generator pulsa S17, S19 dan S18, S20 untuk menggerakkan terminal gerbang MOSFET S17, S19 dan S18, S20 secara berturut-turut sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.8 dan 5.17, dengan nilai waktu dalam detik sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.20(b). Lebar pulsa maksimum positif dan negatif tersebut dibangkitkan setelah tercapainya waktu tunda fase yang dihasilkan oleh generator pulsa S17, S19 dan S18, S20, dengan nilai waktu dalam detik sebagaimana tercantum pada Gambar 5.20(a).

Lebar pulsa maksimum positif dan negatif memiliki durasi yang sama dalam satuan detik. Faktor pembagi, n , memengaruhi lebar pulsa maksimum; semakin tinggi faktor pembagi, semakin besar pula durasi lebar pulsa maksimum tersebut. Hal ini dikarenakan lebar pulsa maksimum merupakan hasil duplikasi atau perkalian dari durasi tingkat tegangan pertama, t_1 , yang berfungsi sebagai waktu tunda yang dibangkitkan oleh generator pulsa S1 dan S2 untuk menggerakkan MOSFET S1 dan S2, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.20 (b).



(a) Waktu tunda fase



(b) Lebar pulsa

Gambar 5.20 Waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk berbagai faktor pembagian, n

Peningkatan faktor pembagi n menyebabkan bertambahnya lebar pulsa maksimum, namun juga mengakibatkan berkurangnya durasi tingkat tegangan pertama, t_1 . Peningkatan lebar pulsa maksimum dan penurunan durasi tingkat tegangan tersebut masing-masing membentuk kurva lengkung yang terbuka ke arah bawah dan ke arah atas. Kurva-kurva ini akan terus berlanjut seiring dengan penerapan faktor pembagi n . Dengan demikian, perlu ditentukan nilai faktor pembagi n yang tepat dan menghasilkan nilai VTHD dan CTHD terendah untuk memperoleh bentuk gelombang tegangan 11-tingkat yang sesuai bagi sistem TPVI.

Waktu tunda fase dan lebar pulsa yang mendahului pembentukan tingkat maksimum positif dan negatif ditentukan oleh karakteristik waktu tunda fase serta lebar pulsa dari gelombang pulsa yang dihasilkan oleh generator pulsa S9, S11 dan S10, S12 untuk menggerakkan terminal gerbang (gate) MOSFET S9, S11 dan S10, S12 secara berturut-turut, dengan nilai-nilai dalam satuan detik yang ditampilkan pada Gambar 5.20 (a) dan (b). Nilai waktu tunda fase pada generator pulsa S9, S11 (atau MOSFET S9, S11) lebih kecil dibandingkan nilai waktu tunda fase pada generator pulsa S10, S12 (atau MOSFET S10, S12); hal ini dikarenakan gelombang pulsa yang dihasilkan oleh generator pulsa S9, S11 (atau MOSFET S9, S11) ditujukan untuk setengah siklus positif, sedangkan generator pulsa S10, S12 (atau MOSFET S10, S12) ditujukan untuk setengah siklus negatif dari bentuk gelombang tegangan 11-tingkat, dengan lebar pulsa yang dihasilkan tetap sama untuk berbagai faktor pembagian n , sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.20 (b).

Penentuan waktu tunda fase dan lebar pulsa untuk tingkat-tingkat tegangan yang lebih rendah daripada tingkat sebelum bentuk gelombang positif dan negatif sisi kiri (yaitu tingkat tegangan pertama, kedua, dan ketiga) didasarkan pada prinsip pengurangan dan penambahan dua kali lipat durasi waktu tingkat pertama (t_1) terhadap waktu tunda fase dan lebar pulsa sebelumnya, dengan nilai-nilai sebagaimana tercantum pada Gambar 5.20 (a) dan (b).

Kombinasi beban AC resistif dan kapasitif (15 W dan 0,01 VAR) diterapkan pada terminal keluaran sistem TPVI 11-tingkat yang disusun secara

kaskade. Modul PV berfungsi sebagai sumber tegangan DC untuk menghasilkan bentuk gelombang tegangan 11-tingkat. Tegangan rangkaian terbuka modul PV adalah 21 V sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.18 dan 8; modul ini dihubungkan ke blok CVSM. Karena adanya komponen elektronik dan resistor di dalam blok CVSM, tegangan keluaran blok CVSM menjadi 20,07 V seperti yang terlihat pada Gambar 5.9 (a). Hal ini berarti blok CVSM mengalami penurunan tegangan sebesar 0,93 V.

Berdasarkan Gambar 5.9 (a), terdapat blok penguatan di dalam blok CVSM. Blok penguatan tersebut diisi dengan nilai 3, yang berarti tiga modul PV dihubungkan secara seri. Jika satu modul PV yang terhubung ke blok CVSM dapat menghasilkan tegangan keluaran sebesar 20,07 V, maka ketiga modul PV yang terhubung ke blok CVSM tersebut dapat menghasilkan tegangan keluaran sebesar 60,21 V, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.17 untuk setiap rangkaian jembatan penuh pada sistem TPVI 11-tingkat.

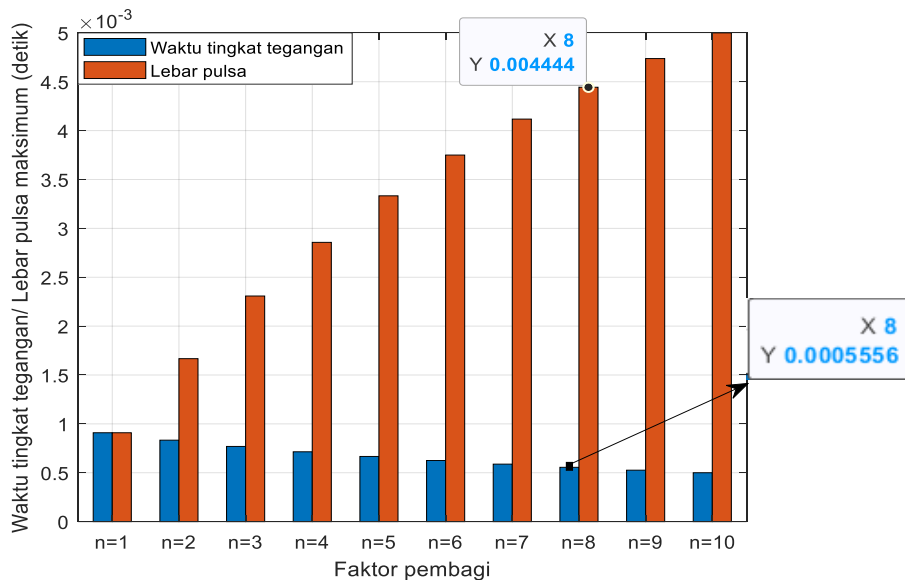
Sistem TPVI 11-tingkat dibangun menggunakan lima rangkaian jembatan penuh yang dihubungkan secara seri (rangkaiannya jembatan penuh bertingkat), sehingga bentuk gelombang tegangan keluaran 11-tingkat memiliki tegangan maksimum sebesar 301 V sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22; sistem ini dihubungkan ke beban AC, sehingga menghasilkan arus beban AC seperti yang terlihat pada Gambar 5.23.

Setiap perubahan faktor pembagi n juga mengubah pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat sesuai dengan teknik pembagian waktu tingkat tegangan yang diusulkannya yang didasarkan pada lebar pulsa maksimum, namun dengan tegangan maksimum yang sama sebesar 301 V sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22 (a). Hal ini juga mengubah pola bentuk gelombang arus 11-tingkat, namun dengan arus maksimum yang sama sebesar $4,513 \times 10^{-5}$ A sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.23 (a).

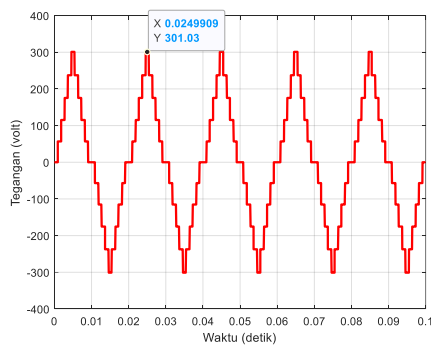
Bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC untuk faktor pembagian $n = 1, 3, 5, 7, 8$, dan 9 masing-masing ditampilkan pada Gambar 5.22 dan 5.23. Pemilihan faktor pembagian tersebut mewakili bentuk gelombang tegangan dan arus 11-tingkat yang dihasilkan dan mengalir melalui beban AC sesuai dengan faktor pembagian yang ditetapkan; namun, salah satunya

yaitu pada faktor pembagian $n = 8$ menunjukkan bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC yang paling sesuai berdasarkan nilai VTHD dan CTHD terendah.

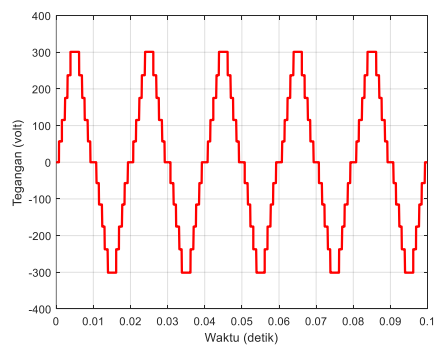
Peningkatan faktor pembagi n menyebabkan bertambahnya lebar pulsa, namun juga mengakibatkan berkurangnya durasi tingkat tegangan (*voltage level time*), sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.21. Hal ini dikarenakan lebar pulsa merupakan hasil perkalian antara faktor pembagi n dan durasi tingkat tegangan (tepatnya, durasi tingkat tegangan untuk tingkat pertama, t_1). Semakin besar peningkatan faktor pembagi n , semakin besar pula peningkatan lebar pulsa, namun durasi tingkat tegangan akan semakin berkurang. Kondisi ini tidak dapat diteruskan untuk nilai faktor pembagi n yang tak terbatas, sehingga nilai faktor pembagi tertentu perlu ditetapkan. Dalam kasus ini, faktor pembagi $n = 8$ seperti yang terlihat pada Gambar 5.21 dengan durasi tingkat tegangan sebesar 0,0005556 detik dan lebar pulsa sebesar 0,00444 detik merupakan pilihan yang tepat untuk bentuk gelombang tegangan 11-tingkat karena menghasilkan nilai VTHD dan CTHD terendah.



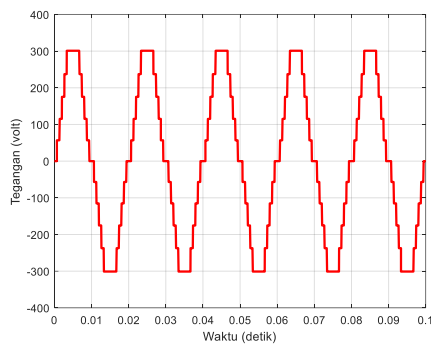
Gambar 5.21 Waktu tingkat tegangan dan lebar pulsa maksimum untuk berbagai faktor pembagian, n



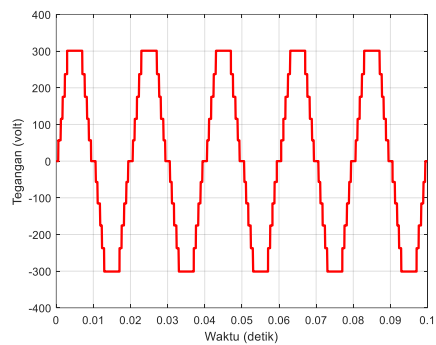
(a) $n=1$



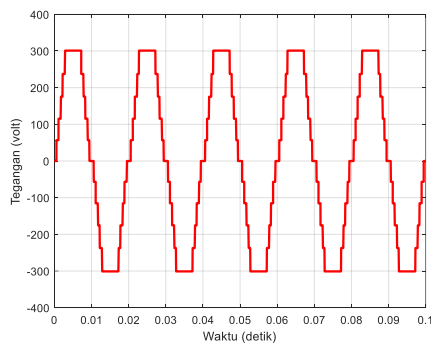
(b) $n=3$



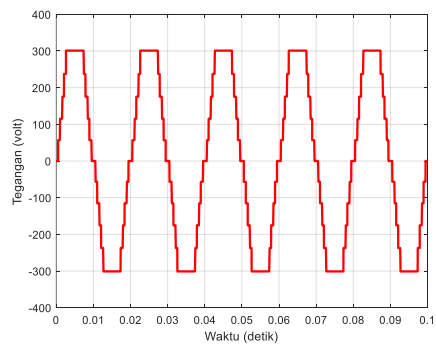
(c) $n=5$



(d) $n=7$

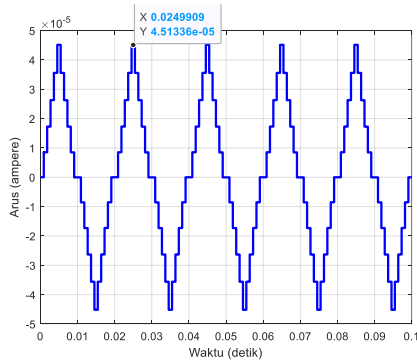


(e) $n=8$

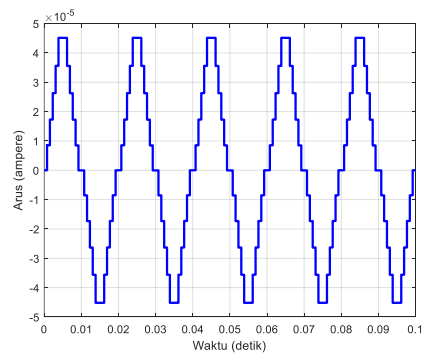


(f) $n=9$

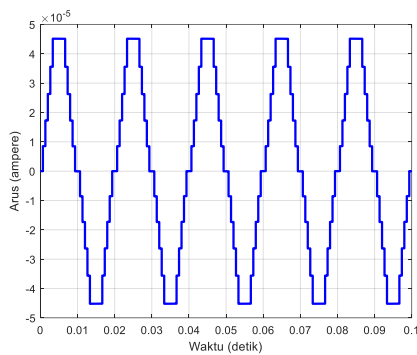
Gambar 5.22 Bentuk gelombang tegangan beban untuk berbagai faktor pembagian, n



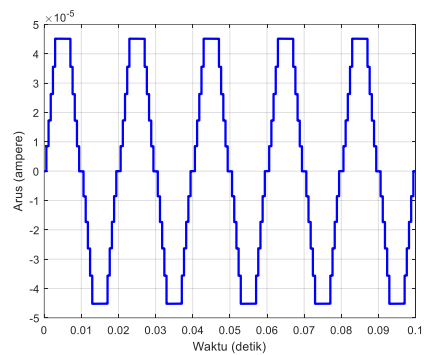
(a) $n=1$



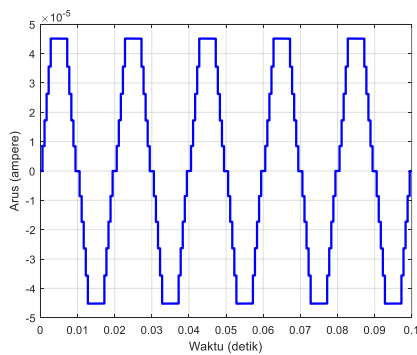
(b) $n=3$



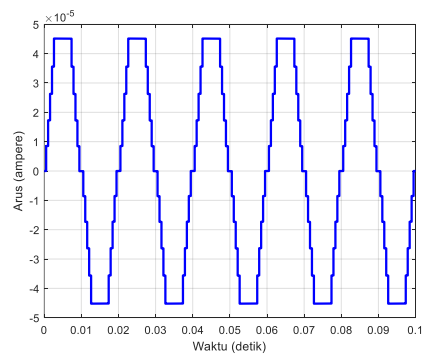
(c) $n=5$



(d) $n=7$



(e) $n=8$



(f) $n=9$

Gambar 5.23 Bentuk gelombang arus beban untuk berbagai faktor pembagian, n

Nilai total distorsi harmonik VTHD dan CTHD dipengaruhi oleh pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat saat beban AC dalam kondisi konstan. Hal ini dikarenakan sistem TPVI 11-tingkat dibangun

menggunakan komponen pensaklaran (MOSFET) untuk menghasilkan VTHD dan CTHD tersebut. Penentuan pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat yang tepat berdasarkan analisis untuk memperoleh nilai VTHD dan CTHD terendah menjadi hal yang sangat penting. Alasannya adalah karena fluktuasi nilai tersebut memengaruhi masa pakai beban AC, baik memperpanjang maupun memperpendeknya. Analisis VTHD dan CTHD yang didasarkan pada faktor pembagi ($n = 1, 3, 5, 7, 8$, dan 9) yang mengikuti analisis bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC. Faktor pembagi tersebut menyebabkan perubahan pada tegangan beban AC, bentuk gelombang arus, dan orde harmonik, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.24 dan 5.25. Perubahan ini terjadi di samping perubahan pada nilai VTHD dan CTHD, seperti yang terlihat pada Gambar 5.26 dan Tabel 5.6.

Gambar 5.22 (a) memperlihatkan bahwa sistem TPVI 11-tingkat menghasilkan bentuk gelombang tegangan beban AC saat $n = 1$. Hal ini melengkapi informasi mengenai orde harmonisa tegangan beban AC dan nilai VTHD sebesar 23,31%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.24 dan 5.26 serta Tabel 5.6. Sistem TPVI 11-tingkat tersebut dihubungkan ke beban AC sebesar 15 W dan 0,01 VAR, sehingga bentuk gelombang arus beban yang diperoleh ditunjukkan pada Gambar 5.23 (a). Sementara itu, orde harmonisa arus beban AC ditunjukkan pada Gambar 5.25 (a), sedangkan nilai VTHD sebesar 23,65% tercantum pada Gambar 5.26 dan Tabel 5.6.

Ketika faktor pembagian berubah menjadi $n = 3$, pola bentuk gelombang tegangan beban AC juga berubah, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22 (b). Selain itu, orde harmonisa tegangan beban AC dan nilai VTHD (18,12%) juga mengalami perubahan, seperti yang terlihat pada Gambar 5.24, 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai VTHD untuk faktor pembagian $n = 3$ lebih rendah dibandingkan saat $n = 1$. Hal ini menunjukkan bahwa pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI 11-tingkat dengan faktor pembagian $n = 3$ lebih baik daripada $n = 1$. Kondisi bentuk gelombang arus beban AC juga mengikuti pola ini; faktor pembagian $n = 3$ mengubah pola orde harmonisa beban dan menghasilkan

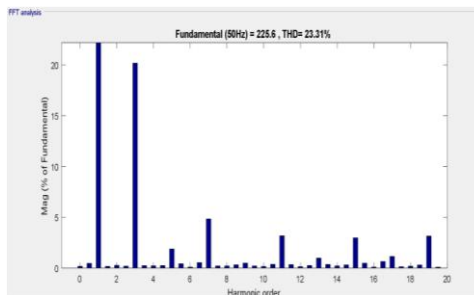
nilai CTHD sebesar 18,47%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.23 (b), 5.25 (b), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai CTHD untuk faktor pembagian $n = 3$ lebih rendah dibandingkan saat $n = 1$. Hal ini menunjukkan bahwa pola bentuk gelombang arus 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI dengan faktor pembagian $n = 3$ lebih baik daripada $n = 1$.

