

DISERTASI

**MODEL ALIRAN DAYA OPTIMAL SISTEM SULBAGSEL
TERINTEGRASI PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN**

***OPTIMAL POWER FLOW MODEL OF SULBAGSEL SYSTEM
INTEGRATED WITH RENEWABLE ENERGY GENERATION***

**ANDI MUHAMMAD ILYAS
D053182001**



**PROGRAM STUDI S3 TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR
2022**

DISERTASI

**MODEL ALIRAN DAYA OPTIMAL SISTEM SULBAGSEL
TERINTEGRASI PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN**

***OPTIMAL POWER FLOW MODEL OF SULBAGSEL SYSTEM
INTEGRATED WITH RENEWABLE ENERGY GENERATION***

**ANDI MUHAMMAD ILYAS
D053182001**



**PROGRAM STUDI S3 TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR
2022**

**MODEL ALIRAN DAYA OPTIMAL SISTEM SULBAGSEL
TERINTEGRASI PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN**

Disertasi

sebagai salah satu syarat untuk mencapai gelar doktor

Program Studi Teknik Elektro

Disusun dan diajukan oleh

**ANDI MUHAMMAD ILYAS
D053182001**

kepada

**PROGRAM STUDI TEKNIK ELEKTRO
SEKOLAH PASCASARJANA
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR
2022**

LEMBAR PENGESAHAN DISERTASI

MODEL ALIRAN DAYA OPTIMAL SISTEM SULBAGSEL TERINTEGRASI PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN

Disusun dan diajukan oleh

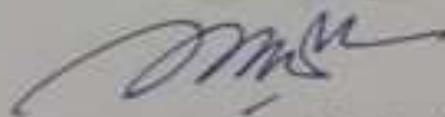
ANDI MUHAMMAD ILYAS

D053182001

Telah dipertahankan di hadapan Panitia Ujian yang dibentuk dalam rangka Penyelesaian Studi Program Doktor Program Studi Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin pada tanggal 28 Oktober 2022 dan dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan.

Menyetujui

Promotor,



Prof. Dr. Ir. H. Anwar Suyuti, M.T., IPU
Nip. 196712311992021001

Co. Promotor,



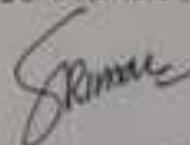
Dr. Inder Chaerah Gunadin, S.T., M.T.
Nip. 197311181998032001

Ketua Program Studi S3,



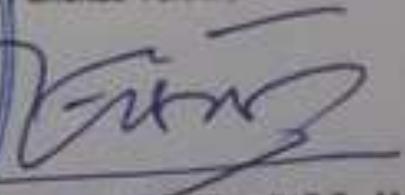
Prof. Dr. Ir. H. Andani Achmad, M.T.
Nip. 196012311987031002

Co. Promotor,



Dr. Ir. Hj. Sri Mawar Said, M.T.
Nip. 196011061986012001

Dekan Fakultas Teknik,



Prof. Dr. Eng. Ir. Muhammad Idris Ramli, S.T., M.T.
Nip. 197308252000121002

PERNYATAAN KEASLIAN DISERTASI DAN PELIMPAHAN HAK CIPTA

Dengan ini saya menyatakan bahwa, disertasi berjudul "MODEL ALIRAN DAYA OPTIMAL SISTEM SULBAGSEL TERINTEGRASI PEMBANGKIT ENERGI TERBARUKAN" adalah benar karya saya dengan arahan dari komisi pembimbing (Prof. Dr. Ir. H. Ansar Suyuti M.T., IPU sebagai promotor, dan Dr. Indar Chaerah Gunadin, S.T., M.T. sebagai co-promotor-1, serta Dr. Ir. Hj. Sri Mawar Said., M.T. sebagai co-promotor-2). Sumber informasi yang berasal atau dikutip dari karya yang diterbitkan maupun tidak diterbitkan dari penulis lain telah disebutkan dalam teks dan dicantumkan dalam Daftar Pustaka disertasi ini. Sebagian dari isi disertasi ini telah dipublikasikan di Jurnal (Przeglad Elektrotechniczny, Volume: ISSN 0033-2097, R. 98 NR 6/2022, Halaman: 168-171, doi:10.15199/48.2022.06.30) sebagai artikel dengan judul "Real-Time Optimal Power Flow of South Sulawesi Network System That Integrated Wind Power Plant Based on Artificial Intelligence", dan di jurnal (International Journal of Intelligent Engineering and Systems, Volume: 15, No.4, 2022, Halaman: 415-425, Doi: 10.22266/ijies2022.0831.37) dengan judul artikel "Optimal Power Flow Model Integrated Electric Power System with Wind Power Generation - Case Study: Electricity System South Sulawesi-Indonesia". Telah diterbitkan pula di prosiding seminar internasional (International Symposium on Materials and Electrical Engineering (ISMEE 2019), IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 850 (2020) 012030 Doi:10.1088/1757-899X/850/1/012030) sebagai artikel dengan judul "Optimal Power Flow the Sulselrabar 150 KV system before and after the penetration of wind power plants considering power loss and generation costs", seminar internasional (International Conference on Green Energy and Environment (ICoGEE 2021), IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 926 (2021) 012084, doi:10.1088/1755-1315/926/1/012084) dengan judul artikel "Forecasting model of power generated by wind power plants", dan seminar internasional (International Conference on Green Energy and Environment (ICoGEE 2021), IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 926 (2021) 012031, doi:10.1088/1755-1315/926/1/012031) dengan judul artikel "Real-time voltage stability monitoring model of wind power plant penetration in electrical power system networks".

Dengan ini saya melimpahkan hak cipta dari karya tulis saya berupa disertasi ini kepada Universitas Hasanuddin.

Makassar, 28 Oktober 2022

Yang membuat pernyataan,



Andi Muhammad Ilyas

PRAKATA

Alhamdulillah rabbi alamin, Allahummashalli ala sayyidina Muhammad wa ala alih sayyidina Muhammad. Syukur penulis panjatkan kehadiran Allah SWT atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya sehingga disertasi ini dapat terselesaikan. Tak lupa shalawat dan salam senantiasa penulis curahkan kepada Rasulullah Muhammad SAW yang telah membawa sumber dari segala ilmu di muka bumi ini. Penyelesaian disertasi ini merupakan upaya penulis dalam memenuhi salah satu syarat guna memperoleh gelar Doktor di Departemen Teknik Elektro Sekolah Pascasarjana Universitas Hasanuddin.