Pola bentuk gelombang tegangan beban AC berubah ketika faktor pembagian adalah $n = 5$, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22 (c). Selain itu, orde harmonisa tegangan beban AC berubah disertai peningkatan VTHD sebesar 12,97%, seperti yang terlihat pada Gambar 5.24 (c), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai VTHD untuk faktor pembagian $n = 5$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1$ dan 3. Hal ini berarti bahwa pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat untuk faktor pembagian $n = 5$ lebih baik daripada $n = 1$ dan 3. Kondisi ini juga tercermin pada bentuk gelombang arus beban AC, di mana faktor pembagian $n = 5$ mengubah pola, orde harmonisa, dan menghasilkan nilai CTHD sebesar 13,6%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.23(c), 5.25 (c), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai CTHD untuk faktor pembagian $n = 5$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1$ dan 3. Ini berarti bahwa pola bentuk gelombang arus 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI untuk faktor pembagian $n = 5$ lebih baik daripada $n = 1$ dan 3.

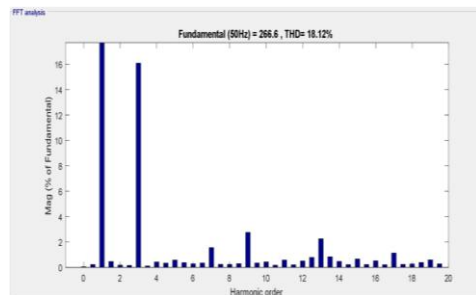
Faktor pembagian juga berubah menjadi $n = 7$, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22 (d). Hal ini menghasilkan perubahan orde harmonik tegangan beban AC dengan nilai VTHD sebesar 10,71%, seperti yang terlihat pada Gambar 5.24 (d), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai VTHD untuk faktor pembagian $n = 7$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1$, 3, dan 5. Dengan demikian, pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI untuk faktor pembagian $n = 7$ lebih baik daripada $n = 1$, 3, dan 5. Kondisi ini juga tercermin pada bentuk gelombang arus beban AC, di mana faktor pembagian $n = 7$ mengubah orde inharmonik dan menghasilkan nilai CTHD sebesar 10,93%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.23(d), 5.25(d), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai CTHD untuk faktor pembagian $n = 7$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1$, 3, dan 5. Hal ini berarti

bahwa pola bentuk gelombang arus 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI untuk faktor pembagian $n = 7$ lebih baik daripada $n = 1, 3$, dan 5 .

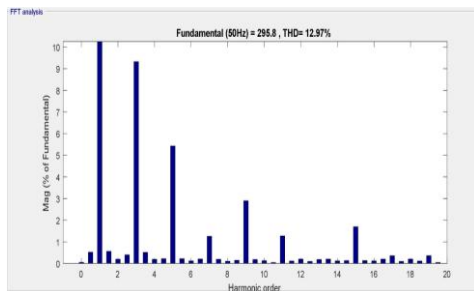
Faktor pembagi ditingkatkan menjadi $n = 8$, yang menyebabkan perubahan pola pada bentuk gelombang tegangan 11-tingkat, harmonik, dan nilai VTHD sebesar 10,25% sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.22(e), 5.24(e), 5.26, dan Tabel 5.6. Nilai VTHD untuk faktor pembagi $n = 8$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1, 3, 5$, dan 7 . Hal ini berarti bahwa pola bentuk gelombang tegangan 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI untuk faktor pembagi $n = 8$ lebih baik daripada $n = 1, 3, 5$, dan 7 . Kondisi ini juga terlihat pada bentuk gelombang arus beban AC saat faktor pembagi diubah menjadi $n = 8$, yang dipengaruhi oleh orde harmonik dan nilai CTHD sebesar 10,9%, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 5.23(e), 5.25(e), 5.26, dan Tabel 5.5. Nilai CTHD untuk faktor pembagi $n = 8$ lebih rendah dibandingkan dengan $n = 1, 3, 5$, dan 7 . Hal ini berarti bahwa pola bentuk gelombang arus 11-tingkat yang dihasilkan oleh sistem TPVI untuk faktor pembagi $n = 8$ lebih baik daripada $n = 1, 3, 5$, dan 7 .



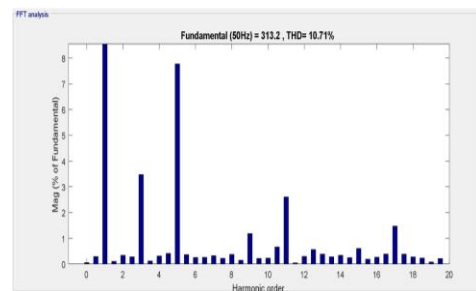
(a) $n=1$



(b) $n=3$

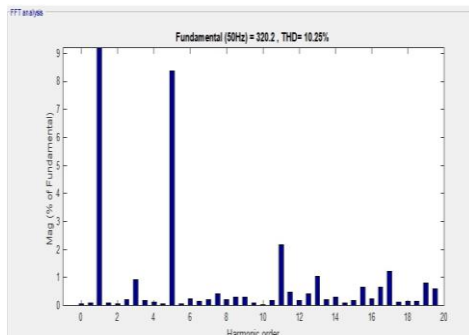


(c) $n=5$

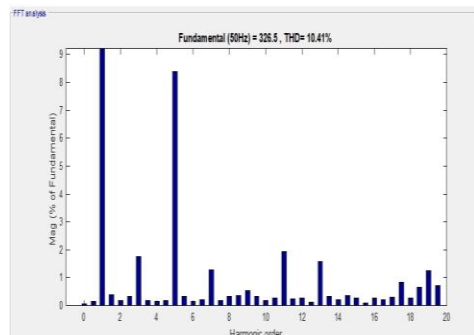


(d) $n=7$

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK: POTENSI RADIASI SURYA, PERANCANGAN INVERTER TANPA TRANSFORMATOR, DAN APLIKASINYA || UNPRI PRESS || 2026

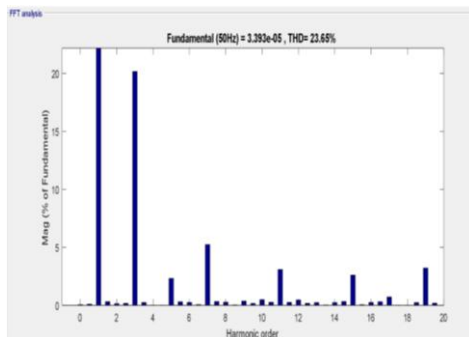


(e) $n=8$

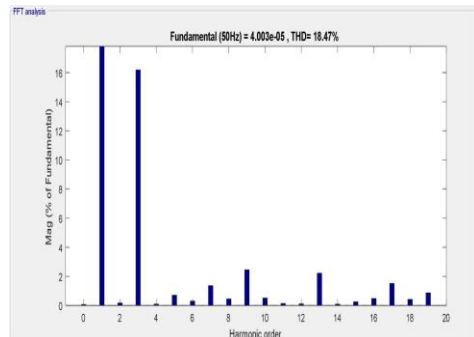


(f) $n=9$

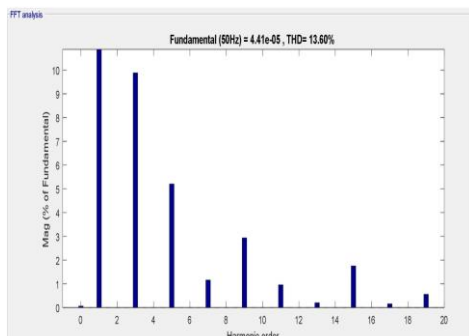
Gambar 5.24 Orde harmonik tegangan beban untuk berbagai faktor pembagian, n



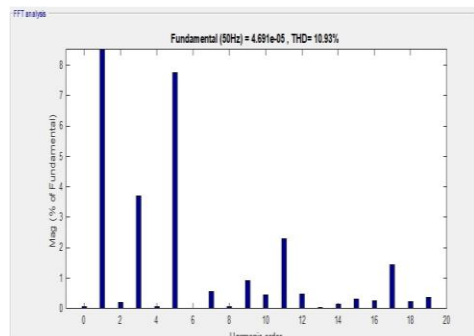
(a) $n=1$



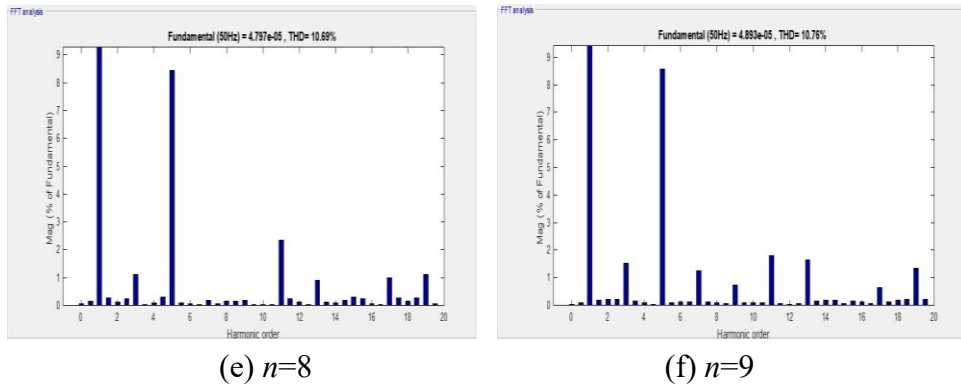
(b) $n=3$



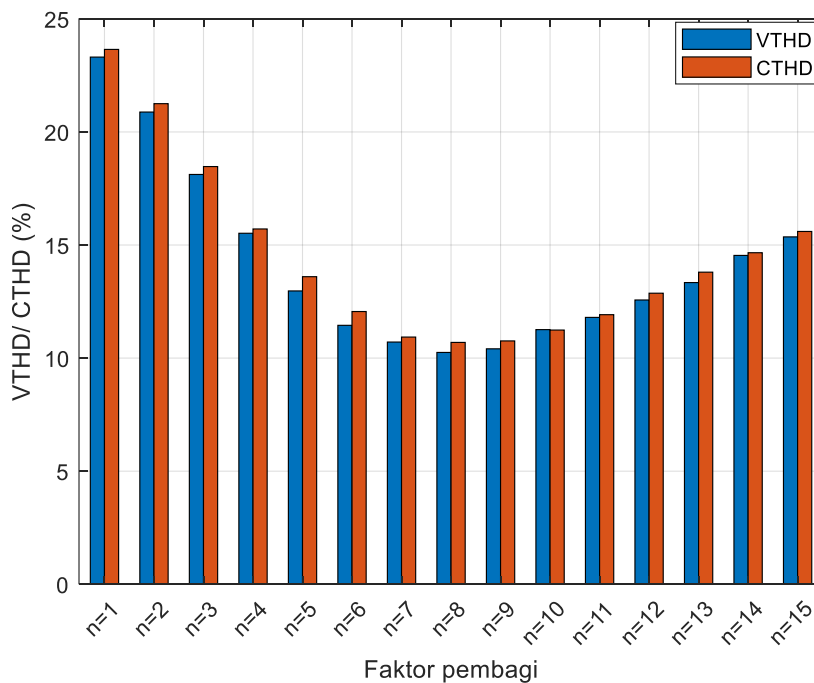
(c) $n=5$



(d) $n=7$



Gambar 5.25 Orde harmonik arus beban untuk berbagai faktor pembagian, n



Gambar 5.26 VTHD dan CTHD untuk berbagai faktor pembagian, n

Peningkatan faktor pembagian menjadi $n = 9$ menyebabkan kenaikan VTHD dan CTHD masing-masing sebesar 10,41% dan 10,76%. Hal ini

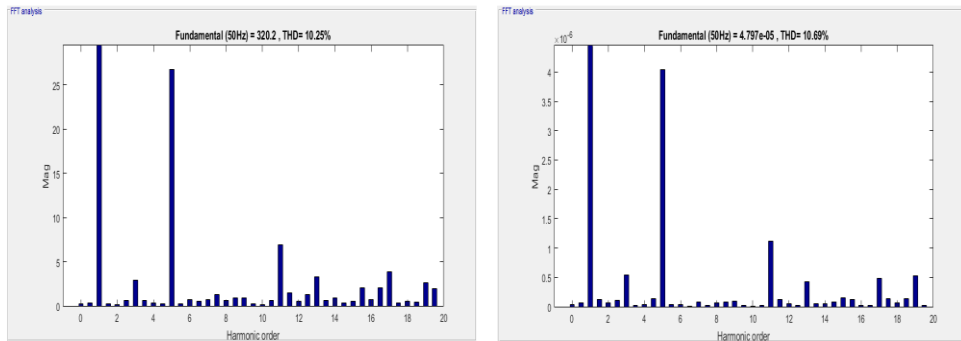
menunjukkan bahwa nilai VTHD dan CTHD terendah dicapai pada faktor pembagi $n = 8$. Selain itu, pola bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC terbaik yang dihasilkan oleh sistem TPVI 11-tingkat juga diperoleh pada faktor pembagi $n = 8$.

Tabel 5.5 Faktor pembagi, n , VTHD, dan CTHD dari bentuk gelombang tegangan 11-tingkat

Faktor pembagi, n	VTHD (%)	CTHD (%)
1	23.31	23.65
2	20.88	21.25
3	18.12	18.47
4	15.52	15.71
5	12.97	13.16
6	11.45	12.06
7	10.71	10.93
8	10.25	10.69
9	10.41	10.76
10	11.26	11.24
11	11.80	11.92
12	12.57	12.87
13	13.34	13.80
14	14.54	14.66
15	15.36	15.6

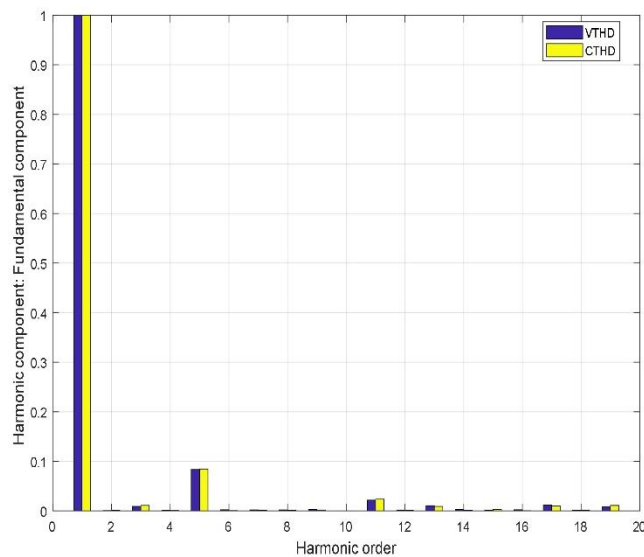
Analisis Fast Fourier Transform (FFT), yang melibatkan pembagian nilai setiap komponen harmonik dengan nilai komponen fundamental, dilakukan menggunakan faktor pembagi $n = 8$. Hal ini dikarenakan faktor pembagi yang rendah untuk VTHD dan CTHD. Setiap komponen harmonik pada besaran harmonik tegangan dibagi dengan 320,2 V, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 16 (a). Selanjutnya, setiap komponen harmonik pada Gambar 16 (b) dibagi dengan arus fundamental sebesar $4,797 \times 10^{-5}$ A. Dengan demikian, diperoleh grafik batang FFT hasil pembagian nilai setiap

komponen harmonik seperti yang terlihat pada Gambar 16 (c), dengan nilai VTHD sebesar 1,167 dan CTHD sebesar 1,64.



(a) Besaran harmonisa tegangan

(b) Besaran harmonisa arus



(c) Komponen harmonik: Komponen fundamental

Gambar 5.27 FFT sebagai pembagian setiap komponen harmonik terhadap komponen fundamental untuk faktor pembagi $n = 8$

BAB VI

IMPLEMENTASI DAN APLIKASI SISTEM INVERTER BERTENAGA FOTOVOLTAIK TANPA TRANSFORMATOR

Pendahuluan

Pemanfaatan energi surya sebagai sumber energi listrik terus mengalami perkembangan seiring dengan meningkatnya kebutuhan terhadap sumber energi yang bersih, terbarukan, dan dapat diaplikasikan secara terdesentralisasi. Sistem fotovoltaik atau photovoltaic (PV) merupakan salah satu teknologi yang memungkinkan radiasi surya dikonversi secara langsung menjadi energi listrik dalam bentuk arus searah atau direct current (DC). Akan tetapi, sebagian besar peralatan listrik yang digunakan pada sektor rumah tangga, fasilitas umum, maupun industri membutuhkan sumber listrik dalam bentuk arus bolak-balik atau alternating current (AC). Oleh karena itu, inverter menjadi salah satu komponen utama dalam sistem pembangkit listrik berbasis fotovoltaik.

Secara umum, inverter berfungsi mengubah energi listrik DC yang dihasilkan modul fotovoltaik menjadi energi listrik AC yang dapat digunakan untuk menyuplai beban ataupun dihubungkan dengan jaringan listrik. Pada konfigurasi konvensional, transformator sering digunakan untuk menaikkan atau menurunkan tegangan sekaligus memberikan isolasi galvanis antara sisi DC dan sisi AC. Namun, keberadaan transformator menyebabkan ukuran sistem menjadi lebih besar, bobot meningkat, biaya bertambah, serta dapat menurunkan efisiensi konversi energi. Persoalan tersebut menjadi salah satu alasan dikembangkannya sistem inverter bertenaga fotovoltaik tanpa transformator (*transformerless photovoltaic inverter/ TPVI*). Penelitian Irwanto dkk., 2012; Irwanto dkk., 2013, Irwanto, 2014 menunjukkan bahwa penghilangan transformator dapat menjadi pendekatan yang menarik untuk menghasilkan inverter PV yang

lebih ringkas dan sesuai untuk aplikasi dengan kebutuhan daya yang lebih tinggi.

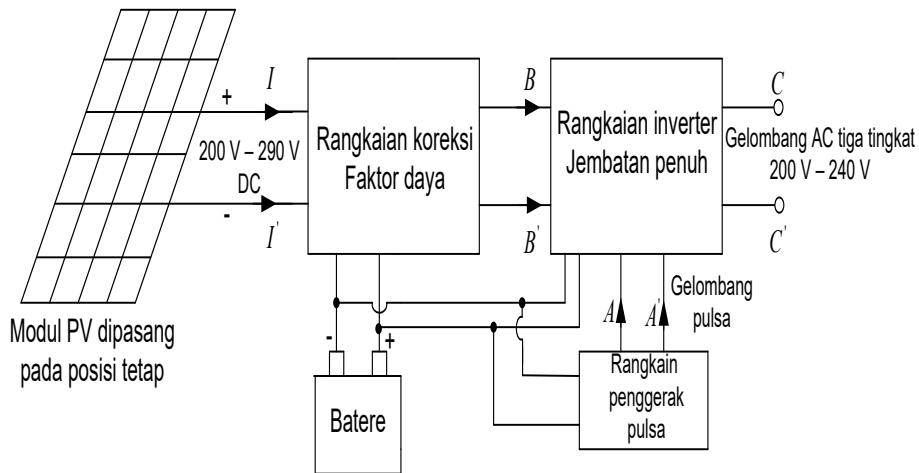
Konsep inverter tanpa transformator tidak hanya berkaitan dengan pengurangan ukuran dan berat perangkat. Perancangan sistem juga harus mempertimbangkan kualitas tegangan dan arus keluaran, distorsi harmonisa, kestabilan tegangan DC, kapasitas daya, pengendalian sakelar daya, serta karakteristik beban. Dalam pengembangan TPVI satu fasa tiga tingkat yang dilakukan Irwanto dkk., 2012 sistem terdiri atas rangkaian penggerak pulsa (*pulse driver*), inverter jembatan penuh (*full-bridge inverter*), dan koreksi faktor daya (*power factor correction /PFC*). Ketiga bagian tersebut mempunyai fungsi yang saling berkaitan dalam menghasilkan pulsa penggerak, membentuk tegangan AC, dan menjaga kestabilan tegangan dari sumber fotovoltaik.

Bab ini membahas implementasi dan aplikasi sistem inverter bertenaga fotovoltaik tanpa transformator dengan menitikberatkan pada konsep dasar, konfigurasi sistem, pembangkitan pulsa, pengaturan sudut tegangan maksimum, peningkatan kapasitas daya, karakteristik keluaran, serta penerapannya pada beban listrik.

Konfigurasi Sistem TPVI dan Prinsip Kerjanya

Inverter adalah perangkat listrik yang mengubah energi listrik arus searah (DC) menjadi arus bolak-balik (AC). Pada umumnya, inverter frekuensi rendah (50 Hz) menggunakan transformator yang berukuran besar, berat, dan mahal, serta menggunakan teknik paling sederhana untuk mengubah daya DC menjadi daya AC, yaitu dengan menghasilkan gelombang persegi. Namun, kandungan harmonik pada gelombang persegi tersebut relatif tinggi, dan efisiensi bentuk gelombang ini juga relatif rendah. Kavidha & Rajambal (2006), Patrao dkk., (2011) menyatakan bahwa TPVI merupakan pilihan yang tepat untuk mengurangi biaya produksi, ukuran, dan bobot, sekaligus meningkatkan efisiensi sistem.

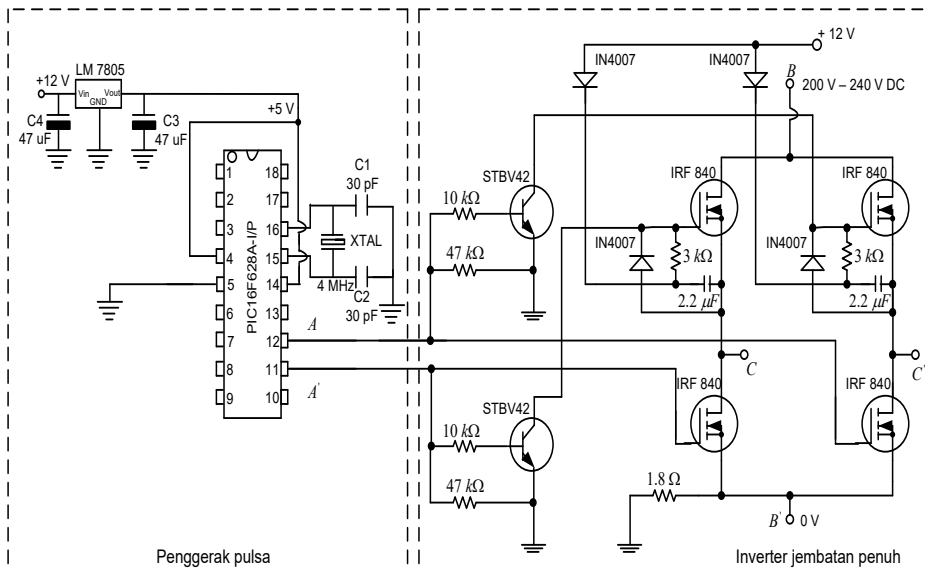
Sistem yang direalisasikan ini merupakan TPVI satu fase tanpa transformator (transformerless) tipe *stand-alone* yang umum, yang mampu menyuplai beban AC. Sistem skematik lengkapnya ditunjukkan pada Gambar 6.1 dan terdiri dari tiga rangkaian utama, yaitu rangkaian penggerak pulsa (*pulse driver*), rangkaian inverter jembatan penuh, dan rangkaian koreksi faktor daya. Rincian mengenai masing-masing rangkaian tersebut dijelaskan di bawah ini.



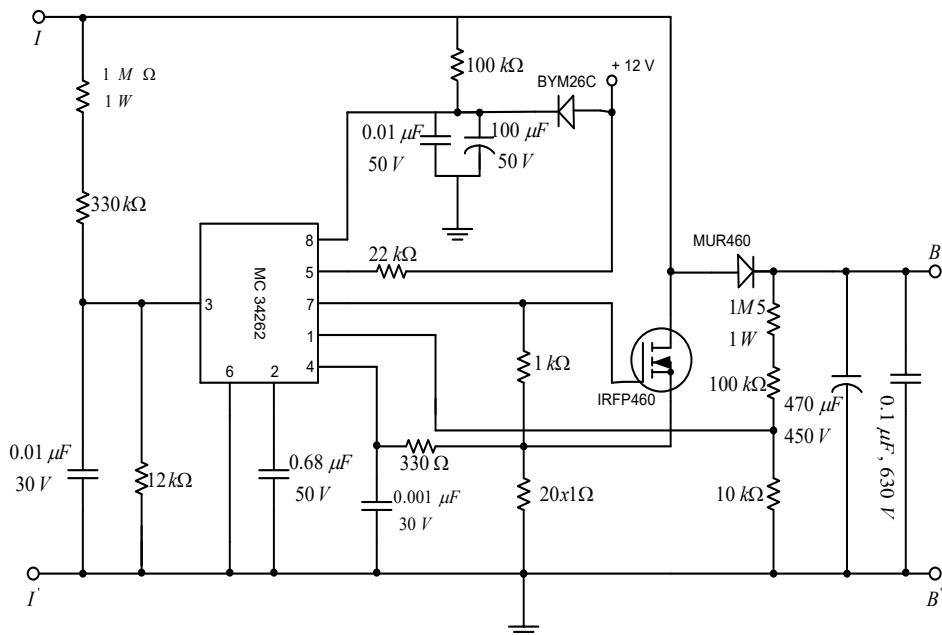
Gambar 6.1 Sistem TPVI satu fase yang direalisasikan

Rangkaian penggerak pulsa digunakan untuk menghasilkan dua gelombang pulsa yang diperlukan untuk menggerakkan rangkaian inverter jembatan penuh. Gelombang pulsa tersebut dibangkitkan oleh mikrokontroler PIC16F628A-I/P sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.2. Program dibuat menggunakan bahasa C pada *compiler* PIC C untuk menghasilkan gelombang pulsa tersebut, yang dikeluarkan melalui pin 11 dan 12 mikrokontroler. Rangkaian inverter jembatan penuh digunakan untuk menghasilkan bentuk gelombang AC dengan sinyal masukan berupa dua gelombang pulsa. Rangkaian ini merupakan hasil modifikasi dari rancangan Wani, Sharma, dan Soni (2006) sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.2. Titik-titik tersebut merupakan terminal sinyal masukan gelombang pulsa yang diperlukan untuk menggerakkan rangkaian, sedangkan titik-titik

lainnya merupakan keluaran gelombang AC yang besarnya bergantung pada masukan DC (pada titik terkait) yang berkisar antara 200 V hingga 290 V.



Gambar 6.2 Rangkaian penggerak pulsa dan inverter jembatan penuh



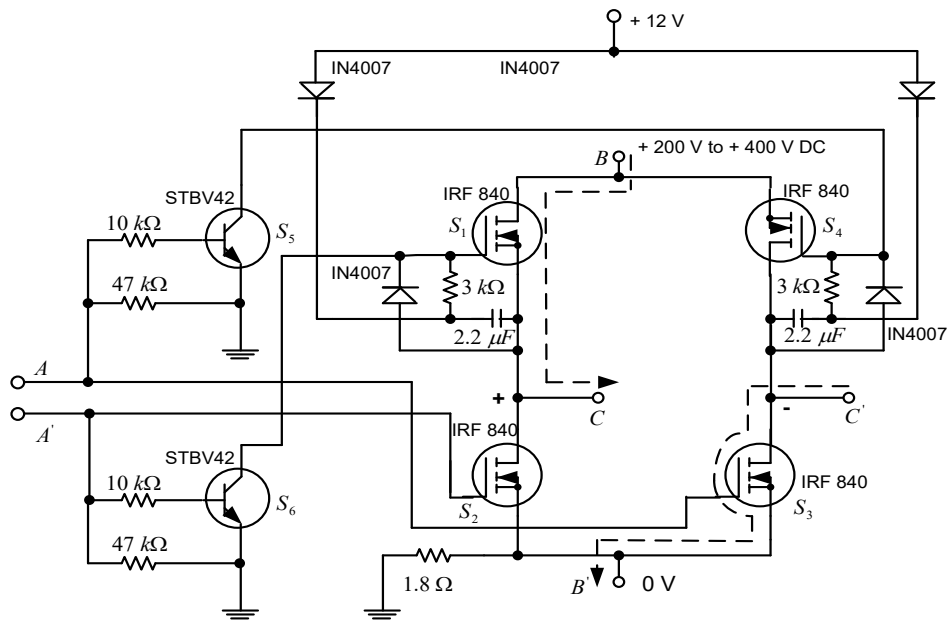
Gambar 6.3 Rangkaian koreksi faktor daya

Rangkaian koreksi faktor daya digunakan untuk menstabilkan tegangan DC yang dihasilkan oleh tegangan modul PV. Rangkaian ini merupakan hasil modifikasi dari rancangan Mukerjee & Dasgupta (2007) sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.3. Titik-titik tersebut merupakan terminal tegangan masukan yang disuplai oleh susunan modul PV. Keluaran rangkaian ini pada titik-titik tersebut dihubungkan ke rangkaian inverter jembatan penuh.

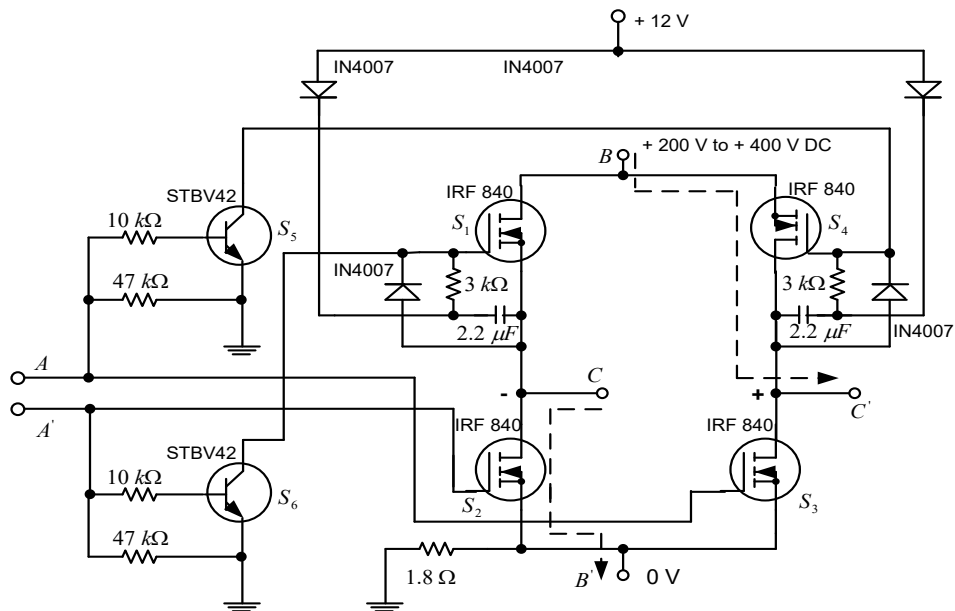
Gambar 6.4 memperlihatkan dua mode operasi dari inverter PV tanpa transformator yang diusulkan. Inverter ini memiliki satu *phase leg* yang mencakup S_1 dan S_2 yang beroperasi pada periode sistem 20 ms, serta satu *phase leg* lainnya yang mencakup S_3 dan S_4 yang melakukan komutasi pada periode penyakelaran (*switching period*). Dua sakelar tambahan, S_5 dan S_6 , dapat melakukan komutasi baik pada periode sistem maupun periode penyakelaran untuk menghasilkan dua kondisi DC, yang sesuai dengan dua mode operasi yang menghasilkan kondisi tegangan dengan polaritas positif atau negatif pada titik C atau C' .

Tegangan keluaran PV sebesar 200 V hingga 290 V disalurkan ke masukan rangkaian PFC. Keluaran rangkaian PFC tersebut disalurkan ke rangkaian inverter jembatan penuh pada titik-titik yang ditentukan. Rangkaian inverter jembatan penuh dikendalikan oleh dua sinyal pulsa (seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.5) yang dibangkitkan oleh mikrokontroler PIC16F628A-I/P sebagaimana diperlihatkan pada Gambar 6.2. Prinsip kerja inverter tanpa transformator dengan bentuk gelombang tiga tingkat tersebut dianalisis di bawah ini.

Tegangan DC sebesar 200 V hingga 290 V disuplai ke inverter jembatan penuh pada titik-titik yang ditunjukkan dalam Gambar 6.2. Pada Mode 1 (Gambar 6.4), kapasitor 2,2 μF diisi muatan sebesar 12 V melalui dioda 1N4007; dengan demikian, MOSFET yang bersangkutan berada dalam kondisi aktif (on). Prinsip kerja inverter PV tanpa transformator ini dijelaskan untuk durasi waktu 20 ms yang dibagi menjadi empat bagian.

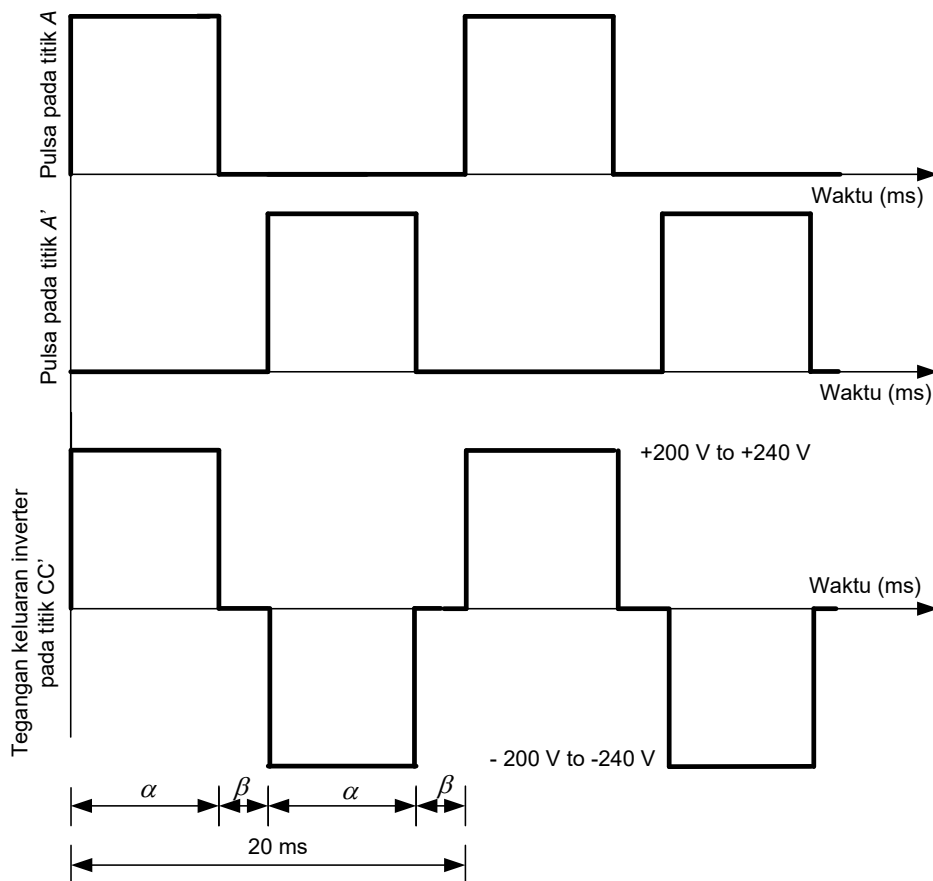


(a) Mode 1



(b) Mode 2

Gambar 6.4 Dua mode operasi dari TPVI yang diusulkan



Gambar 6.5 Pulsa dan bentuk gelombang keluaran tiga tingkat dari TPVI

1. Pada selang waktu α ms (mode 1 pada Gambar 6.4), titik A memiliki gelombang pulsa sedangkan titik A' bernilai nol; S_3 dalam keadaan aktif (on), dan transistor S_5 aktif sehingga menghubungkan gerbang (*gate*) S_4 ke *ground* dan mematikan S_4 . Dengan demikian, selama α ms tersebut, S_1 dan S_3 aktif, dan arus mengalir dari B ke S_1 , lalu ke C , C' , S_3 , dan akhirnya ke B' . Pada siklus ini, titik C memiliki polaritas positif dan C' memiliki polaritas negatif, sehingga tegangan keluaran inverter bernilai positif di kisaran +200 V hingga +290 V sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.5.