Disertasi ini berjudul “Model Aliran Daya Optimal Sistem Suselbar Terintegrasi Energi Terbarukan”. Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan disertasi ini mengalami berbagai kesulitan. Namun, berkat petunjuk dari Allah SWT, ketekunan, dan usaha yang disertai doa, penulisan disertasi ini akhirnya dapat terselesaikan. Penyusunan disertasi ini juga tidak terlepas dari bantuan, dorongan, semangat, serta bimbingan dari berbagai pihak. Sehubungan dengan hal tersebut, penulis menyampaikan terima kasih kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. H. Ansar Suyuti M.T., IPU. sebagai promotor, Bapak Dr. Indar Chaerah Gunadin, S.T., M.T. sebagai co-promotor, dan Ibu Dr. Ir. Hj. Sri Mawar Said., M.T. sebagai co-promotor, terima kasih telah meluangkan waktu dan memberikan bimbingan, gagasan serta ide-ide dalam penyelesaian disertasi ini.

2. Tim penguji: Bapak Prof. Dr. Ir. H. Salama Manjang, MT, Bapak Prof. Dr. Eng. Ir. Syafaruddin, S.T., M.Eng., IPU, Bapak Dr. Ikhlas Kitta, S.T., M.T., dan Bapak Dr. Ir. Yusran, S.T., M.T., yang telah menguji dan memberikan saran yang konstruktif dalam rangka perbaikan dan penyempurnaan disertasi ini.
3. Bapak Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT, sebagai penguji eksternal yang telah menguji dan memberikan saran yang konstruktif dalam rangka perbaikan dan penyempurnaan disertasi ini.
4. Ketua Program Studi S3 Teknik Elektro, Bapak Prof. Dr. Ir. H. Andani Achmad, M.T. yang telah membina dan mengarahkan dalam penyelesaian studi ini.
5. Rektor Universitas Hasanuddin beserta jajarannya, Direktur Sekolah Pascasarjana Universitas Hasanuddin beserta jajarannya, Dekan Fakultas Teknik Universitas Hasanuddin beserta jajarannya, Ketua Departemen Elektrikal Universitas Hasanuddin beserta jajarannya, dan Ketua Program Studi S3 Teknik Elektro beserta jajarannya yang telah memberikan izin dan kesempatan kepada saya untuk mengikuti program doktor.
6. Seluruh dosen dan pegawai Departemen Teknik Elektro atas segala ilmu, bantuan dan kemudahan yang diberikan selama penulis menempuh proses perkuliahan.

7. Seluruh rekan mahasiswa S3 Teknik Elektro Sekolah Pascasarjana Universitas Hasanuddin dan semua pihak yang telah membantu dalam perkuliahan dan penyelesaian disertasi ini.

Makassar, 28 Oktober 2022
Penulis,

Andi Muhammad Ilyas

ABSTRAK

ANDI MUHAMMAD ILYAS, Optimal Power Flow Model of Sulbagsel System Integrated with Renewable Energy Generation (dibimbing oleh **Ansar Suyuti, Indar Chaerah Gunadin, dan Sri Mawar Said**).

Penelitian Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terintegrasi Pembangkit Listrik Tenaga Bayu dilakukan tiga tahap dengan metode yang berbeda. Masing-masing tahap dilakukan pada dua jenis data, yaitu data IEEE dalam buku *Power System Analysis* Hadi Saadat sebagai validasi metode yang digunakan dan data sistem Sulbagsel sebagai studi kasus. Pertama aliran daya optimal *real data*, kedua indeks stabilitas *real data*, dan ketiga penyusunan model solusi aliran daya. Hasil validasi metode *Modified Improved Particle Swarm Optimization* (MIPSO) dengan data IEEE menunjukkan bahwa rugi daya sebesar 12,80 MW/jam lebih kecil jika dibandingkan dengan *existing system* yaitu 15,53 MW/jam. Sedangkan biaya pembangkitan yaitu 15.446,70 \$/jam lebih kecil dibandingkan dengan *existing system* yaitu 16.767,73 \$/jam. Hasil simulasi OPF memperlihatkan bahwa daya pembangkitan rata-rata sebesar 505,69 MW, dengan rugi daya rata-rata sebesar 14,96 MW per jam. Biaya pembangkitan rata-rata sebesar Rp. 277.962.847,11 per jam. Biaya pembangkitan tertinggi terjadi pada pukul 7.00 PM (malam) yaitu sebesar Rp. 367.173.665,50. Biaya pembangkitan terendah terjadi pada pukul 4.00 subuh yaitu Rp. 211.481.977,46. Hasil simulasi metode NVSI digunakan pada data IEEE 30 bus menunjukkan bahwa indeks stabilitas kurang dari satu atau di bawah standar kriteria indeks stabilitas tegangan. Hasil simulasi *real data* indeks stabilitas sistem Sulbagsel < 1 atau berada pada standar kriteria indeks stabilitas tegangan. Ini menunjukkan bahwa sistem Sulbagsel dalam keadaan stabil. Hasil simulasi data IEEE menggunakan PSO dengan *update velocity inertia weight algorithm* (IWA) konvergen iterasi ke-21, *update velocity constriction factor algorithm* (CFA) konvergen iterasi ke-15, sedangkan *update velocity hybrid inertia weight algorithm and constriction factor algorithm* (PSOHIC) konvergen lebih cepat iterasi ke-7. Rugi daya PSOHIC 12,800 MW lebih rendah dari sistem eksisting yaitu 15,530 atau turun 0,1758%. Biaya pembangkitan PSOHIC 15.446,700 \$/jam lebih kecil dari sistem eksisting 16.767,730 \$/jam atau terjadi penurunan 0,0788%. Hasil simulasi data sistem Sulbagsel terintegrasi dengan PLTB menunjukkan bahwa PSOHIC konvergen lebih cepat yaitu pada iterasi ke-9 dibandingkan dengan IWA iterasi ke-29 dan CFA iterasi ke-20. Rugi daya menggunakan PSOHIC 16,08 WM/jam lebih rendah dari sistem eksisting 18,49 WM/jam, atau rugi daya mengalami penurunan 0,132%. Biaya pembangkitan dengan menggunakan PSOHIC sebesar Rp. 282.664.632,62/jam, lebih rendah jika dibandingkan dengan *existing system* yaitu Rp. 296.292.840,00/jam, atau biaya pembangkitan mengalami penurunan sebesar 0,045%.

Kata kunci: *Artificial Intelligence*, Aliran Daya Optimal, Stabilitas.

ABSTRACT

ANDI MUHAMMAD ILYAS, Optimal Power Flow Model of Sulbagsel System Integrated with Renewable Energy Generation (supervised by: **Ansar Suyuti, Indar Chaerah Gunadin, and Sri Mawar Said**).