2. Pada interval waktu kedua sebesar β ms, titik A dan A' tidak memiliki tegangan pulsa, sedangkan transistor S_5, S_6 serta MOSFET S_1, S_3 berada dalam kondisi mati (*off*). Tidak ada arus yang mengalir melalui beban, sehingga tegangan keluaran inverter pada titik C dan C' bernilai nol, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.5.
3. Pada saat α ms (mode 2 pada Gambar 6.4), titik A' memiliki gelombang pulsa sedangkan titik A bernilai nol; S_2 dalam keadaan aktif (*on*), dan transistor S_6 aktif sehingga menghubungkan gerbang (*gate*) S_1 ke *ground* dan mematikan S_1 . Dengan demikian, selama α ms, S_2 dan S_4 aktif, dan arus mengalir dari B ke S_4 , ke C' , ke C , ke S_2 , lalu ke B' . Pada siklus ini, titik C memiliki polaritas negatif dan titik C' memiliki polaritas positif, sehingga tegangan keluaran inverter bernilai negatif, yaitu -200 V hingga -290 V, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.5.
4. Pada interval waktu keempat (β ms), titik A dan A' tidak memiliki tegangan pulsa, sedangkan transistor S_5, S_6 serta MOSFET S_1, S_3 berada dalam kondisi mati (*off*). Tidak ada arus yang mengalir melalui beban, sehingga tegangan keluaran inverter pada titik C dan C' bernilai nol, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.5.

Usulan Teknik Reduksi Harmonisa Pada TPVI Satu Fasa Tiga Tingkat

Gambar 6.5 memperlihatkan bahwa bentuk gelombang tegangan keluaran TPVI satu fase tiga tingkat memiliki frekuensi sistem 50 Hz atau periode sistem 20 ms. Sudut tegangan nol dan maksimum, yaitu β dan α pada bentuk gelombang tersebut, akan mempengaruhi kinerja TPVI (tegangan rms/ V_{rms} , tegangan puncak/ V_p , dan total distorsi harmonik arus/CTHD). Untuk frekuensi sistem 50 Hz atau periode waktu 20 ms, dan karena 360° setara dengan 20 ms, maka 1° setara dengan 0,056 ms. Hubungan antara α dan β dalam satuan ms diturunkan sebagai berikut.

$$2\alpha + 2\beta = 20$$

$$2\beta = 20 - 2\alpha$$

$$\beta = \frac{20 - 2\alpha}{2} \quad (6.1)$$

Tabel 6.1 Sudut tegangan nol dan maksimum, β dan α

No	α		β	
	(derajat)	(ms)	(derajat)	(ms)
1.	20	1,12	158,57	8,88
2.	40	2,24	138,57	7,76
3.	60	3,36	118,57	6,64
4.	80	4,48	98,57	5,52
5.	100	5,60	78,57	4,40
6.	120	6,72	58,57	3,28
7.	125	7,00	53,57	3,00
8.	130	7,28	48,57	2,72
9.	133	7,448	45,57	2,552
10.	134	7,50	44,64	2,50
11.	135	7,56	43,57	2,44
12.	140	7,84	38,57	2,16
13.	160	8,96	18,57	1,04
14.	180	10,00	0	0

Persamaan (6.1) menunjukkan bahwa jika sudut tegangan maksimum, α , meningkat, maka sudut tegangan nol akan berkurang. Untuk mengurangi CTHD pada inverter fotovoltaiik tiga tingkat tanpa transformator, nilai α dan β divariasikan sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 6.1. Nilai CTHD terendah serta nilai α dan β yang terkait dengannya ditemukan, dan nilai-nilai tersebut ditetapkan sebagai nilai optimum.

Peningkatan Kapasitas Daya Sistem TPVI

Daya inverter yang menggunakan transformator ditentukan oleh komponen pensaklaran dan transformator itu sendiri. Toib dkk., 2002, dan Hart, 2011 menyatakan bahwa MOSFET memiliki nilai pengenalan arus (dalam ampere) dan nilai pengenalan tegangan AC, sehingga daya maksimum yang dapat diterapkan diperoleh dari hasil perkalian antara nilai pengenalan arus dan tegangan AC tersebut. Selain itu, diperlukan transformator dengan nilai pengenalan yang setara atau lebih besar daripada daya maksimum yang dapat diterapkan tersebut.

Operasi paralel inverter diperlukan untuk menghasilkan inverter berdaya tinggi. Dengan menambah jumlah inverter yang dihubungkan secara paralel, sistem ini dapat diterapkan untuk inverter berdaya sangat tinggi (Shin dkk., 2011). Berdasarkan standar pasar inverter, perangkat dengan daya di atas 2000 W dikategorikan sebagai inverter berdaya tinggi. Status operasi ideal dari inverter yang dihubungkan secara paralel harus diperhatikan; tegangan keluarannya memiliki frekuensi, fase, amplitudo, dan juga bentuk gelombang yang sama (Cai dkk., 2008).

Pada kasus inverter yang dihubungkan secara paralel, daya beban total merupakan penjumlahan daya masing-masing inverter, atau arus beban total merupakan penjumlahan arus masing-masing inverter, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.6. Arus beban total tersebut dinyatakan sebagai berikut.

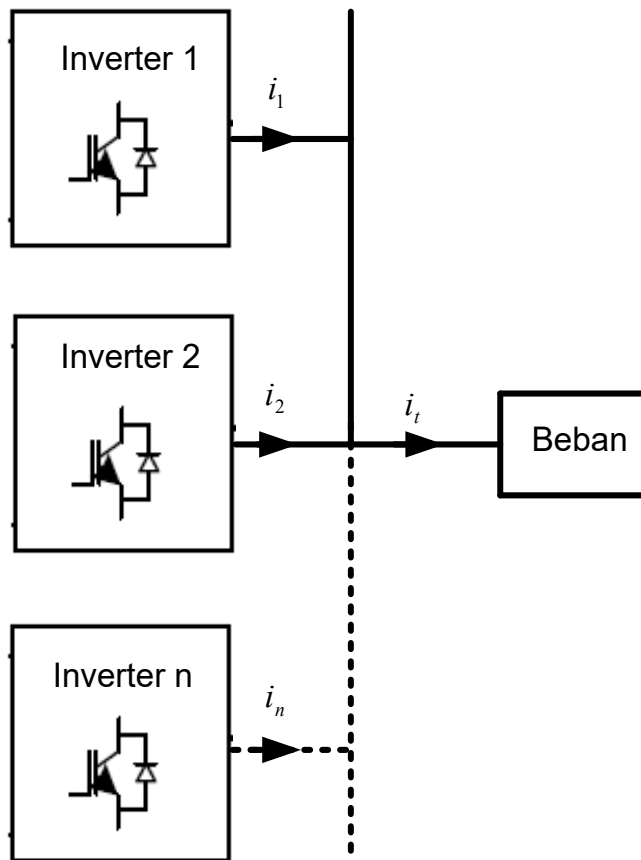
$$i_t = i_1 + i_2 + \dots + i_n \quad (6.2)$$

dimana:

i_1 = arus mengalir melalui inverter 1

i_2 = arus mengalir melalui inverter 2

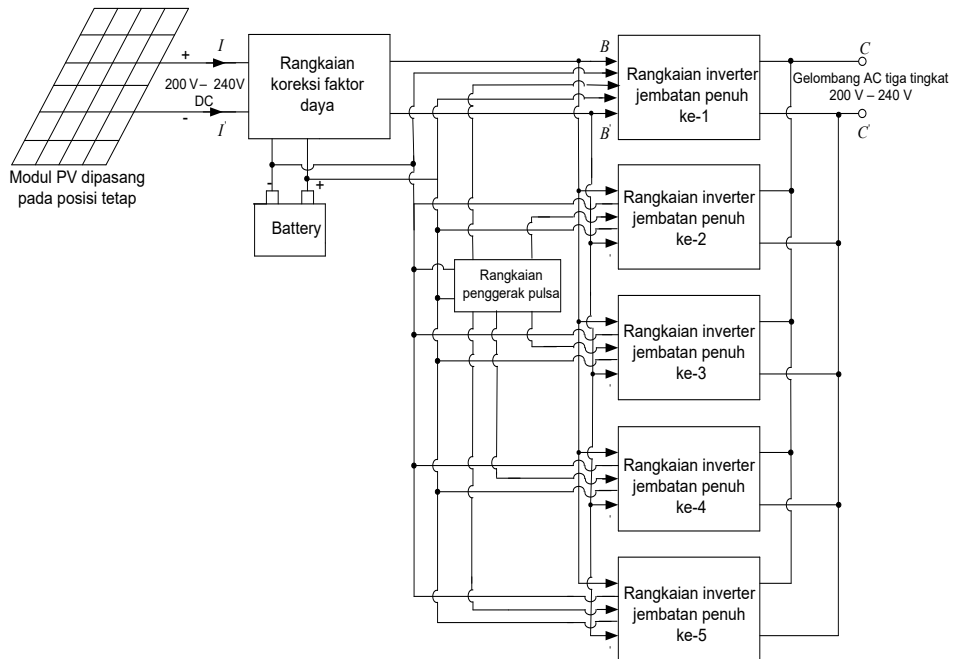
i_n = arus mengalir melalui inverter n



Gambar 6.6 Sejumlah n inverter yang diparalel

Topologi yang diusulkan untuk TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi terdiri dari rangkaian penggerak pulsa, lima rangkaian inverter jembatan penuh, dan rangkaian koreksi faktor daya (PFC), sebagaimana ditunjukkan dalam diagram blok pada Gambar 6.7. Kelima rangkaian inverter jembatan penuh tersebut dihubungkan secara paralel seperti yang terlihat pada Gambar 6.8. Setiap inverter jembatan penuh dibangun menggunakan MOSFET IRFP460. MOSFET ini memiliki spesifikasi arus tinggi sebesar 20 A dan dapat beroperasi pada tegangan AC hingga 500 V AC, sehingga cocok digunakan dalam TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi. Untuk sistem 240 V AC, setiap rangkaian inverter jembatan penuh memiliki daya maksimum operasional sebesar 4,8 kW; dengan demikian, lima rangkaian

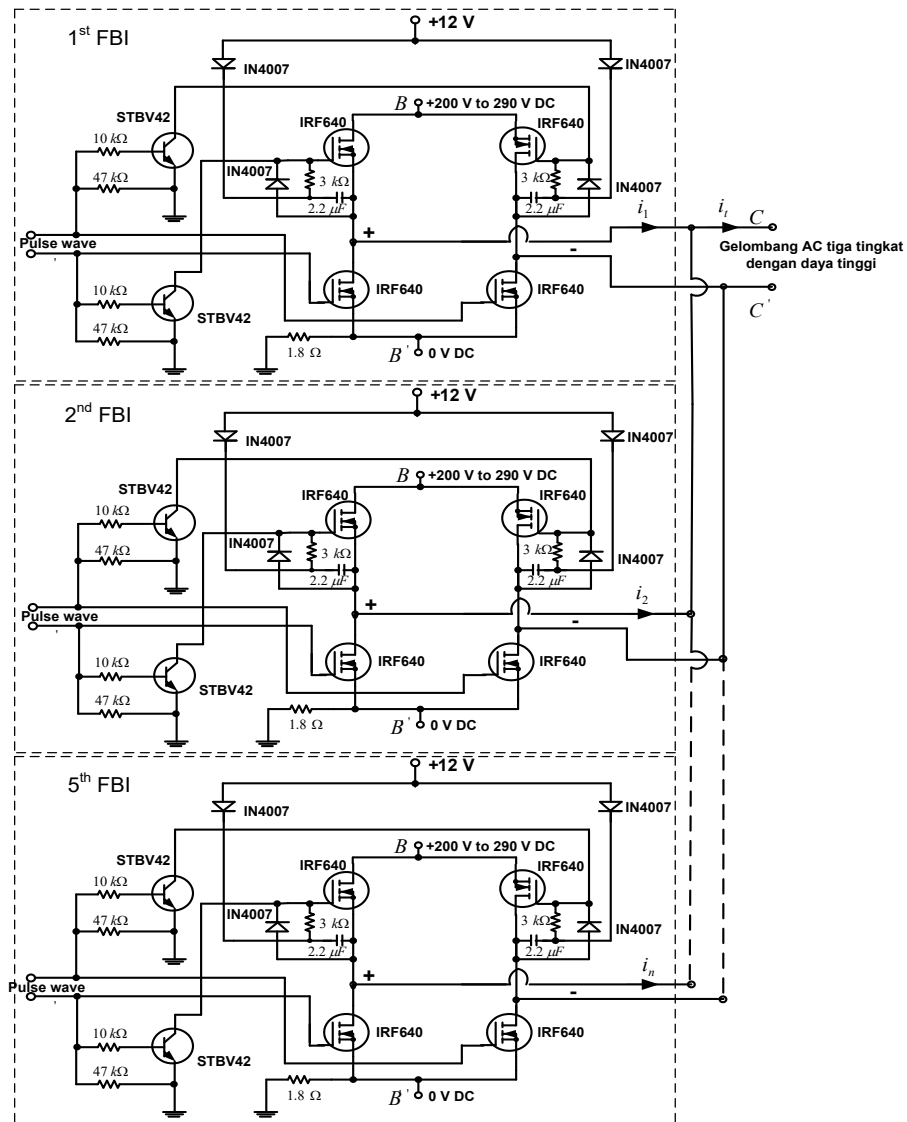
inverter jembatan penuh yang dihubungkan secara paralel menghasilkan daya maksimum operasional sebesar 24 kW.



Gambar 6.7 Diagram blok TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi yang diusulkan

Berdasarkan konfigurasi inverter yang dihubungkan secara paralel, keunggulan topologi yang diusulkan adalah:

1. Mudah untuk menghasilkan tegangan keluaran dengan frekuensi, fase, dan bentuk gelombang yang sama pada setiap rangkaian inverter jembatan penuh. Hal ini dikarenakan setiap rangkaian inverter jembatan penuh dikendalikan oleh gelombang pulsa yang dibangkitkan oleh mikrokontroler PIC16F628A-I/P. Setiap gelombang pulsa memiliki frekuensi dan *duty cycle* yang sama.
2. Mudah untuk menghasilkan tegangan keluaran dengan amplitudo yang sama pada setiap rangkaian inverter jembatan penuh. Hal ini dikarenakan setiap rangkaian inverter jembatan pada titik-titik tersebut memiliki tegangan DC yang sama, yaitu tegangan keluaran dari PFC.

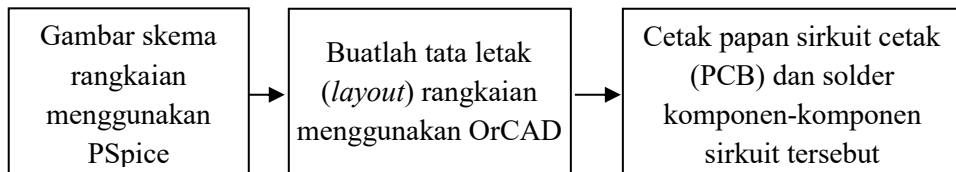


Gambar 6.8 Lima inverter jembatan penuh (full-bridge inverter/FBI) yang dihubungkan secara paralel

Perancangan Papan Sirkuit Cetak Sistem TPVI Tiga Tingkat Satu Fasa

Tegangan PV bergantung pada iradiansi surya dan suhu; ketika iradiansi surya menurun, tegangan PV juga akan menurun. Dengan menggunakan

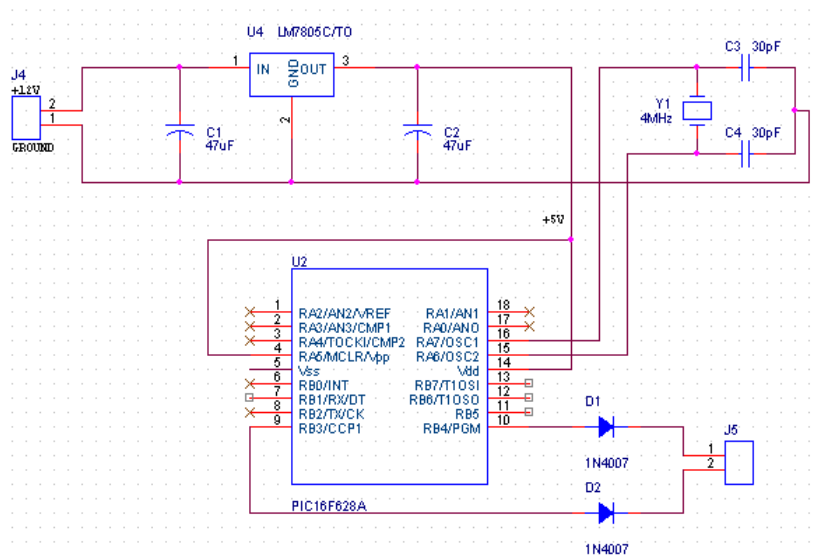
rangkaian koreksi faktor daya, tegangan PV dapat dijaga tetap stabil untuk durasi sesaat (sekitar beberapa milidetik). Perancangan TPVI satu fase tiga tingkat terdiri dari tiga tahapan sebagaimana ditunjukkan dalam diagram blok pada Gambar 6.9, yang dapat diuraikan sebagai berikut.