The research on the Optimal Power Flow Model for the Integrated Sulbagsel System for Wind Power Plants was carried out in three stages with different methods. Each stage is carried out on two types of data, namely IEEE data in Hadi Saadat's Power System Analysis book as a validation of the method used and South Sulawesi system data as a case study. The first is the optimal real data power flow, the second is the real data stability index, and the third is the preparation of a power flow solution model. The results of the validation of the Modified Improved Particle Swarm Optimization (MIPSO) method with IEEE data show that the power loss of 12.80 MW/hour is smaller than the existing system of 15.53 MW/hour. While the cost of generating 15,446.70 \$/hour is smaller than the existing system, which is 16,767.73 \$/hour. OPF simulation results show that the average power generation is 505.69 MW, with an average power loss of 14.96 MW per hour. The average generation cost is Rp. 277,962,847.11 per hour. The highest generation cost occurs at 7.00 PM (night) which is Rp. 367,173,665.50. The lowest generation cost occurred at 4:00 in the morning, namely Rp. 211,481,977.46. The simulation results of the NVSI method used on the IEEE 30 bus data show that the stability index is less than one or below the standard voltage stability index criteria. The simulation results for the real data of the Sulbagsel system stability index < 1 or within the standard stress stability index criteria. This indicates that the Sulbagsel system is in a stable state. The results of the IEEE data simulation using PSO with the 21st iteration convergent velocity inertia weight algorithm (IWA) update, 15th iteration convergent velocity constriction factor algorithm (CFA) update, while the convergent velocity hybrid inertia weight algorithm and constriction factor algorithm (PSOHIC) update faster 7th iteration. PSOHIC's power loss of 12,800 MW is lower than the existing system of 15,530 or a decrease of 0.1758%. PSOHIC generation cost 15,446,700 \$/hour is less than the existing system 16,767,730 \$/hour or a decrease of 0.0788%. The simulation results of the Sulbagsel system data integrated with PLTB show that PSOHIC converges faster at the 9th iteration compared to the 29th iteration of IWA and 20th iteration of CFA. Power loss using PSOHIC 16.08 WM/hour is lower than the existing system of 18.49 WM/hour, or power loss has decreased by 0.132%. The cost of generating using PSOHIC is Rp. 282,664,632.62/hour, lower than the existing system, which is Rp. 296,292,840.00/hour, or the cost of generation decreased by 0.045%.

Keywords: Artificial Intelligence, Optimal Power Flow, Stability.

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	
HALAMAN PENGANTAR	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN	iii
PRAKATA	iv
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR LAMPIRAN	vii
DAFTAR SINGKATAN	vii
BAB I PENDAHULUAN	1
A. Latar Belakang	1
B. Rumusan Masalah	4
C. Tujuan Penelitian	4
D. Batasan Masalah	5
E. Manfaat Penelitian	5
F. Sistematika Penulisan	6
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	8
A. Sistem Tenaga Listrik	8
1. Sistem interkoneksi	10

2. Pembangkit	12
3. Karakteristik beban listrik	13
4. Sistem <i>institute of electrical and electronics engineers</i> ...	13
5. Sistem kelistrikan Sulbagsel	15
B. Studi Aliran Daya	17
1. Persamaan aliran daya	18
a. Metode Gauss Seidel.....	18
b. Metode Newton Raphson.....	18
c. Fast Decouple power flow solution.....	20
d. Sistem perhitungan per unit	24
2. Jenis bus dalam sistem.....	25
3. Aliran daya optimal.....	27
4. Daya saluran transmisi.....	27
5. Biaya optimal pembangkitan	30
a. <i>Equality constraints</i>	31
b. <i>Inequality constraints</i>	31
6. Biaya operasional pembangkit termal	32
a. Biaya pembangkit mempertimbangkan rugi transmisi	34
b. Penjadwalan pembangkit	36
C. Kestabilan	39
1. Gangguan pada kestabilan sistem	40
a. Gangguan skala besar.....	40
b. Gangguan skala kecil.....	40

2. Klasifikasi kestabilan	41
a. Kestabilan tegangan	42
b. Gangguan kestabilan tegangan jangka pendek	43
c. Gangguan kestabilan tegangan jangka panjang	44
d. Kestabilan frekuensi.....	44
e. Kestabilan transien	45
3. Faktor-faktor yang mempengaruhi kestabilan	49
a. Motor starting.....	49
b. Penambahan beban.....	49
c. Pelepasan beban	50
d. Hubung singkat.....	50
4. Model analisis stabilitas	50
a. <i>L-Indeks (L)</i>	50
b. <i>Line stability index (Lmn)</i>	51
c. <i>Fast voltage stability index (FVSI)</i>	53
d. <i>Line stability factor (LQP)</i>	53
e. <i>Line voltage stability index (LVSI)</i>	54
f. <i>Voltage collapse point indicator (VCPI)</i>	55
D. Potensi Tenaga Angin.....	55
1. Bauran energi terbarukan di Indonesia	56
2. Potensi tenaga angin Sulawesi Selatan	57
3. Pembangkit listrik tenaga bayu Sidrap	58
4. Pembangkit listrik tenaga bayu Tolo	58

5. Distribusi wiebull pembangkit listrik tenaga angin.....	59
6. Prinsip kerja pembangkit listrik tenaga angin.....	60
7. Fungsi biaya pembangkit listrik tenaga angin	61
E. Kecerdasan Buatan.....	63
1. <i>Particle swarm optimization</i>	64
2. <i>Improved particle swarm optimization (Inertia Weight) ...</i>	66
3. <i>Improved particle swarm optimization (Constriction</i> <i>Factor)</i>	68
G. Penelitian Terkait	70
BAB III METODE PENELITIAN	88
A. Metode Penelitian	88
1. <i>Modified improved particle swarm optimization (MIPSO)</i>	88
2. Formulasi indeks stabilitas	89
3. PSOHIC	90
a. Rumus IPSO <i>improved inertia weight agorithm</i>	91
b. Rumus MIPSO <i>improved constriction factor</i> <i>algorithm</i>	91
c. Rumus PSOHIC.....	91
B. Waktu dan Lokasi Penelitian	91
C. Parameter Penelitian.....	92
D. <i>Flowchart</i> Penelitian	92
E. Data yang Digunakan.....	93
F. <i>Roadmap</i> Penelitian	93

G. Kebaruan Penelitian yang Diusulkan	94
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	95
A. Solusi aliran daya	95
1. Data dan pembahasan sistem IEEE sebagai validasi metode.....	95
a. Hasil simulasi data IEEE	101
b. Validasi metode MIPSO menggunakan data IEEE...	101
2. Data dan pembahasan sistem Sulbagsel	102
a. Hasil simulasi sistem Sulbagsel tanpa PLTB	107
b. Simulasi sistem Sulbagsel terintegrasi PLTB	108
B. Indeks stabilitas sistem	139
1. Hasil stabilitas indeks menggunakan data IEEE	140
2. Indeks stabilitas sistem Sulbagsel terintegrasi PLTB.....	141
C. Model aliran daya PSOHIC	142
1. Hasil simulasi data IEEE 26 bus.....	142
2. Hasil simulasi Sulbagsel integrasi dengan PLTB.....	146
D. Indeks stabilitas sistem Sulbagsel 76 bus	148
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	149
A. Kesimpulan	149
B. Saran	152
DAFTAR PUSTAKA.....	153
LAMPIRAN-LAMPIRAN.....	158

DAFTAR TABEL

		Halaman
Tabel	1	Parameter distribusi Weibull 60
Tabel	2	<i>State of the art</i> penelitian 75
Tabel	3	Perbandingan penelitian aliran daya optimal 86
Tabel	4	Data sistem <i>regulated</i> bus 95
Tabel	5	Data transformator..... 96
Tabel	6	Data <i>injeksi shunt</i> (Q 96
Tabel	7	Data batas daya pembangkitan sistem IEEE 26 bus 97
Tabel	8	Data bus sistem IEEE 26 bus 97
Tabel	9	Data <i>line sistem</i> IEEE 26 bus 99
Tabel	10	Perbandingan simulasi data IEEE 101
Tabel	11	Data bus sistem 150 kV Sulbagsel beban puncak siang 103
Tabel	12	<i>Line data</i> sistem Sulbagsel 104
Tabel	13	Batas daya pembangkitan sistem Sulbagsel 105
Tabel	14	Batas daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap 106
Tabel	15	Fungsi biaya pembangkitan sistem Sulbagsel 106
Tabel	16	Fungsi biaya pembangkit tenaga angin 106
Tabel	17	Hasil simulasi aliran daya optimal sistem Sulbagsel tanpa PLTB 107
Tabel	18	Daya pembangkitan per jam PLTB Tolo dan PLTB Sidrap 108
Tabel	19	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 1.00 a.m 111
Tabel	20	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 2.00 a.m 112

Tabel	21	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 3.00 a.m ...	113
Tabel	22	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 4.00 a.m	114
Tabel	23	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolodan Sidrap pukul 5.00 a.m	115
Tabel	24	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 6.00 a.m ...	116
Tabel	25	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 7.00 a.m	117
Tabel	26	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 8.00 a.m	118
Tabel	27	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 9.00 a.m	119
Tabel	28	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 10.00 a.m ..	120
Tabel	29	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 11.00 a.m ...	121
Tabel	30	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidra pukul 12.00 a.m ...	122
Tabel	31	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 1.00 p.m.....	123
Tabel	32	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 2.00 p.m.....	124
Tabel	33	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 3.00 p.m.....	125
Tabel	34	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 4.00 p.m.....	126
Tabel	35	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 5.00 p.m.....	127
Tabel	36	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 6.00 p.m.....	128
Tabel	37	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya	

		pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 7.00 p.m.....	129
Tabel	38	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 8.00 p.m.....	130
Tabel	39	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 9.00 p.m.....	131
Tabel	40	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 10.00 p.m ...	132
Tabel	41	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 11.00 p.m ...	133
Tabel	42	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 12.00 p.m ...	134
Tabel	43	Hasil simulasi sistem Sulbagsel diinjeksi daya pembangkitan PLTB Tolo dan Sidrap pukul 10.00 p.m skenario 1 tidak pengoperasi PLTD Suppa	135
Tabel	44	Hasil simulasi sistem Sulbagsel Injeksi daya pembangkitan PLTB <i>real data</i> pukul 10.00 p.m. skenario 2 tidak mengoperasikan PLTD Suppa dan Tello	136
Tabel	45.	Rekapitulasi hasil simulasi daya pembangkitan generator sistem 150 kV Sulbagsel	137
Tabel	46.	Rekapitulasi hasil simulasi aliran daya sistem 150 kV Sulbagsel	138
Tabel	47	Perbandingan aliran daya optimal data IEEE 26 bus	145
Tabel	48	Perbandingan aliran daya sistem Sulbagsel terintegrasi PLTB	147

DAFTAR GAMBAR

		Halaman
Gambar	1 Diagram garis sistem tenaga listrik	8
Gambar	2 Diagram satu garis sistem pembangkitan	9
Gambar	3 Diagram satu garis sistem interkoneksi	11
Gambar	4 Kumparan stator generator sinkron	12
Gambar	5 <i>Single line</i> sistem IEEE 26 bus	14
Gambar	6 Sistem kelistrikan sulawesi	15
Gambar	7 <i>Single line diagram</i> kelistrikan sistem Sulbagsel	16
Gambar	9. <i>Single line</i> diagram sistem 3 bus	28
Gambar	10 Kurva <i>heat-rate</i>	33
Gambar	11 Kurva <i>fuel-cost</i>	33
Gambar	12 Kurva <i>incremental fuel-cost</i>	33
Gambar	13 Klasifikasi kestabilan sistem tenaga (Praba Kundur)	42
Gambar	14 Kurva sudut daya karakteristik respon generator saat gangguan	48
Gambar	15 Diagram satu garis saluran transmisi	52
Gambar	16 Turbin angin	56
Gambar	17 Peta potensi tenaga angin Sulawesi Selatan	58
Gambar	18 <i>Single line diagram</i> PLTB Jeneponto	59
Gambar	19 Karakteristik <i>input-output</i> pembangkit tenaga angin	63
Gambar	21 on-line diagram of a two-bus power sistem model	90
Gambar	23 <i>Flowchart</i> penelitian	93
Gambar	24 <i>Roadmap</i> penelitian	94

Gambar 25	<i>Flowchart</i> penelitian solusi aliran daya <i>real data</i>	110
Gambar 26	<i>Flowchart</i> indeks stabilitas	140
Gambar 27	Grafik indeks FVSI data IEEE 30 bus	141
Gambar 28	Grafik indeks stabilitas sistem Sulbagsel integrasi PLTB	141
Gambar 29	Grafik konvergensi standar PSO	143
Gambar 30	Grafik konvergensi algoritma IWA	143
Gambar 31	Grafik konvergensi algoritma CFA	143
Gambar 32	Grafik konvergensi algoritma PSOHIC	144
Gambar 33	Perbandingan hasil simulasi data IEEE <i>update velocity</i> PSO standard, IWA, CFA, dan PSOHIC	144
Gambar 34	Perbandingan hasil simulasi data Sulbagsel <i>update velocity</i> PSO standard, IWA, CFA, dan PSOHIC	146

BAB I

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Meningkatnya permintaan akan penggunaan listrik telah mendorong manusia untuk mengidentifikasi dan mengeksploitasi sumber energi primer baru. Permintaan energi listrik secara nasional mengalami peningkatan, tercatat pada Januari 2022 sebesar 22,45 Gigawat hour (GWh), meningkat 1 persen dari periode yang sama tahun lalu 22,23 GWh. Ada beberapa faktor yang mempengaruhi penerapan energi baru dan terbarukan seperti perubahan iklim, peraturan, atau tren konsumsi listrik yang menunjukkan bahwa energi terbarukan sebagai solusi terbaik.