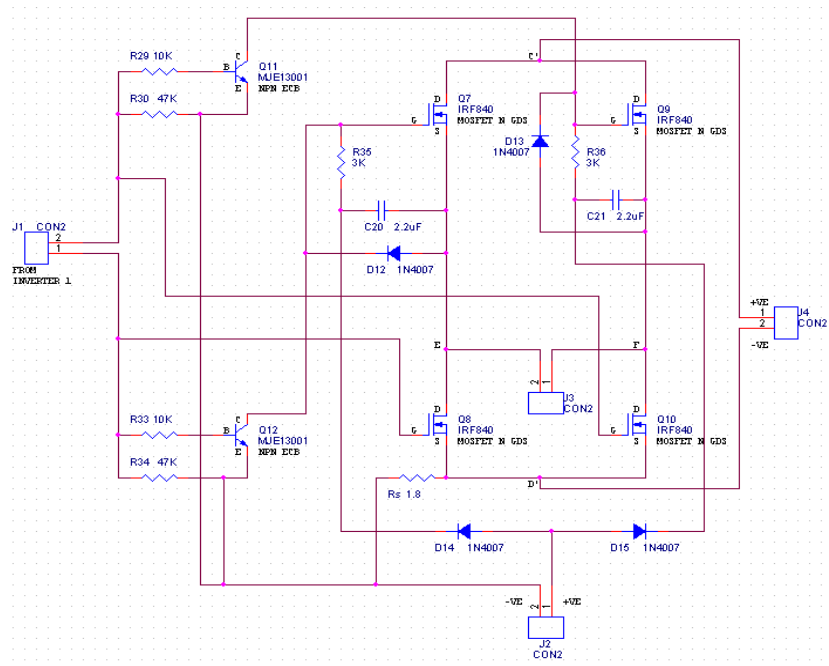
Gambar 6.9 Diagram blok rancangan TPVI satu fase tiga tingkat

1. Gambar skema rangkaian TPVI satu fase tiga tingkat menggunakan perangkat lunak PSpice.

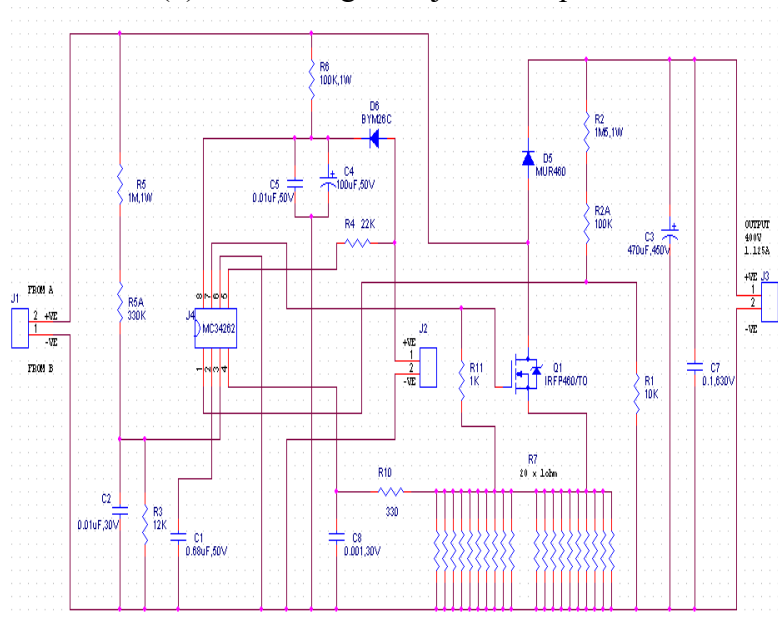
Skema rangkaian penggerak pulsa, jembatan penuh, dan koreksi faktor daya masing-masing didasarkan pada Gambar 6.2 dan 6.3. Rangkaian-rangkaian tersebut digambar menggunakan OrCAD Capture CIS sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.10 (a), (b), dan (c).



(a) Skema rangkaian penggerak pulsa



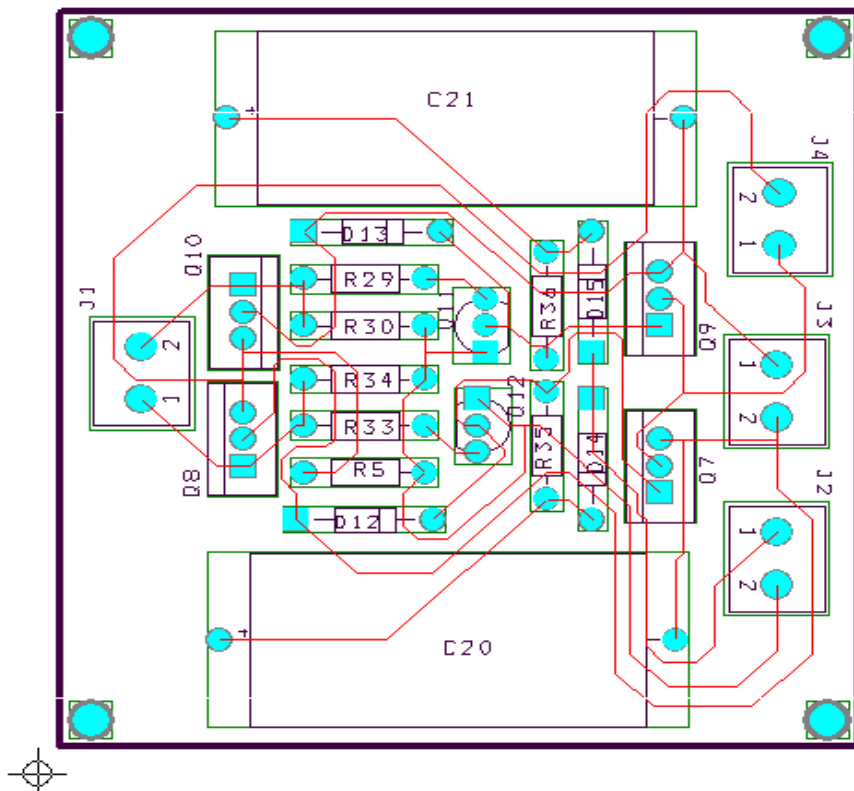
(b) Skema rangkaian jembatan penuh



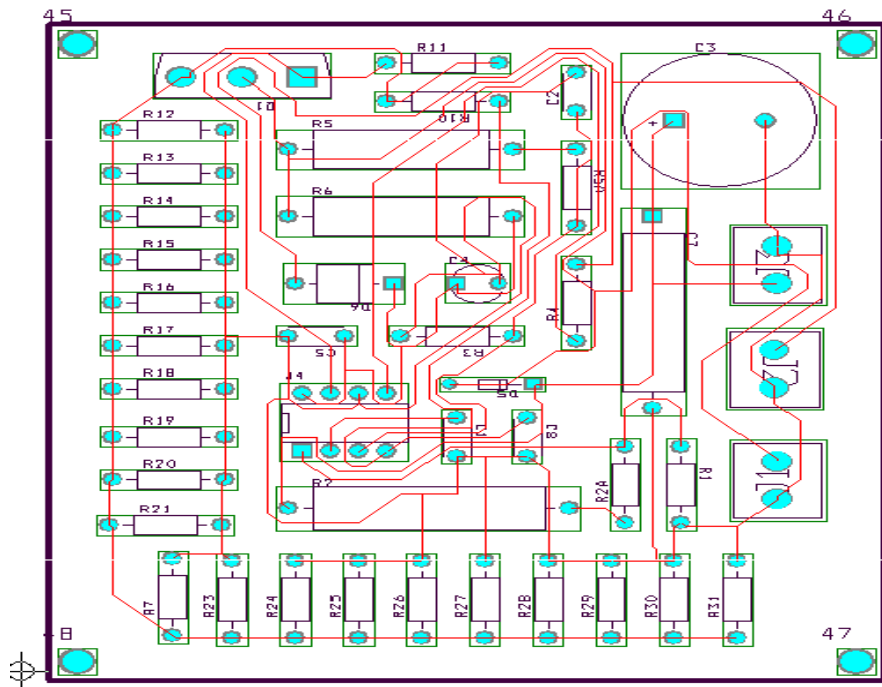
(c) Skema rangkaian koreksi faktor daya

Gambar 6.10 Skema rangkaian untuk TPVI satu fase tiga tingkat

2. Buatlah tata letak (*layout*) OrCAD untuk TPVI satu fase tiga tingkat. OrCAD Layout adalah perangkat lunak perancangan tata letak papan sirkuit yang dilengkapi dengan berbagai fungsi otomatis untuk menyelesaikan perancangan papan secara cepat. Perangkat lunak ini menangani penempatan komponen serta perutean papan, baik secara manual maupun otomatis. Tata letak OrCAD untuk inverter PV tanpa transformator satu fase tiga tingkat ditampilkan pada Gambar 6.11 (a) dan (b).



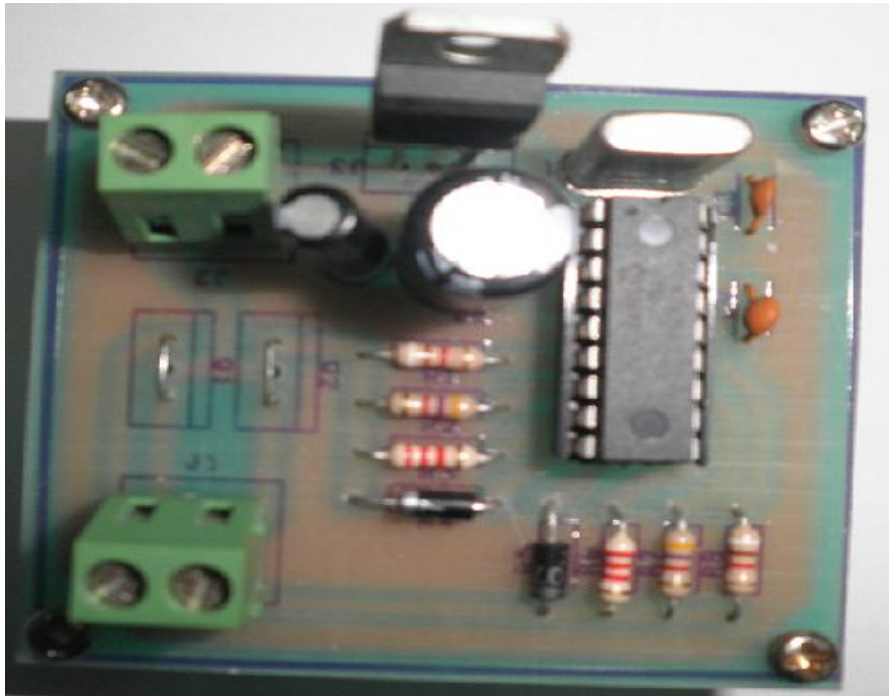
(a) Tata letak (*layout*) jembatan penuh



(a) Tata letak (*layout*) koreksi faktor daya

Gambar 6.11 Tata letak (*layout*) TPVI satu fasa tiga tingkat

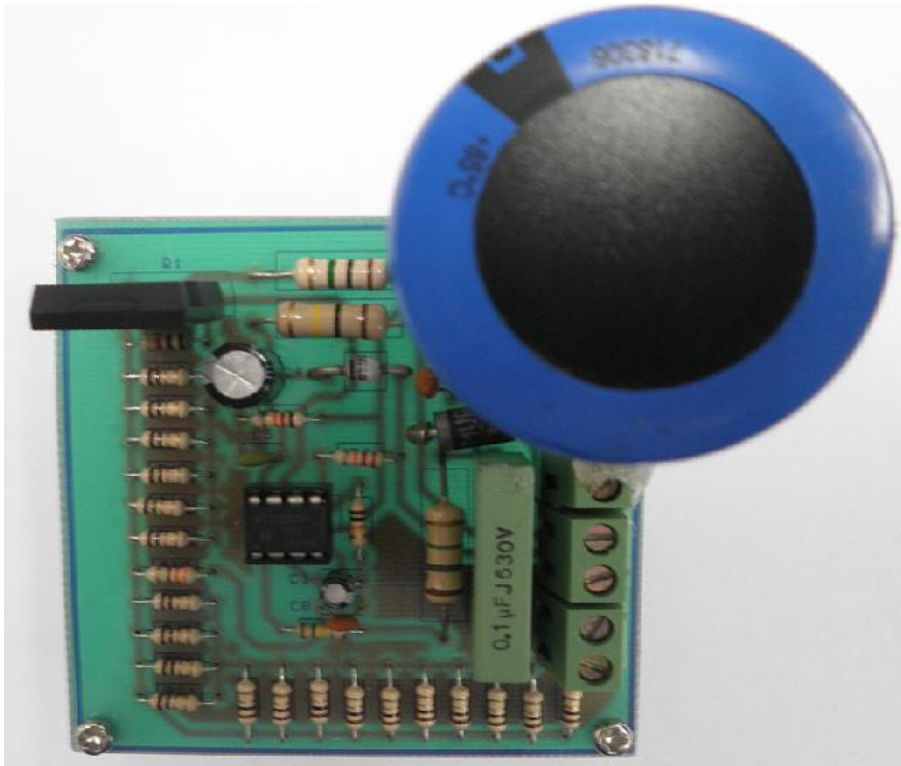
3. Setelah selesai membuat tata letak OrCAD untuk TPVI satu fase tiga tingkat, tata letak tersebut dicetak pada papan sirkuit cetak (PCB) menggunakan mesin PCB. Semua komponen disolder pada PCB. PCB dan komponen inverter PV satu fase tiga tingkat tanpa transformator yang telah disolder tersebut diperlihatkan pada Gambar 6.12 (a), (b), dan (c).



(a) Komponen penggerak pulsa pada PCB



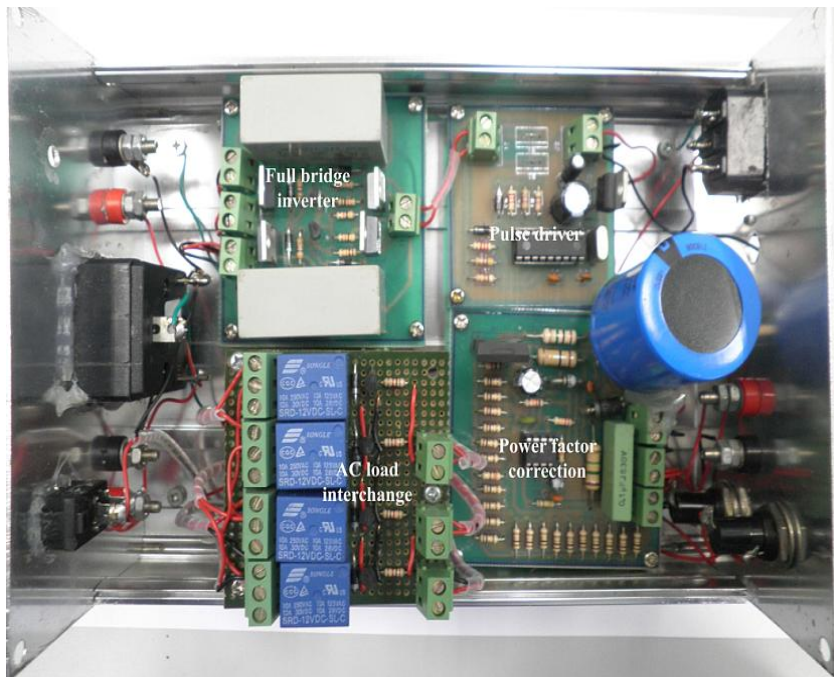
(b) Komponen jembatan penuh pada PCB



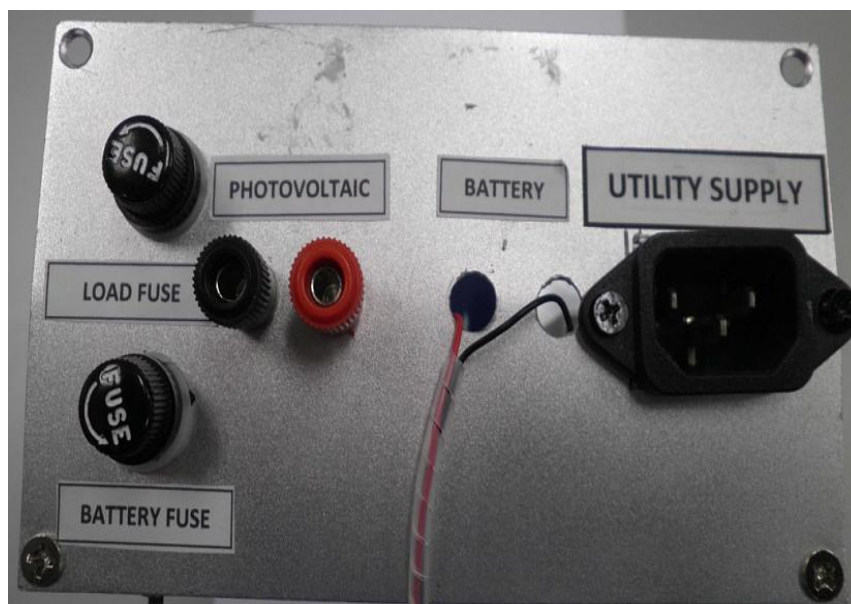
(c) Komponen koreksi faktor daya pada PCB

Gambar 6.12 Komponen pada PCB dari TPVI satu fasa tiga tingkat

Setelah penyolderan seluruh komponen inverter PV satu fase tiga tingkat tanpa transformator selesai, setiap rangkaian diuji untuk memastikan kinerjanya baik. Selanjutnya, rangkaian-rangkaian tersebut dihubungkan sesuai dengan diagram blok sistem pada Gambar 6.1 dan ditempatkan di dalam persegi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.13. Terminal koneksi untuk baterai dan PV dipasang di bagian belakang persegi (Gambar 6.14), sedangkan terminal untuk bentuk gelombang AC tiga tingkat berada di bagian depan persegi (Gambar 6.15).



Gambar 6.13 Merakit TPVI tiga tingkat satu fase di dalam sebuah persegi



Gambar 6.14 Terminal baterai dan PV pada TPVI satu fase tiga tingkat



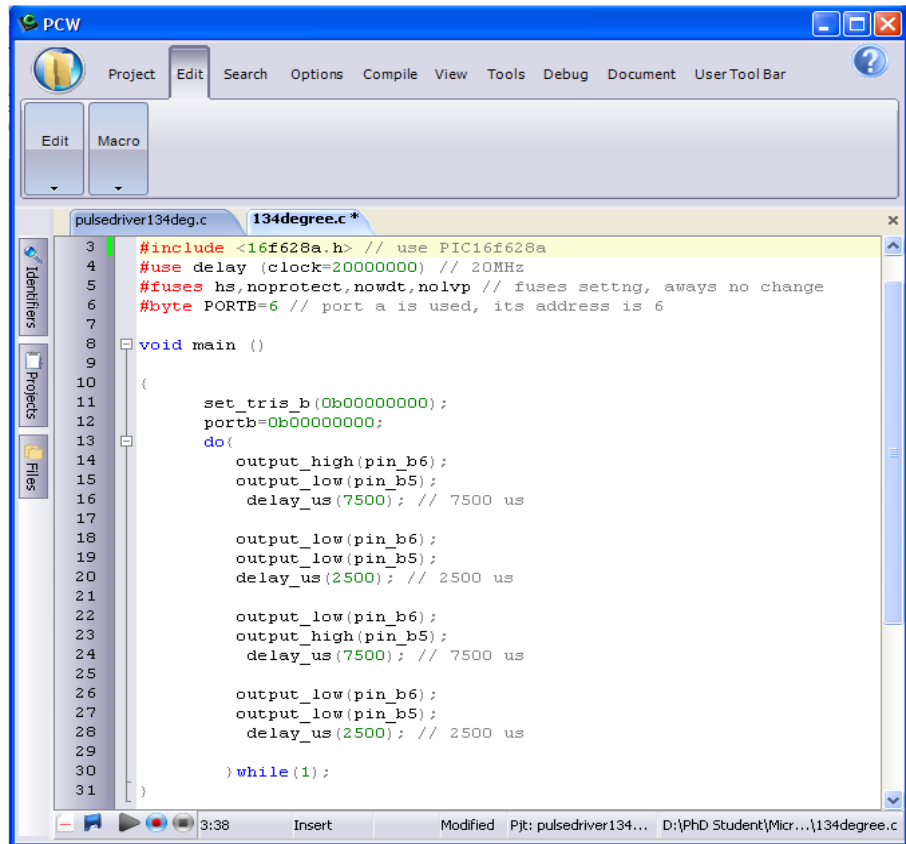
Gambar 6.15 Terminal AC dari TPVI satu fase tiga tingkat

Prosedur untuk Menghasilkan Bentuk Gelombang Tegangan AC Satu Fasa Tiga Tingkat

Tujuan dari subbab ini adalah untuk memasukkan bilangan heksadesimal ke dalam PIC16F628A-I/P pada Gambar 6.2. Hal ini menghasilkan dua keluaran gelombang pulsa dari mikrokontroler yang akan menggerakkan rangkaian inverter jembatan pada Gambar 6.2. Bagian keluaran dari rangkaian inverter jembatan penuh tersebut menghasilkan bentuk gelombang tegangan AC satu fase tiga tingkat. Prosedur untuk menghasilkan bentuk gelombang tegangan AC satu fase tiga tingkat dari TPVI satu fase tiga tingkat diuraikan di bawah ini.