Dalam jangka pendek, energi angin tampaknya merupakan pilihan yang paling memadai untuk menjawab tantangan saat ini. Namun demikian, energi angin tidak memiliki ketersediaan yang konstan. Solusi dan teknologi yang dikembangkan menawarkan kesempatan untuk mengoptimalkan dan meningkatkan penggunaan energi angin yaitu penggunaan tenaga angin yang optimal dan aman. Konversi energi, integrasi ke dalam sistem tenaga, kualitas daya, atau solusi manajemen energi angin sebagai upaya untuk meningkatkan keberhasilan penggunaan energi bersih dalam jangka pendek dan panjang.

Perkembangan teknologi dan pertumbuhan berbagai jenis industri sangat berpengaruh terhadap konsumsi listrik. Selain itu, pertumbuhan

jumlah penduduk berbanding lurus pula dengan permintaan energi listrik. Dengan demikian, listrik dapat dikatakan sebagai salah satu kebutuhan utama dalam menunjang pemenuhan hidup manusia. Pemilihan energi listrik dalam teknologi dan industri bukan tanpa alasan, melainkan listrik merupakan energi sekunder yang sumber energi primernya dari berbagai jenis energi lainnya. Alasan berikutnya adalah listrik merupakan jenis energi yang bersih, dan portabel dalam skala kecil.

Dewasa ini, listrik dikendalikan dengan sistem cerdas. Listrik yang baik adalah listrik yang andal, berkualitas, dan stabil. Andal atau *reliability* adalah kemampuan suatu sistem untuk menyalurkan energi atau daya secara terus menerus. Berkualitas atau *quality* adalah kemampuan sistem tenaga listrik menghasilkan besaran-besaran standar yang ditetapkan. Stabil atau *stability* adalah kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk kembali beroperasi secara normal setelah terjadi gangguan (Prabha Kundur, 2004).

Ketiga kriteria di atas tidak cukup untuk menilai bahwa sistem bekerja secara optimal. Setelah kriteria kelistrikan di atas tercapai, maka muncul pemikiran dari para pemerhati kelistrikan tentang biaya yang dikeluarkan dalam pengoperasian sistem. Tahap ini memunculkan ide tentang penambahan parameter baru dalam kriteria listrik yang baik, yaitu biaya pembangkitan atau yang biasa disebut dengan *economic dispatch*. Dalam pertimbangan ekonomis yang dijadikan sebagai parameter adalah biaya operasional sistem dan rugi-rugi daya. *Economic dispatch*

berikutnya adalah penjadwalan pembangkit atau yang biasa disebut dengan *unit commitment* yang menganalisis tentang kemampuan beberapa unit pembangkit secara bersamaan dalam melayani beban.

Sumber energi konvensional (fosil) dikurangi pemanfaatannya dalam pembangkit listrik, hal ini disebabkan oleh semakin kurangnya energi fosil dan pencemaran udara atau polusi akibat emisi yang ditimbulkan. Energi baru dan terbarukan diharapkan dapat menggantikan sumber energi konvensional yang ada. Energi baru dan terbarukan yang ada di Indonesia diantaranya adalah panas bumi, pengembangan panas bumi hingga 2016 baru mencapai 1.643,5 MW atau sebesar 5% dari potensi sekitar 29.544 MW. Energi surya yaitu sekitar 4.8 KWh/m²/hari atau setara dengan 112.000 GWp, namun yang sudah dimanfaatkan baru sekitar 10 MWp. Hal ini berarti bahwa potensi energi matahari yang sudah dimanfaatkan masih kurang dari 1%. Potensi energi angin di Indonesia secara alamiah relatif kecil karena terletak di daerah khatulistiwa. Namun demikian, ada daerah-daerah yang secara geografis merupakan daerah angin karena akibat wilayah *nozzle effect* atau penyempitan antara dua pulau atau daerah lereng gunung antara dua gunung yang berdekatan. Adapun bauran energi pada tahun 2016 yaitu energi terbarukan 7,7%, batu bara 34,6%, minyak bumi 33,8%, dan gas bumi 23,9% (Nasional, 2017).

Dari uraian pada latar belakang di atas tentang peningkatan kebutuhan energi listrik dan pemanfaatan energi angin yang tidak stabil,

maka dipandang perlu untuk meneliti sistem Sulbagsel yang terintegrasi dengan PLTB. Penelitian Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terintegrasi Energi Terbarukan dengan mempertimbangkan stabilitas tegangan, rugi daya, dan biaya pembangkitan setiap saat secara *data real*.

B. Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang tentang identifikasi dan eksploitasi sumber energi primer baru, peningkatan permintaan listrik, dan integrasi sistem energi terbarukan pada sistem kelistrikan Sulbagsel, maka permasalahan yang dibahas pada penelitian Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terintegrasi Energi Terbarukan sebagai berikut:

1. Bagaimana model aliran daya optimal yang menggunakan *data real* sistem kelistrikan Sulbagsel terintegrasi PLTB.
2. Bagaimana indeks kestabilan tegangan *data real* sistem kelistrikan Sulbagsel sebelum dan setelah terintegrasi PLTB.
3. Bagaimana model aliran daya optimal sistem kelistrikan Sulbagsel yang terintegrasi PLTB.

C. Tujuan Penelitian

Berdasarkan permasalahan yang telah diuraikan di atas, maka tujuan penelitian ini adalah:

1. Untuk menentukan model aliran daya optimal yang menggunakan *data real* sistem kelistrikan Sulbagsel terintegrasi PLTB.

2. Untuk menentukan indeks kestabilan tegangan *data real* sistem kelistrikan Sulbagsel sebelum dan setelah terintegrasi PLTB.
3. Untuk menemukan model aliran daya optimal sistem kelistrikan Sulbagsel yang terintegrasi PLTB.

D. Batasan Masalah

Penelitian ini membahas aliran daya, rugi daya, dan biaya pembangkitan setiap saat atau secara *data real*. Agar penelitian lebih terarah, maka permasalahan dibatasi pada aliran daya sistem Sulbagsel 29 bus yang terintegasi dengan Pembangkit Listrik Tenaga Bayu (PLTB) Tolo di Kabupaten Jeneponto dan PLTB Sidrap di Kabupaten Sidenreng Rappang. Untuk validasi metode, maka langkah awal diterapkan pada data IEEE, kemudian diterapkan pada data real sistem Sulbagsel.

E. Manfaat Penelitian

Penelitian yang dilakukan diharapkan dapat bermanfaat untuk:

1. Menurunkan rugi daya pembangkitan sistem Sulbagsel yang terintegrasi dengan PLTB.
2. Menurunkan biaya pembangkitan sistem Sulbagsel yang terintegrasi dengan PLTB.
3. Meningkatkan stabilitas sistem Sulbagsel yang terintegrasi dengan PLTB.
4. Menemukan model aliran daya sistem Sulbagsel yang terintegrasi dengan PLTB.

5. Literatur atau referensi bagi akademisi maupun praktisi listrik tentang aliran daya optimal dan kestabilan sistem.

F. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penulisan hasil penelitian ini sebagai berikut.

BAB I PENDAHULUAN

Bab ini berisi penjelasan tentang latar belakang, rumusan masalah, tujuan, manfaat penelitian, dan sistematika penulisan dari penelitian yang dilakukan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini berisi penjelasan tentang teori yang digunakan dalam penelitian berkaitan dengan aliran daya optimal, stabilitas, dan emisi pembangkit termal yang terintegrasi pembangkit energi terbarukan. Sumber acuan yang digunakan dalam tinjauan pustaka ini adalah buku, jurnal, prosiding, artikel, dan tulisan lainnya yang berhubungan dengan judul atau tema penelitian yang dilakukan. Dalam bab ini juga berisi *state of the art* dan alur pemikiran yang merupakan penjelasan tentang penelitian-penelitian terdahulu serta penjelasan masalah dan target yang dicapai.

BAB III METODE PENELITIAN

Bab ini berisi penjelasan tentang lokasi dan waktu penelitian, metode penelitian, serta langkah-langkah pengerjaan penelitian

yang dilakukan dalam bentuk *flow chart* dan tahapan penelitian dalam *road map*.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Bab ini berisi penjelasan tentang data yang digunakan, hasil, dan pembahasan.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

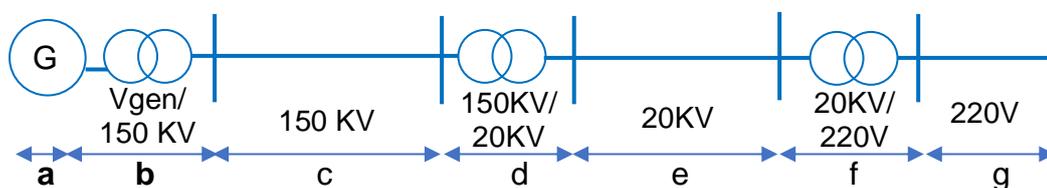
Bab ini berisi penjelasan tentang kesimpulan dan saran dari penelitian yang telah dilakukan.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

A. Sistem Tenaga Listrik

Energi listrik disalurkan menggunakan berbagai jenis komponen peralatan yang saling terhubung antara satu dengan yang lainnya dalam suatu sistem. Sistem tenaga listrik secara umum terbagi atas empat bagian dimulai dari proses pembangkitan pada generator kemudian listrik dialirkan melalui saluran transmisi, saluran distribusi, dan selanjutnya berakhir pada beban. Gambar diagram garis sistem tenaga listrik sebagai berikut.



Sumber : Djiteng Marsudi

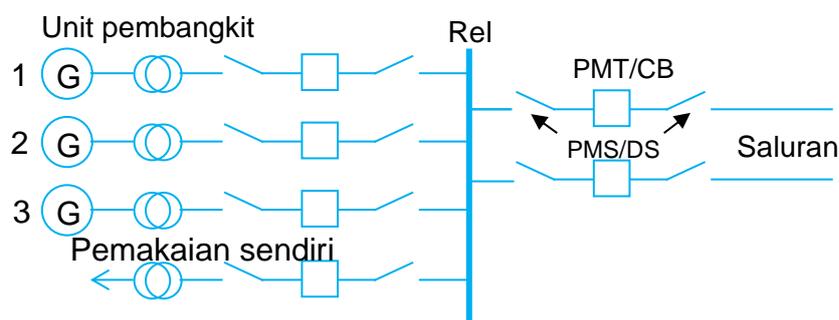
Gambar 1. Diagram garis sistem tenaga listrik.

Keterangan gambar:

- | | |
|---------------------------|---------------------------|
| a. Generator | e. Sistem distribusi |
| b. Trafo <i>step up</i> | f. Trafo <i>step down</i> |
| c. Sistem transmisi | g. Beban |
| d. Trafo <i>step down</i> | |

Sistem pembangkit listrik secara umum dapat dibagi dua, yaitu sistem energi primer dan konversi. Sistem energi primer dari pembangkit listrik yaitu konstruksi yang dibangun sedemikian rupa untuk

menggerakkan generator. Pada sistem konversi energi terdapat generator yang terhubung dengan penggerak mula atau energi primer sehingga menghasilkan daya listrik. Energi listrik yang dihasilkan generator dinaikkan tegangannya menggunakan trafo *step up*. Daya dari trafo dihubungkan dengan pengaman atau pemutus daya otomatis (*circuit breaker*). Pemutus daya yang digunakan adalah saklar tegangan tinggi yang mampu memutus arus gangguan. Sebelum dan setelah saklar pengaman harus dipasang saklar pemisah (*disconnecting switch*), yaitu saklar yang hanya boleh dioperasikan pada saat tidak ada arus yang melaluinya. Saklar pemisah ini bertujuan sebagai pengaman operator pada saat perbaikan atau penggantian saklar pemutus daya (*circuit breaker*). Daya yang dihasilkan oleh seluruh generator yang telah dinaikkan tegangannya setelah melalui saklar pemutus daya (CB) dan saklar pemisah dihubungkan ke rel (*busbar*) (Djiteng Marsudi). Instalasi sistem pembangkitan dapat digambarkan sebagai berikut.