1. Buatlah program dalam bahasa C menggunakan perangkat lunak PIC C Compiler seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.16. Gambar 6.16 menampilkan program untuk menghasilkan bentuk gelombang tegangan AC satu fase tiga tingkat dengan frekuensi 50 Hz, sudut

tegangan maksimum sebesar 134° atau $7500 \mu\text{s}$, dan sudut tegangan nol sebesar $44,64^\circ$ atau $2500 \mu\text{s}$. Nilai-nilai untuk sudut tegangan maksimum, sudut tegangan nol, dan parameter lainnya mengikuti ketentuan dalam Tabel 6.1. Dua bentuk gelombang pulsa dibangkitkan oleh mikrokontroler pada pin b5 (pin 11) dan pin b6 (pin 12).

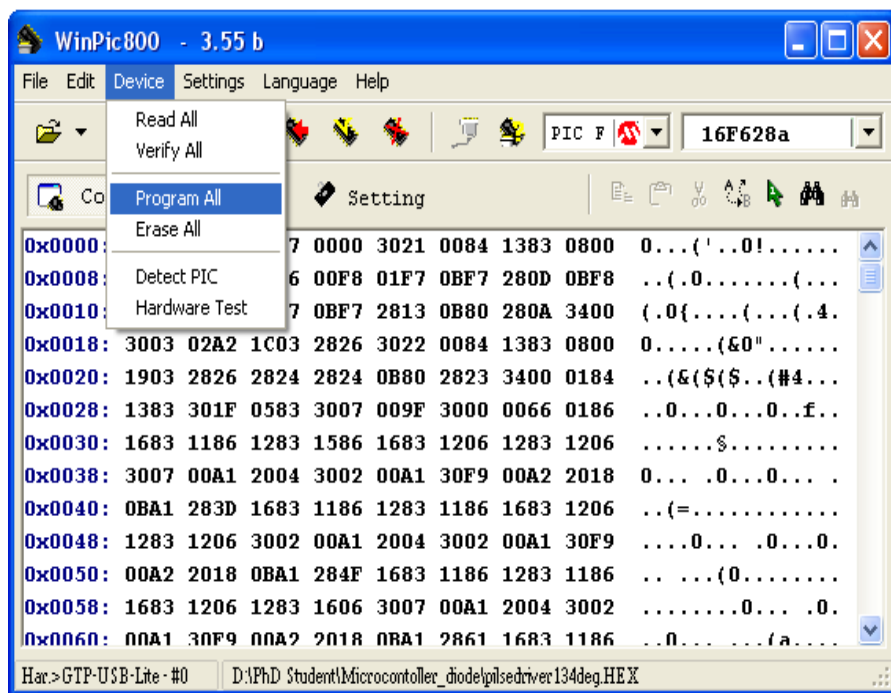


```
3  #include <16f628a.h> // use PIC16f628a
4  #use delay (clock=2000000) // 20MHz
5  #fuses hs,noprotect,nowdt,nolvp // fuses setting, always no change
6  #byte PORTB=6 // port a is used, its address is 6
7
8  void main ()
9  {
10
11     set_tris_b(0b00000000);
12     portb=0b00000000;
13     do{
14         output_high(pin_b6);
15         output_low(pin_b5);
16         delay_us(7500); // 7500 us
17
18         output_low(pin_b6);
19         output_low(pin_b5);
20         delay_us(2500); // 2500 us
21
22         output_low(pin_b6);
23         output_high(pin_b5);
24         delay_us(7500); // 7500 us
25
26         output_low(pin_b6);
27         output_low(pin_b5);
28         delay_us(2500); // 2500 us
29
30     } while (1);
31 }
```

Gambar 6.16 Listing program bahasa C menggunakan program PIC C Compiler.

2. Kompilasi program menjadi bilangan heksadesimal. Proses kompilasi ini dilakukan untuk memasukkan bilangan tersebut ke dalam mikrokontroler PIC16F628A-I/P.
3. Hubungkan *downloader* ke komputer pribadi (PC) atau laptop dan pasang mikrokontroler PIC16F628A-I/P pada *downloader* tersebut seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.18.

4. Buka program WinPIC800 dan aktifkan *downloader* untuk memasukkan kode heksadesimal ke dalam PIC16F628A-I/P. Fungsi program WinPIC800 adalah untuk membuka kode heksadesimal dan memprogramnya ke dalam mikrokontroler PIC menggunakan *downloader* tersebut. Program WinPIC800 dan proses pengunggahannya masing-masing ditunjukkan pada Gambar 6.17 dan 6.18.



Gambar 6.17 WinPic800 digunakan untuk melihat angka heksadesimal dan memprogramnya ke dalam mikrokontroler PIC



Gambar 6.18 Proses pengunggahan mikrokontroler PIC

Karakteristik Keluaran, Serta Penerapan Sistem TPVI Pada Beban Listrik

Sumber energi utaman sistem TPVI adalah susunan PV yang terdiri dari tiga unit modul PV berkapasitas 91,8 V dan 60 W, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.19. Susunan PV tersebut mengubah energi surya (iradiansi surya) menjadi listrik arus searah (DC). Dalam studi ini, iradiansi surya dan suhu dicatat oleh stasiun cuaca setiap menit, seperti yang terlihat pada Gambar 6.19. Iradiansi surya dan suhu memengaruhi tegangan susunan PV. Tegangan susunan PV diukur menggunakan pencatat data (*logger*) tegangan jenis *electrocorder*, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.20. Input TPVI dihubungkan ke susunan PV, sedangkan outputnya dihubungkan ke beban induktif dan beban lampu. Tegangan output susunan PV diukur, nilainya bergantung pada iradiansi surya dan suhu. Iradiansi surya dan suhu diukur menggunakan Vantage Weather Station Pro2. Kinerja beban diukur menggunakan penganalisis PM 300.



Gambar 6.19 Stasiun cuaca dan susunan panel surya (PV)



Gambar 6.20 Pengaturan eksperimental TPVI satu fase tiga tingkat berdaya rendah

Peralatan utama dalam rangkaian eksperimen TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi untuk mengoperasikan beban AC berdaya besar meliputi susunan PV, rangkaian penggerak pulsa, lima rangkaian inverter jembatan penuh, rangkaian koreksi faktor daya, baterai, dan beban AC (yang terdiri dari lampu resistif 30 W, lampu halogen R7S 500 W, pompa air 20 W, kulkas 66 W, gergaji (*jigsaw*) 480 W, kipas angin berdiri 50 W, kipas angin 80 W, dan komputer pribadi). Peralatan pengukuran yang digunakan meliputi Vantage Weather Station Pro2, *voltage logger Electrocoder*, dan penganalisis PM 300. Rangkaian eksperimen tersebut ditunjukkan pada Gambar 6.21. Sebagaimana terlihat pada Gambar 6.21, input inverter PV tanpa transformator dihubungkan ke susunan PV, sedangkan output-nya dihubungkan ke beban AC. Iradiansi surya dan suhu diukur menggunakan Vantage Weather Station Pro2; nilai iradiansi berkisar antara 780 W/m^2 hingga 970 W/m^2 , sedangkan suhu berkisar antara 30° hingga 31° . Kinerja beban diukur menggunakan penganalisis PM 300.



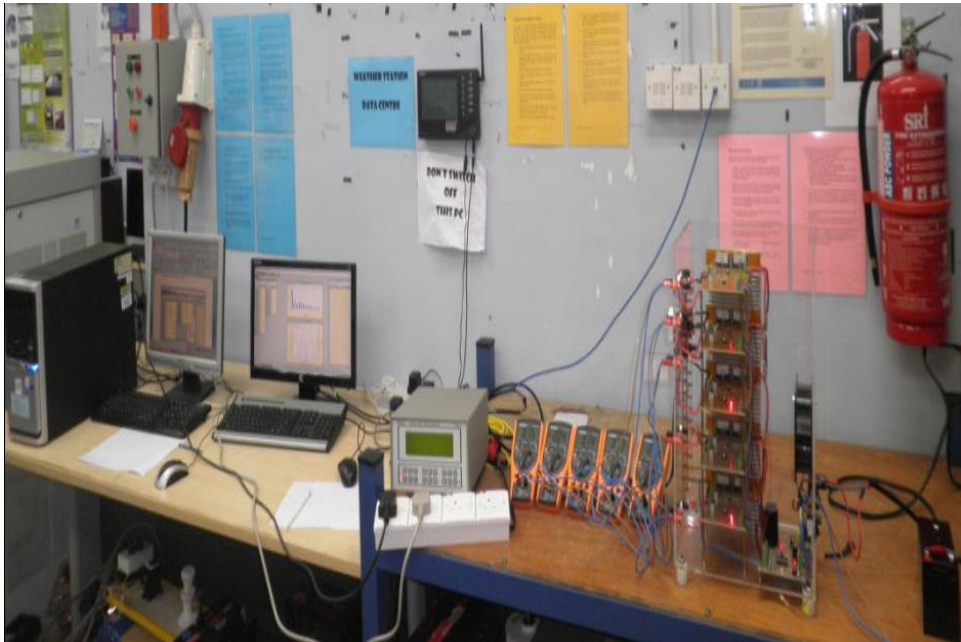
(a) Beban lampu resistif 30 W dan pompa air 20 W



(b) Beban kulkas 66 W



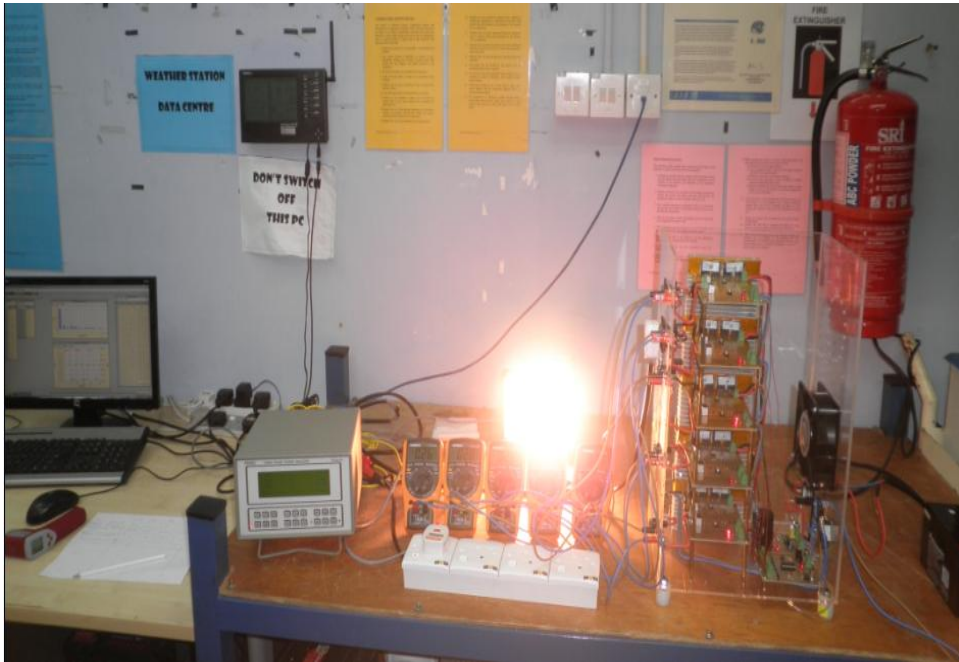
(c) Beban kipas angin 80 W



(d) Beban komputer pribadi



(e) Beban gergaji (*jigsaw*) 480 W

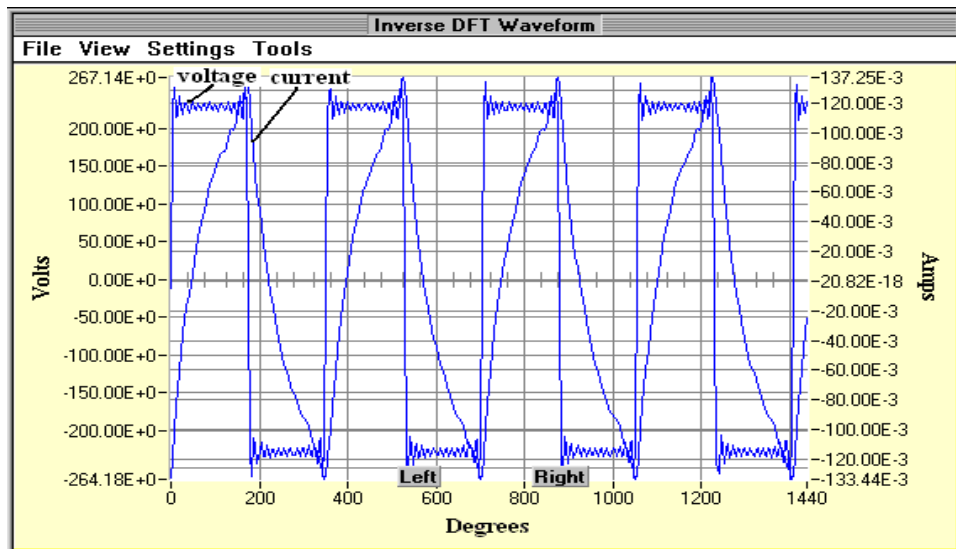


(f) Beban lampu halogen R7S 500 W

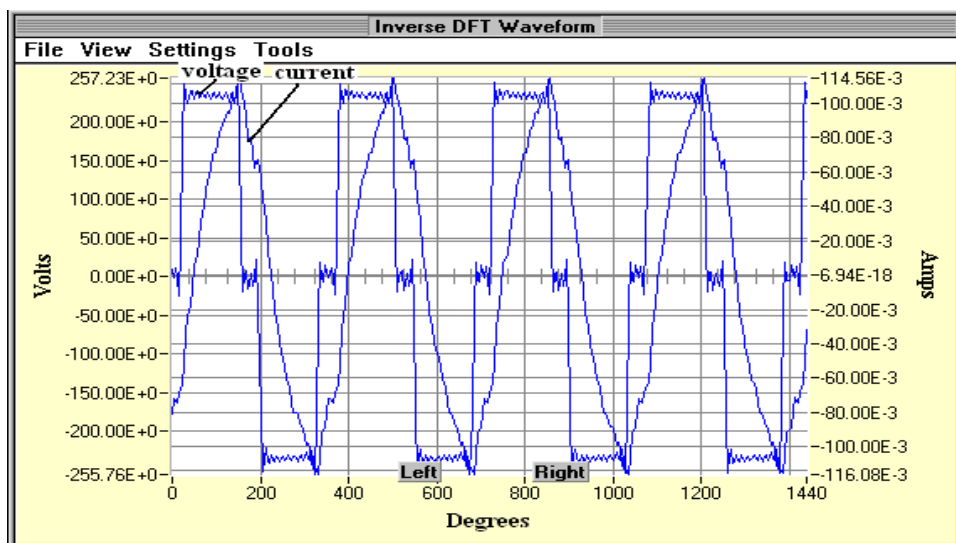
Gambar 6.21 Pengaturan eksperimental TPVI satu fase tiga tingkat berdaya tinggi untuk pengoperasian berbagai beban AC

Rangkaian inverter jembatan penuh dikendalikan oleh gelombang pulsa yang dihasilkan oleh rangkaian penggerak pulsa, tepatnya oleh mikrokontroler PIC16F628A-I/P. Besaran keluaran AC dari rangkaian inverter jembatan pada titik C dan C' sangat kecil tanpa adanya masukan tegangan DC pada titik B dan B' ; oleh karena itu, keluaran tegangan DC dari rangkaian koreksi faktor daya diperlukan untuk memperoleh besaran keluaran AC yang diinginkan. Jika keluaran rangkaian penggerak pulsa pada titik A dan A' berupa gelombang pulsa dengan sudut tegangan maksimum α sebesar 180° atau kurang, maka keluaran rangkaian inverter jembatan pada titik C dan C' masing-masing berupa gelombang persegi AC dan bentuk gelombang tiga tingkat, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 6.22 (a) dan (b). Beban berupa pompa air AC (20 W, 220 V, 50 Hz) dihubungkan ke titik C dan C' ; karena beban tersebut bersifat induktif,

tegangan beban mendahului arusnya sebesar $53,13^\circ$, seperti yang terlihat pada Gambar 6.22 (a) dan (b).