Sumber : Djiteng Marsudi

Gambar 2. Diagram satu garis sistem pembangkitan

Keterangan :

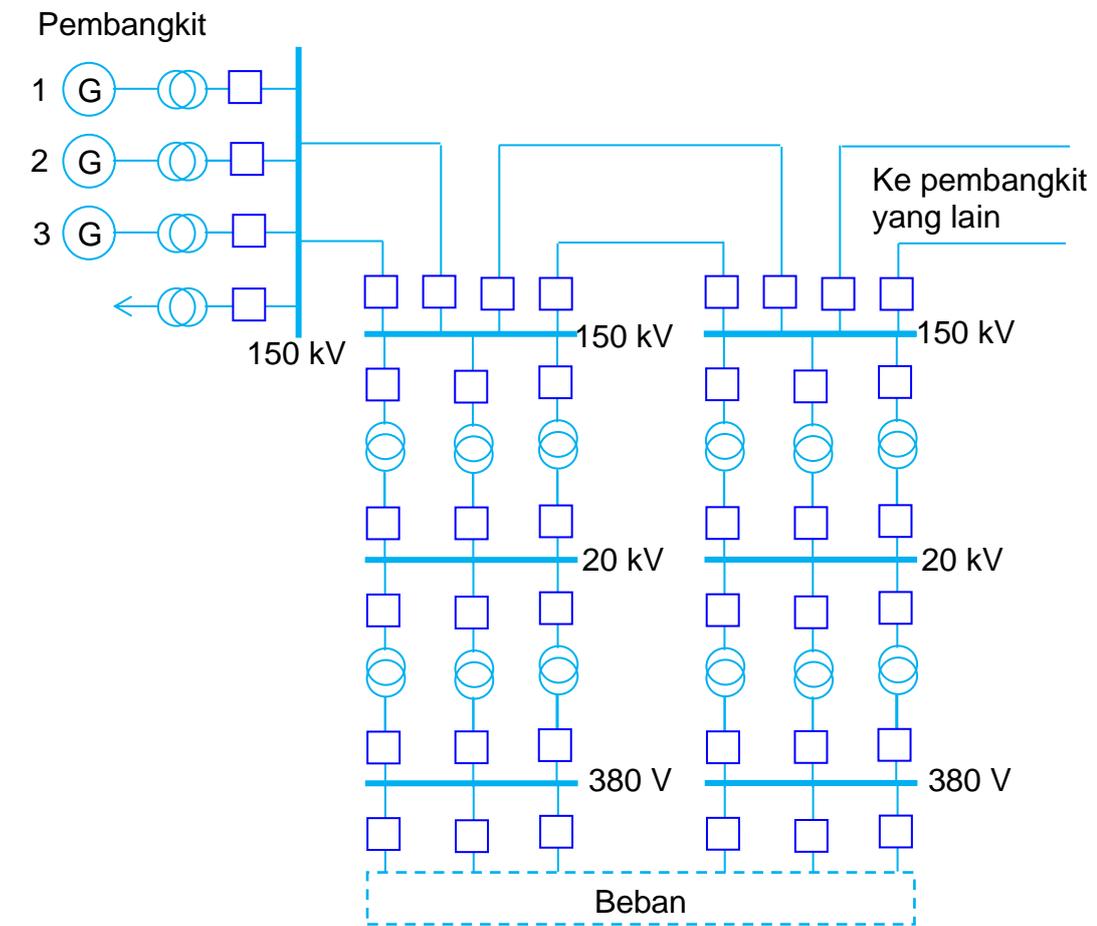
PMT/CB = Pemutus daya (*circuit breaker*)

PMS/DS = Saklar pemisah (*disconnection switch*)

Energi listrik yang dibangkitkan pada sistem pembangkitan selanjutnya disalurkan ke sistem transmisi. Pada gardu induk, tegangan dinaikkan menggunakan trafo *step up* untuk ditransmisikan. Energi listrik tegangan tinggi ditransmisikan pada tower menggunakan saluran isolasi udara. Pada ujung sistem transmisi terdapat gardu distribusi untuk menurunkan tegangan yang selanjutnya diteruskan ke konsumen.

1. Sistem interkoneksi

Sistem tenaga listrik yang berskala besar kebanyakan bekerja dalam sistem interkoneksi. Dalam sistem interkoneksi ada berbagai sistem, diantaranya sistem pembangkitan, sistem transmisi, sistem distribusi, dan beban. Pada sistem interkoneksi terdapat beberapa pembangkit atau generator dan banyak pusat beban dengan kebutuhan yang bervariasi. Dari sistem pembangkitan dihubungkan ke gardu induk sistem transmisi yang terhubung satu sama lain. Pada ujung sistem transmisi terpasang gardu distribusi yang melayani konsumen. Untuk lebih jelasnya tentang sistem interkoneksi dapat dilihat pada gambar berikut.



Sumber : Djiteng Marsudi

Gambar 3. Diagram satu garis sistem interkoneksi.

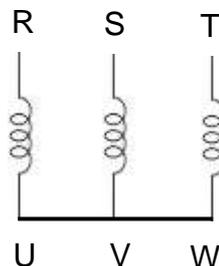
Gambar di atas (Djiteng Marsudi) memperlihatkan sistem interkoneksi, mulai dari pembangkit, transmisi, distribusi, sampai beban. Operasi sistem pembangkitan yang terinterkoneksi saling mempengaruhi, sehingga perlu koordinasi operasi. Koordinasi yang dilakukan pada sistem yang terintegrasi diantaranya.

- a. Pembagian beban yang ekonomis,
- b. Pengaturan frekuensi,
- c. Pengaturan tegangan,

Sistem distribusi dimulai dari gardu distribusi yang terdapat trafo distribusi. Pada gardu distribusi ini tegangan diturunkan menggunakan trafo *step down*. Trafo *step down* ini kebalikan dari trafo *step up* yaitu tegangan primer lebih besar dari pada tegangan sekunder. Tegangan keluaran pada trafo ini disesuaikan dengan kebutuhan konsumen.

2. Pembangkit

Pada umumnya generator yang digunakan pada sistem pembangkitan tegangan tinggi adalah generator sinkron tiga fasa. Pada ujung kumparan stator dari generator sinkron dihubungkan dengan jepitan generator sehingga ada enam jepitan seperti gambar berikut.



Sumber : Djiteng Marsudi

Gambar 4. Kumparan stator generator sinkron.

Kode pada ujung kumparan umumnya diberi kode RTS dan UVW. Ujung kumparan R dan U merupakan ujung kumparan pertama, S, dan V kumparan kedua, sedangkan T dan W adalah kumparan ketiga. Generator sinkron kebanyakan dihubungkan Y, maka ujung kumparan UVW dihubungkan menjadi satu sebagai titik netral. Tegangan generator sistem konvensional adalah 23 kV. Generator dengan daya di atas 10 MVA