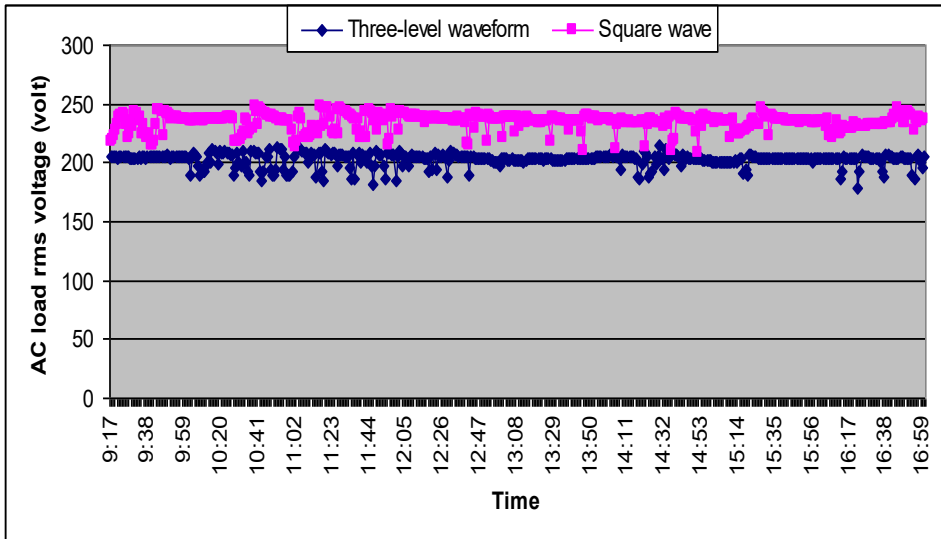
(a) Bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC berbentuk persegi



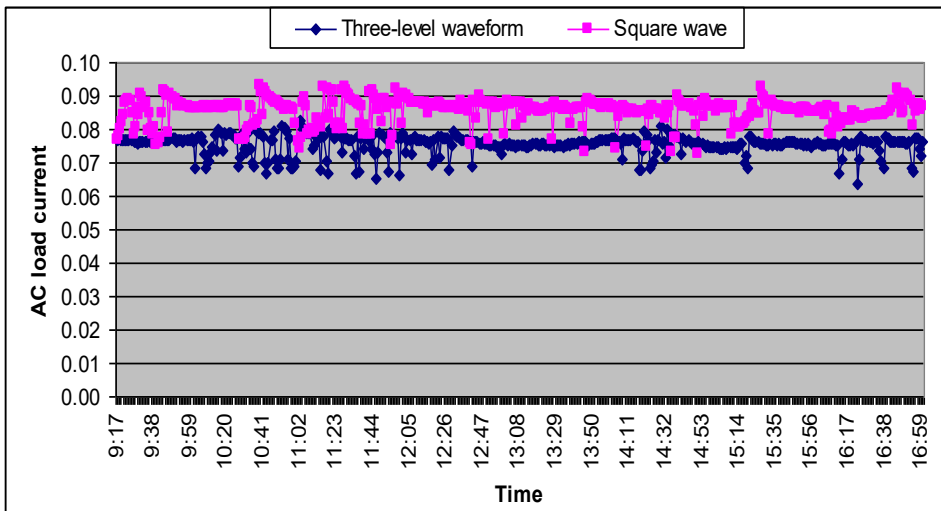
(b) Bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC berbentuk tiga tingkat

Gambar 6.22 Bentuk gelombang tegangan dan arus beban AC

Gambar 6.23 (a) dan (b) menampilkan tegangan dan arus RMS beban AC dari TPVI satu fase tipe gelombang persegi dan tiga tingkat, yang masing-masing dicatat setiap menit dari jam 09.17 WIB hingga 16.59 WIB.



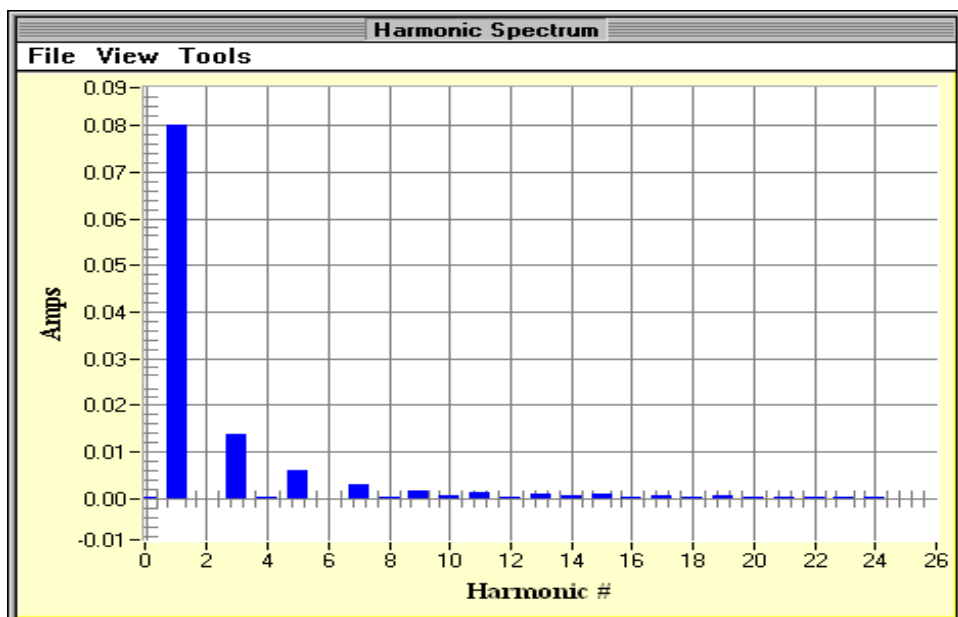
(a) Tegangan RMS



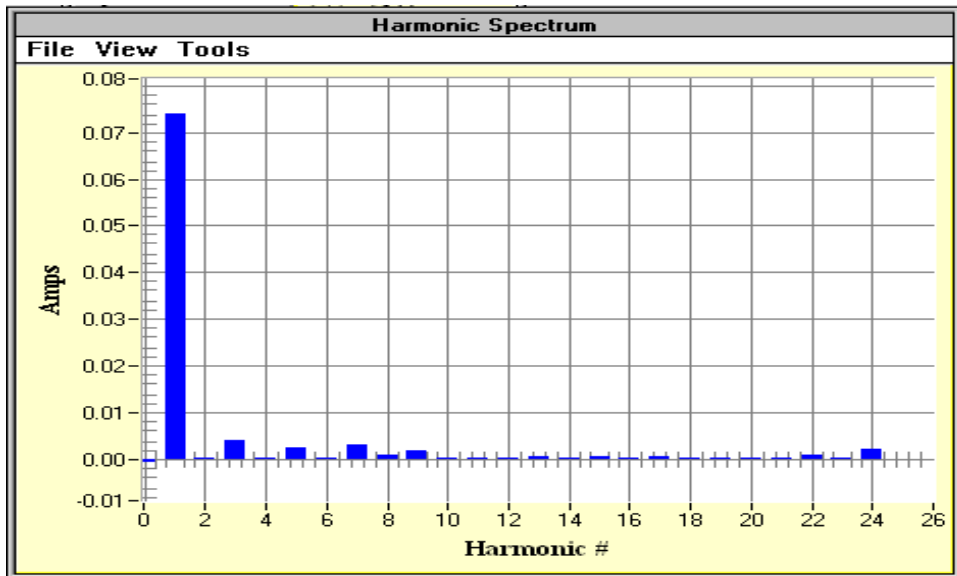
(a) Arus RMS

Gambar 6.23 Tegangan dan arus RMS beban AC dari TPVI

Beban induktif yang terhubung ke titik C dan C' pada inverter jembatan penuh akan menghasilkan CTHD, yang besarnya bergantung pada jenis bentuk gelombang AC. Spektrum harmonisa arus untuk inverter PV satu fase tanpa transformator dengan keluaran gelombang persegi dan gelombang tiga tingkat masing-masing ditunjukkan pada Gambar 6.24 (a) dan (b). Spektrum harmonisa arus tercatat lebih rendah ketika inverter PV satu fase tanpa transformator menghasilkan bentuk gelombang AC tiga tingkat dibandingkan dengan bentuk gelombang persegi. Hal ini menunjukkan bahwa inverter PV satu fase tanpa transformator yang dirancang untuk menghasilkan bentuk gelombang AC tiga tingkat memiliki kinerja yang lebih baik dibandingkan dengan yang menghasilkan bentuk gelombang persegi. Gambar 6.25 memperlihatkan *current total harmonic distortion* (CTHD) dari TPVI satu tipe gelombang persegi dan tiga tingkat, yang dicatat setiap menit masing-masing dari jam 09.17 WIB hingga 16.59 WIB. Nilai minimum, maksimum, dan rata-ratanya disajikan dalam Tabel 6.2.

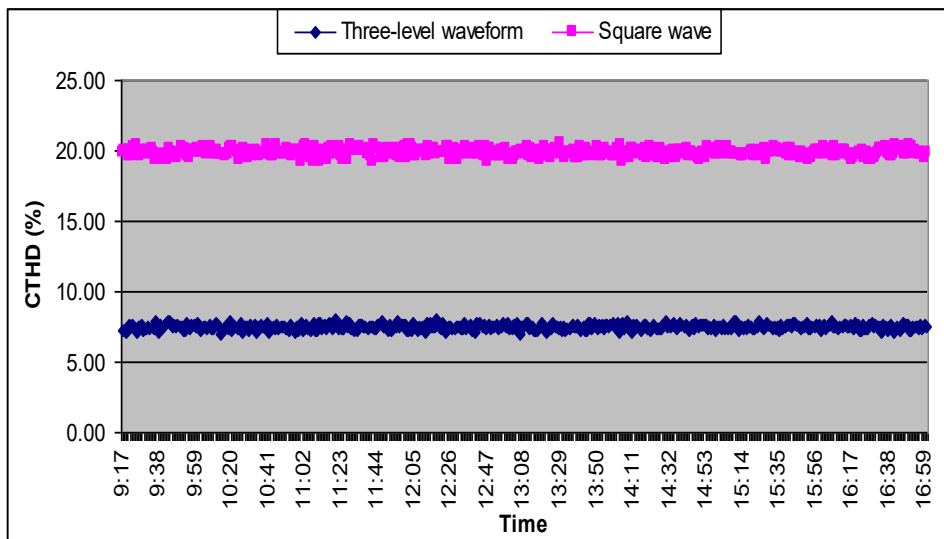


(a) Spektrum harmonik gelombang persegi



(b) Spektrum harmonik gelombang tiga tingkat

Gambar 6.24 Spektrum harmonik TPVI



Gambar 6.25 Total distorsi harmonik arus (CTHD) TPVI satu fase (tipe gelombang persegi dan tiga tingkat) yang dicatat setiap menit

Tabel 6.2 CTHD dari TPVI satu fase dicatat setiap menit

	CTHD (%)	
	Gelombang persegi	Gelombang tiga tingkat
Minimum	19,21	6,99
Maksimum	20,49	8,02
Rata-rata	19,84	7,50

Berdasarkan Tabel 6.2, dapat dijelaskan bahwa untuk TPVI, nilai rata-rata CTHD pada bentuk gelombang persegi (di mana $\alpha = 180^\circ$ atau 10 ms) dan bentuk gelombang tiga tingkat (di mana $\alpha = 134^\circ$ atau 7,5 ms) masing-masing adalah 19,84% dan 7,56%. Dengan demikian, peningkatan rata-rata CTHD yang diperoleh saat menggunakan bentuk gelombang tiga tingkat pada TPVI adalah sekitar 62% jika dibandingkan dengan bentuk gelombang persegi.

Daftar Referensi

- Afonso, D., Mesbahi, O., Bouich, A., & Tlemçani, A. (2025). Influence of Long-Term and Short-Term Solar Radiation and Temperature Exposure on the Material Properties and Performance of Photovoltaic Panels: A Comprehensive Review. *Energies*, vol. 18(19), 5072; <https://doi.org/10.3390/en18195072>.
- Aghaei, M., Fairbrother, A., Gok, A., Ahmad, S., Kazim, S., Lobato, K., Oreski, G., Reinders, A., Schmitz, J., Theelen, M., Yilmaz, P., & Kettle, J. (2022). Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 159, 112160. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112160>.
- Agüera-Pérez, A., Espinosa-Gavira, M. J., Palomares-Salas, J. C., González-de-la-Rosa, J. J., Sierra-Fernández, J. M., & Florencias-Oliveros, O. (2024). Meteorological contexts in the analysis of cloud-induced photovoltaic transients: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 202, 114689. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114689>.
- Alam, H.M., & Manfred, D. (2010). Assessment of renewable energy resources potential for electricity generation in Bangladesh. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14, 2401-2413. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.05.006>.
- Allouhi, A., Rehman, S., Buker, M. S., & Said, Z. (2022). Up-to-date literature review on solar PV systems: Technology progress, market status and R&D. *Journal of Cleaner Production*, 362, 132339. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.132339>.
- Allsopp, B. L., Orman, R., Johnson, S. R., Baistow, I., Sanderson, G., Sundberg, P., Stålhandske, C., Grund, L., Andersson, A., Booth, J., Bingham, P. A., & Karlsson, S. (2020). Towards improved cover glasses for photovoltaic devices. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 28(11), 1187–1206. <https://doi.org/10.1002/pip.3334>.

- Almorox, J., & Hontoria, C. (2004). Global Solar Radiation Estimation Using Sunshine Duration in Spain. *Energy Conversion & Management*, 1529 - 1535. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.08.022>.
- Ballif, C., Haug, F.-J., Boccard, M., Verlinden, P. J., & Hahn, G. (2022). Status and perspectives of crystalline silicon photovoltaics in research and industry. *Nature Reviews Materials*, 7, 597–616. <https://doi.org/10.1038/s41578-022-00423-2>.
- Bandyopadhyay, A., Bhadra, A., Raghuwanshi, N.S., & Singh, R. (2008). Estimation of Monthly Solar Radiation From Measured Air Temperature Extreme. *Agricultural and Forest Meteorology, ScienceDirect*, 1707 – 1718. <https://doi.org/10.1016/j.agrformet.2008.06.002>.
- Blaabjerg, F., Yang, Y., Yang, D., & Wang, X. (2017). Distributed power-generation systems and protection. *Proceedings of the IEEE*, 105(7), 1311–1331. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2696878>.
- Cai H., Zhao R., Yang H. (2008). Study on Ideal Operation Status of Parallel Inverters. *Journal of Power Electronics*, 23, 2964-2969. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2008.2003358>.
- Carrasco, J. M., Franquelo, L. G., Bialasiewicz, J. T., Galván, E., Guisado, R. C. P., Prats, M. Á. M., León, J. I., & Moreno-Alfonso, N. (2006). Power-electronic systems for the grid integration of renewable energy sources: A survey. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 53(4), 1002–1016. <https://doi.org/10.1109/TIE.2006.878356>.
- Castaner, L., & Silvester, S. (2002). *Modelling photovoltaic system using PSpice*. New York: John Wiley & Sons, LTD. <https://doi.org/10.1002/0470855541>.
- Chang, Y.P. (2010). Optimal the tilt angles for photovoltaic modules in Taiwan. *Electrical Power and Energy Systems*, vol.32, no.9, pp. 956-964. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.02.010>.

- Chen, R., Ersi, K., Yang, J., Lu, S., & Zhao, W. (2003). Validation of Five Global Radiation Models with Measured Daily Data in China. *Energy Conversion & Management*, vol.45, no.11-12, pp. 1759-1769. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.09.019>.
- Chen, R., Kang, E., & Lu, L. (2006). New Methods to Estimate Global Radiation based on Meteorological Data in China. *Energy Conversion & Management*, vol. 47, no. 18-19, pp. 2991-2998. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.03.025>.
- Chineke, T.C. (2007). Equation for Estimating Global Solar Radiation in Data Sparse Regions. *Renewable Energy*, vol. 33, no.4, pp. 827 – 831. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.01.018>.
- Colak, I., Kabalci, E., & Bayindir, R. (2011). Review of multilevel voltage source inverter topologies and control schemes. *Energy Conversion and Management*, vol. 52, no. 2, pp. 1114–1128. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.09.006>.
- Daut, I., Sembiring, M., Irwanto, M., Syafawati, N., & Hadi, S. (2009). Solar Radiation Potential For Photovoltaic Power Generation Based on Meteorological Data in Perlis. *International Conference: Electrical Energy and Industrial Electronic Systems EEIES2009*, 7-8 December 2009, Penang, Malaysia.
- Daut, I., Irwanto, M., Ezzani, M., Yusoff, M. I. (2010). Performance of Photovoltaic Module at Different Tilt Angles in Perlis, Northern Malaysia. *International Review on Modelling and Simulations (IREMOS)*, vol. 3, no.6, pp. 1335-1343.
- Daut, I., Sembiring, M., Irwanto, M., Chan, R., Hardi, S. (2010). Hargreaves Model For Estimating Potential of Photovoltaic Power Generation in Perlis. The 2nd International Conference on Engineering & ICT.
- Daut, I., Irwanto, M., Irwan, M. Y. M., Gomesh, N., & Ahmad, N. S. (2011). Combination of Hargreaves Method and Linear Regression as a New Method to Estimate Solar Radiation in Perlis, Northern Malaysia.

- Solar Energy*, vol. 85, pp. 2871–2880.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.08.026>.
- Daut, I., Irwanto, M., Irwana, M. Y. M., Gomesha, N., Adzria, M., & Fitra, M. (2013). High Power Transformerless Photovoltaic Inverter. *Energy Procedia*, vol. 36, pp. 465 – 472.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.07.052>.
- Dintcheva, N. T., Morici, E., & Colletti, C. (2023). Encapsulant materials and their adoption in photovoltaic modules: A brief review. *Sustainability*, 15(12), 9453. <https://doi.org/10.3390/su15129453>.
- How to Find Regression Equation?
<https://www.easycalculation.com/statistics/learn-regression.php>.
 Diperolehi Kembali pada 5 September 2026.
- Fiandra, V., Sannino, L., Andreozzi, C., Flaminio, G., & Pellegrino, M. (2024). New PV encapsulants: Assessment of change in optical and thermal properties and chemical degradation after UV aging. *Polymer Degradation and Stability*, 220, 110643.
<https://doi.org/10.1016/j.polymdegradstab.2023.110643>.
- Gavalian, P., Lorite, I.J., Tornero, S., & Berengena, J. (2006). Regional Calibration of Hargreaves Equation for Estimating Reference ET in a Semiarid Environment. *Agricultural Water Management*, vol.81, no.3, pp. 257-281. <https://doi.org/10.1016/j.agwat.2005.05.001>.
- Nicolás-Martín, C., Santos-Martín, D., Chinchilla-Sánchez, Mónica., & Lemon, Scott. (2020). A global annual optimum tilt angle model for photovoltaic generation to use in the absence of local meteorological data. *Renewable Energy*, vol. 161, pp. 722–735.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.098>.
- Hasan, A., Alnoman, H., & Abdelkareem, M. A. (2022). Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: A comprehensive review. *Energy Science & Engineering*, 10(2), 497–528. <https://doi.org/10.1002/ese3.1043>.

- Hart, D.W (2011). *Power electronic*. Mc Graw-Hill.
- Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Salman, H. M., & Jaszczur, M. (2023). A review of hybrid renewable energy systems: Solar and wind-powered solutions: Challenges, opportunities, and policy implications. Results in Engineering, vol. 20, 101621. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101621>.
- Hossain,M. T., Hossen,M. Z., Badal, F.R., Islam, M. R., Hasan, M.M., Ali,M.F., Ahamed, M. H., Abhi,S.H., Islam,M.M., Subrata., Sarker,K., Das,S.K., Das,P., Tasneem, Z. (2024). Next generation power inverter for grid resilience: Technology review. *Heliyon*, vol. 10, no. 21. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e41112>.
- International Energy Agency. (2024). *Renewables 2024*. IEA.
- International Energy Agency. (2024, July 19). *Global electricity demand set to rise strongly this year and next, reflecting its expanding role in energy systems around the world*. IEA.
- International Energy Agency. (2025). *Global energy review 2025*. IEA.
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2022). *Climate change 2022: Mitigation of climate change—Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- International Renewable Energy Agency. (2025). *Renewable energy statistics 2025*. IRENA.
- International Renewable Energy Agency. (2026). *Renewable capacity statistics 2026*. IRENA.
- Irwanto, M., Daut, I., & Sembiring, M. (2009). Electrical Characteristics of Polycrystal Silicon Photovoltaic Module Type 50(17) P800x541. Engineering Postgraduate Conference, 16 October 2009, Universiti Malaysia Perlis, Perlis Malaysia.

- Irwanto, M., Irwan., Y.M., Shasidharan, G.N., Syafawati, A.H., & Hadi. S. P. (2012). Maximum voltage angle optimization of uninterruptible power supply on three-level transformer-less photovoltaic inverter. IEEE Xplore. 2012 International Conference on Innovation Management and Technology Research. <https://doi.org/10.1109/ICIMTR.2012.6236418>.
- Irwanto, M., Gomesh,N., Irwan, Y.M., Fitra, M. (2013). Power Capacity Enhancement of Transformerless Photovoltaic Inverter. IEEE Xplore, 2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2013), Langkawi, Malaysia. 3-4 June 2013. <https://doi.org/10.1109/PEOCO.2013.6564613>.
- Irwanto, M., Mamat, M.R., Gomesh, N., Irwan, Y.M. (2014). Effect Maximum Voltage Angle On Three-Level Single Phase Transformerless Photovoltaic Inverter Performance. *International TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering* vol. 12, no. 8, August 2014, pp. 5886 - 5896.
- Irwanto, M. (2015). Solar Irradiance and Optimum Tilt Angle of Photovoltaic Module in Tanjung Morawa, North Sumatera, Indonesia. *Research in Advanced Engineering and Technology*, vol. 1, no. 1, pp. 34-38.
- Irwanto, M., Leow. W. Z., Ismail. B., Baharudin, N. H., Juliangga. R., Alam, H., Masri M. (2020). Photovoltaic powered DC-DC boost converter based on PID controller for battery charging system. *Journal of Physics: Conference Series*, 1432 (2020) 012055. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1432/1/012055>.
- Irwanto, M., Gomesh, N., Ismail, B., Alam, H., Masri, M., & Kusuma, B. S. (2020). Performance of Nine-Level Transformerless Photovoltaic Powered Inverter (TPVPI) Using Technique of Equal Maximum Phase Delay Time. *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1529, 042096. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1529/4/042096>.

- Irwanto, M., Gomesh, N., Irwan, Y. M., Ismail, B., Leow, W. Z., Hardi, S., · Saleh, K., Alam, H., & Suwarno. (2022). The Technique of Voltage Level Time Division Based on Maximum Pulse Width to Reduce Total Harmonic Distortion on Multilevel Transformerless Photovoltaic Inverter (MLTPVI) System. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 17, pp. 1715–1730. <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00995-z>
- Irwanto, M., Yaakob, S. B., Nainggolan, W. P., Gultom, T. T., Panjaitan, C. E., Fahmi, M. I., Maha, D.H.S., Ridwan, A., Siregar, S. D., Angin, D. P., Tarigan, A. D. (2026). Modelling of Photovoltaic Module Performance Under Partial Shading Condition Using Simulink/Matlab. *Advances in Engineering Research*, vol. 291, pp. 103-113. https://doi.org/10.2991/978-94-6463-998-8_14.
- Itagaki, A., Okamura, H., & Yamada, M. (2003). Preparation of Meteorological Data Set Throughout Japan for suitable design of PV system. *IEEE Xplore, 3th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 3, 2074-2077.
- Jha, K., Kumar, P., & Singh, S. (2017). An improved generalized method for evaluation of parameters, modeling, and simulation of photovoltaic modules. *International Journal of Photoenergy*, 2017, Article 2532109. <https://doi.org/10.1155/2017/2532109>.
- Jiang, F. (2007). Investigation of solar energy for photovoltaic application in Singapore. *IEEE Xplore, The 8th International Power Engineering Conference (IPEC)*, 8, 86 – 89.
- Joddumahanthi, V., Knypiński, L., Gopal, Y., & Kasprza, K. (2025). Review of power electronics technologies in renewable energy integration. *Applied Sciences*, vol. 15, no. 8, 4523. <https://doi.org/10.3390/app15084523>.
- Kacira, M., Simsek, M., Babur, Y., & Demirkol, S. (2004). Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in

- Sanliurfa, Turkey. *Renewable Energy*, vol. 8, no. 29, pp. 1265-1275. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.12.014>.
- Kavidha, B, Rajambal, K (2006). Transformerless cascaded inverter topology for photovoltaic applications, *Proceeding of Indian International Conference on Power Electronics*, 328-331. <https://doi.org/10.1109/IICPE.2006.4685391>.
- Kim, D., Lim, H., Kim, S. H., Lee, K. N., You, J., Ryu, D. Y., & Kim, J. (2024). Recent developments of polymer-based encapsulants and backsheets for stable and high-performance silicon photovoltaic modules: Materials nanoarchitectonics and mechanisms. *Journal of Materials Chemistry A*, vol. 12, no. 13, pp. 7452–7469. <https://doi.org/10.1039/D3TA06130B>.
- Kolantla, D., Mikkili, S., M. K., R., & Desai, A. (2021). Critical review on various inverter topologies for PV system architectures. *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, no. 5, pp. 1075–1091. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2020.0317>.
- Kouro, S., Leon, J. I., Vinnikov, D., & Franquelo, L. G. (2015). Grid-connected photovoltaic systems: An overview of power electronics. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 9, no. 1, pp. 6–20. <https://doi.org/10.1109/MIE.2014.2376976>.
- Krishnamurthy, N. K., et al. (2025). Smart inverters based technological advancements in future renewable energy systems. *Energy Reports*, vol.11, pp.1–15. <https://doi.org/10.1007/s43937-025-00087-3>.
- Lohmann, G. M. (2018). Irradiance variability quantification and small-scale averaging in space and time: A short review. *Atmosphere*, 9(7), 264. <https://doi.org/10.3390/atmos9070264>.
- Mahmoud, M., Nabhan, I. (1990). Determination of optimum tilt angle of single and multi-rows of photovoltaic arrays for selected area in Jordan. *Solar & Wind Energy*, vol. 7, no. 6, pp. 739 – 745. [https://doi.org/10.1016/0741-983X\(90\)90050-C](https://doi.org/10.1016/0741-983X(90)90050-C).

- Mansouri, A., El Magri, A., Younes, E. K., Lajouad, R., & Adouairi, M. S. (2024). Comprehensive review and analysis of photovoltaic energy conversion topologies. *International Journal of Applied Power Engineering*, vol. 13, no. 2, pp. 499–507. <http://doi.org/10.11591/ijape.v13.i2.pp499-507>.
- Markvart, T. (1994). *Solar electric*. New York: John Wiley & Sons, LTD.
- Masters, G.M. (2004). *Renewable and efficient electric power systems*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Mdallal, A., Yasin, A., Mahmoud, M., Abdelkareem, M. A., Alami, A. H., & Olabi, A. G. (2025). A comprehensive review on solar photovoltaics: Navigating generational shifts, innovations, and sustainability. *Sustainable Horizons*, 13, 100137. <https://doi.org/10.1016/j.horiz.2025.100137>.
- Meena, R., Pareek, A., & Gupta, R. (2024). A comprehensive review on interfacial delamination in photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 113944. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113944>.
- Mellit, A., Kalogirou, S.A., Shaari, S., Salhi, H., & Arab, A.H. (2007). Methodology for prediction sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: application for sizing a stand-alone PV system. *Renewable Energy, Science Direct*, vol. 33, no. 7, pp. 1570 – 1590. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2007.08.006>.
- Mellit, A., & Kalogirou, S. A. (2024). Photovoltaic modeling: A comprehensive analysis of the I–V characteristic curve. *Sustainability*, vol. 16, no. 1, pp. 1-27. <https://doi.org/10.3390/su16010432>.
- Menges, H. O., Ertekin, C., & Sonmete, M.H. (2006). Evaluation of Global Solar Radiation Models for Konya, Turkey . *Energy Conversion & Management*, vol. 47, no. 18-19, pp. 3149-3173. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.02.015>.

- Mohan, N., Undeland, T. M., & Robbins, W. P. (2003). *Power Electronics: Converters, Applications, and Design* (3rd ed.). John Wiley & Sons Inc.
- Nayak, P. K., Mahesh, S., Snaith, H. J., & Cahen, D. (2019). Photovoltaic solar cell technologies: Analysing the state of the art. *Nature Reviews Materials*, vol. 4, pp.269–285. <https://doi.org/10.1038/s41578-019-0097-0>.
- Özkalay, E., Quest, H., Gassner, A., Virtuani, A., Eder, G. C., Vorstoffel, S., Buerhop-Lutz, C., Friesen, G., Ballif, C., Burri, M., & Bucher, C. (2025). Three decades, three climates: Environmental and material impacts on the long-term reliability of photovoltaic modules. *EES Solar*, vol. 1, no. 4, pp. 580–599. <https://doi.org/10.1039/D4EL00040D>.
- Pandey, C.K. (2009). A note on diffuse solar radiation on a tilted surface. *Energy*, vol. 34, no. 11, pp.1764–1769. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.006>.
- Patrao, I., Figueres, E., Espin, F.G., & Garcera, G. (2011). Transformerless topologies for grid-connected single-phase photovoltaic inverters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol.15, no. 17, pp. 3423–3431. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.034>.
- Peng, F. Z. (2003). Z-source inverter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, No. 2, pp. 504–510. <https://doi.org/10.1109/TIA.2003.808920>.
- Prieto, J.I., Garcia, J.C.M., & Garcia,D. (2009). Correlation Between Global Solar Irradiation and Air Temperature in Asturias, Spain. *Solar Energy*, vol. 83, no. 7, pp. 1076–1085. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.01.012>.
- Saleh, A.M., Istvan,V., Khan, M.A., Waseem, & Ahmed, A.N.A. (2024). Power system stability in the Era of energy Transition: Importance, Opportunities, Challenges, and future directions. *Energy Conversion*

- and Management: X, vol. 24,100820.
<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100820>.
- Sandi, Z., dkk. (2024). Examining power quality challenges in photovoltaic-grid integration systems. *Journal of Power Engineering and Control*, vol. 1, no. 1, pp. 12-23. <https://doi.org/10.62777/pec.v1i1.4>.
- Sani, L., Tchakpedeou, A. B., Tepe, K., Lare, Y., & Madougou, S. (2025). Review of I–V Electrical Characterization Techniques for Photovoltaic Modules Under Real Installation Conditions. *Appl. Sci.*, vol. 15, no. 17, pp. 1-149. <https://doi.org/10.3390/app15179300>.
- Segbefia, O. K., Imenes, A. G., & Sætre, T. O. (2021). Moisture ingress in photovoltaic modules: A review. *Solar Energy*, 224, pp. 889–906. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.06.055>.
- Shanono, I. H., Abdullah, N. R. H., Muhammad, A. (2018). A Survey of Multilevel Voltage Source Inverter Topologies, Controls and Applications. *International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)*, vol. 9, no. 3, pp. 1186-1201. <https://doi.org/10.11591/ijped.v9.i3.pp1186-1201>.
- Shijun, Y. Hongxing, Y. (1997). The potential electricity generating capacity of BIP in Hong Kong. *IEEE Xplore, Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997*. 1345 –1348. <https://doi.org/10.1109/PVSC.1997.654339>.
- Shin, D., Cha H., Lee J.P., Yoo D.W., Peng F.Z., & Kim H.G. (2011). Parallel Operation of Trans-Z-Source Inverter. *8th International Conference on Power Electronic-ECCE Asia*. May 30- June 3, 2011, The Shilla Jeju, Korea. <https://doi.org/10.1109/ICPE.2011.5944665>.
- Sinha, A., Sulas-Kern, D., Owen-Bellini, M., Spinella, L., Ulicna, S., Ayala Pelaez, S., Johnston, S., & Schelhas, L. (2021). Glass/glass photovoltaic module reliability and degradation: A review. *Journal of Physics D: Applied Physics*, 54(41), 413002. <https://doi.org/10.1088/1361-6463/ac1462>.

- Supit, I., & Kappel, R.V. (1998). A Simple Method to Estimate Global Radiation. *Solar Energy*, vol. 63, no. 3, pp. 147-159. <https://doi.org/10.1109/PVSC.1997.654339>.
- Taib S., Sutanto Y., & Razak A. R. A. (2002). Development of Simple PWM Inverter Using Photovoltaic Celss. *IEEE Xplore, 2002 Student Conference on Research and Development Proceeding*. <https://doi.org/10.1109/SCORED.2002.1033117>.
- Uličná, S., Sinha, A., Miller, D. C., Habersberger, B. M., Schelhas, L. T., & Owen-Bellini, M. (2023). PV encapsulant formulations and stress test conditions influence dominant degradation mechanisms. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 255, 112319. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2023.112319>.
- Ulrick, B. (2007). A Simple Model of Photovoltaic Module Electric Characteristics. *IEEE Explore, 2007 European Conference on Power Electronics and Applications* <https://doi.org/10.1109/EPE.2007.4417572>.
- Vakacharla, V. R., Gnana, K., Xuwei, P., Narasimaharaju, B. L., Bhukya, M., Banerjee, A., Sharma, R., & Rathore, A. K. (2020). State-of-the-art power electronics systems for solar-to-grid integration. *Solar Energy*, vol. 210, pp. 128–148. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.105>.
- Venkataramanaiah, J., Suresh, Y., & Panda, A. K. (2017). A review on symmetric, asymmetric, hybrid and single DC sources based multilevel inverter topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 76, pp. 788–812. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.066>.
- Wani, M.G., Sharma, V.K., & Soni, K.M (2006). High frequency SMPS based inverter with improved power factor, *IEEE Xplore, 2006 International Conference on Power Electronic, Drives and Energy Systems*. <https://doi.org/10.1109/PEDES.2006.344418>.

- Weixiang, S., Bin, A.S.K., & Seng, O.K (2005). A study on Standalone Photovoltaic System with Real Meteorological Data at Malaysia. *IEEE Xplore, 2005 International Conference on Electrical Machines and Systems* . <https://doi.org/10.1109/ICEMS.2005.202682>.
- Yang, D., Wang, W., & Xia, X. (2022). A concise overview on solar resource assessment and forecasting. *Advances in Atmospheric Sciences*, vol. 39, pp. 1239–1251. <https://doi.org/10.1007/s00376-021-1372-8>.
- Yang, D., Xia, X., & Mayer, M. J. (2024). A tutorial review of the solar power curve: Regressions, model chains, and their hybridization and probabilistic extensions. *Advances in Atmospheric Sciences*, vol. 41, pp. 1023–1067. <https://doi.org/10.1007/s00376-024-3229-4>.
- Yin, J., Molini, A., & Porporato, A. (2020). Impacts of solar intermittency on future photovoltaic reliability. *Nature Communications*, vol. 11, 4780. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-18602-6>.
- Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M. U., Christofides, N., & Kim, H. J. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 1120–1141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.053>.

Biografi Penulis



Ir. Muhammad Irwanto., ST., MT., PhD., IPM meraih gelar Ph.D. di bidang Teknik Elektro dari Universiti Malaysia Perlis (UniMAP), Malaysia, pada tahun 2012. Beliau merupakan peneliti di Pusat Unggulan Kesehatan Berbasis IoT dan Energi Terbarukan, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Sains & Teknologi, Universitas Prima Indonesia (UNPRI), Medan, Indonesia. Beliau juga merupakan peneliti (*fellow*) di Pusat Unggulan Energi Terbarukan, Fakultas Teknik Elektro & Teknologi, Universiti Malaysia Perlis (UniMAP). Minat penelitiannya mencakup elektronika daya, stabilitas sistem tenaga listrik, energi surya, dan sistem aplikasi fotovoltaiik.



Prof. Dr. Ir. Muhamad Haddin, MT meraih gelar PhD di bidang Teknik Elektro dari Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS), Surabaya, Indonesia pada tahun 2013. Saat ini, beliau menjabat sebagai dosen di Fakultas Teknik, Universitas Islam Sultan Agung (UNISSULA), Semarang, Indonesia. Beliau juga merupakan Direktur Pascasarjana untuk Program Doktor Teknik Elektro, Fakultas Teknik UNISSULA. Minat penelitiannya mencakup sistem tenaga listrik dan energi terbarukan.



Dr. Ir. Mahdi Syukri, ST., MT., IPM meraih gelar PhD di bidang Teknik Elektro dari Universitas Syiah Kuala (USK), Banda Aceh, Indonesia pada tahun 2024. Saat ini, ia menjabat sebagai dosen di Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Syiah Kuala (USK), Banda Aceh, Indonesia. Minat penelitiannya meliputi sistem tenaga listrik, stabilitas sistem tenaga listrik, dan mesin listrik.



Ir. Ts. Dr. Baharuddin Ismail, B.Eng., M.Sc meraih gelar PhD di bidang Teknik Sistem Kelistrikan dari Universiti Malaysia Perlis (UniMAP), Malaysia, pada tahun 2015. Saat ini, beliau menjabat sebagai dosen di Fakultas Teknik dan Teknologi Elektro, Universiti Malaysia Perlis (UniMAP). Beliau juga merupakan peneliti (*fellow*) di Pusat Keunggulan Energi Terbarukan (CERE), Fakultas Teknik dan Teknologi Elektro, Universiti Malaysia Perlis (UniMAP). Minat penelitiannya mencakup sistem elektronika daya dan energi terbarukan.



Dr. Ir. Rimbawati., ST., MT., IPM meraih gelar PhD di bidang Teknik Mesin dari Universitas Sumatera Utara (USU), Indonesia, pada tahun 2025. Saat ini, beliau menjabat sebagai dosen di Teknik Elektro, Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Sumatera Utara (UMSU). Minat penelitiannya mencakup sistem tenaga listrik dan energi terbarukan.

ENERGI SURYA DAN TEKNOLOGI FOTOVOLTAIK:

**Potensi Radiasi Surya,
Perancangan Inverter Tanpa Transformator,
dan Aplikasinya**



ISBN 978-623-8299-52-2 (PDF)



9

786238

299522