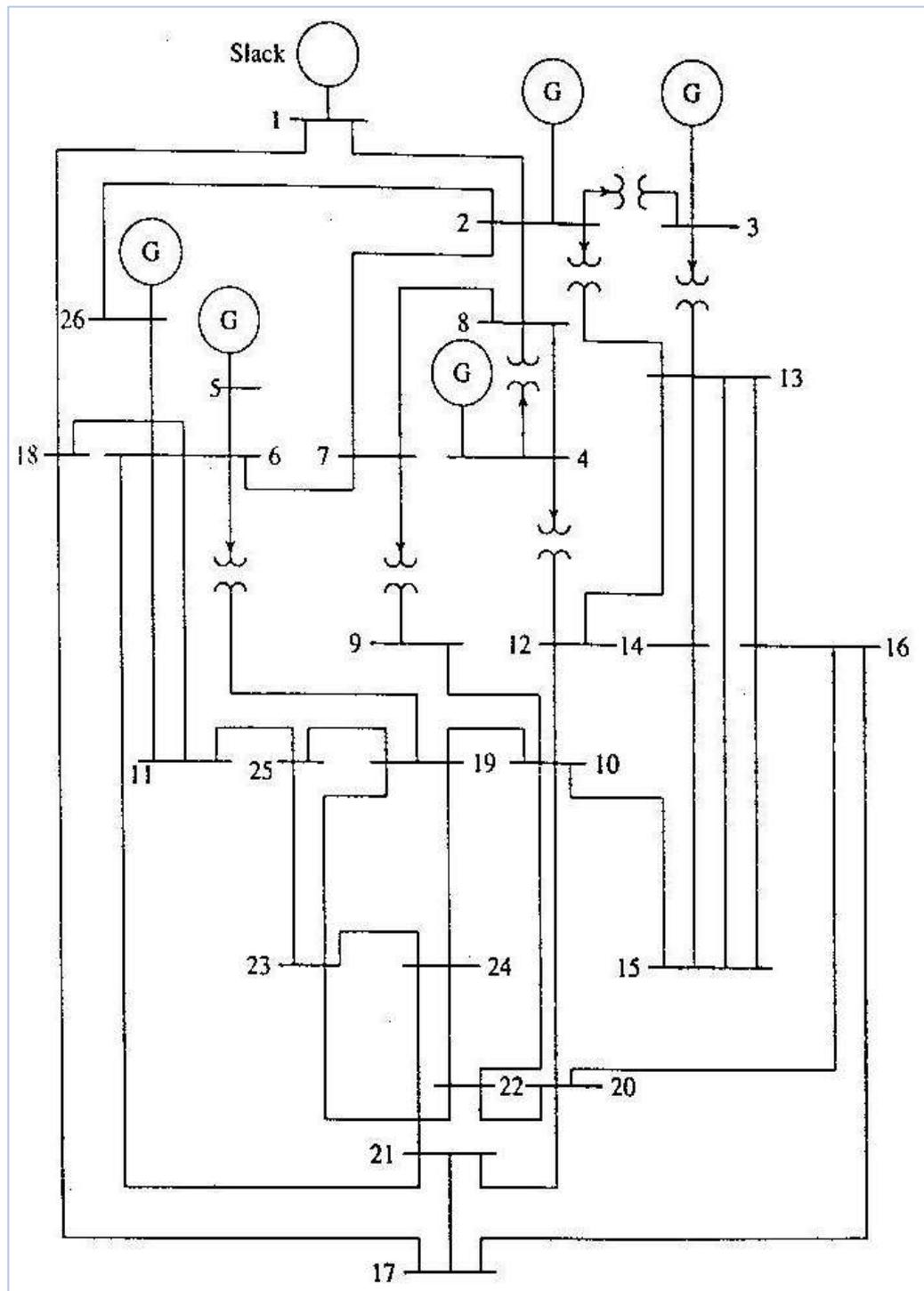
umumnya memiliki trafo *step up* hubung Δ -Y yang merupakan bagian dari generator itu sendiri (Djiteng Marsudi).

3. Karakteristik beban listrik

Daya listrik mempunyai karakter khusus yang berbeda dengan hasil produksi lainnya. Hasil produksi atau daya yang dihasilkan oleh pembangkit listrik harus sama atau mendekati kebutuhan atau besar daya beban yang dilayani. Pengendalian antara daya pembangkitan dengan kebutuhan daya pada beban listrik menjadi hal penting untuk dilakukan dengan pertimbangan bahwa energi listrik tidak dapat disimpan dalam skala besar, sehingga daya yang dibangkitkan disesuaikan dengan kebutuhan. Ketidaksesuaian antara daya pembangkitan dengan daya pada sisi beban dapat mengakibatkan ketidakstabilan sistem. Kombinasi dari berbagai jenis pembangkit dalam (Syafaruddin & Zinger, 2020) memungkinkan dilakukan dalam upaya menemukan kinerja, ukuran, dan konfigurasi yang optimal untuk target biaya operasional minimum, efisiensi, dan keandalan maksimum.

4. Sistem *intitute of electrical and electronics engineers*

Gambar sistem 26 bus berikut adalah bagian dari jaringan layanan *American Electric Power Service Corporation* yang tersedia untuk digunakan industri kelistrikan sebagai uji standar untuk mengevaluasi berbagai metode analisis dan program komputer untuk solusi masalah dalam sistem tenaga (Saadat, 1999).

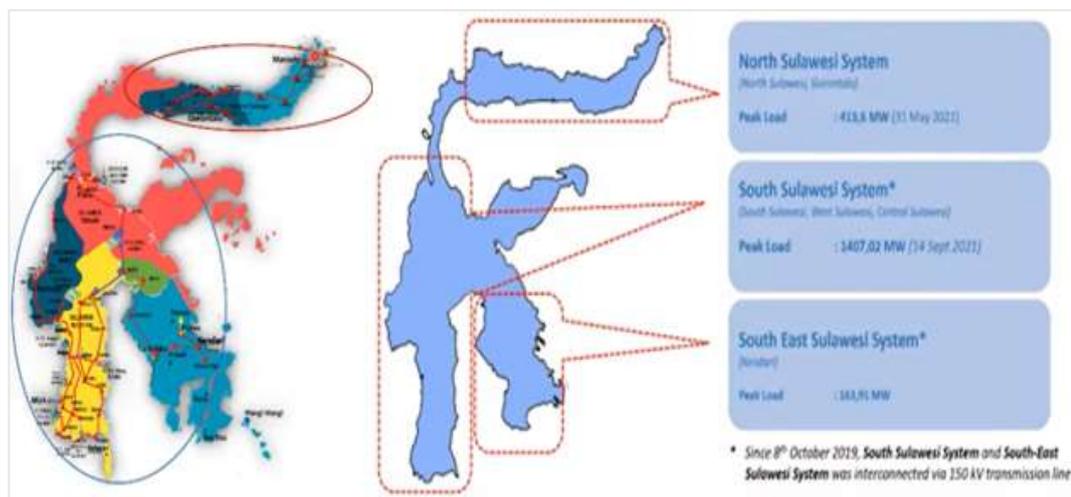


Sumber: *Power System Analysis*, Hadi Saadat

Gambar 5. *Single line* sistem IEEE 26 bus.

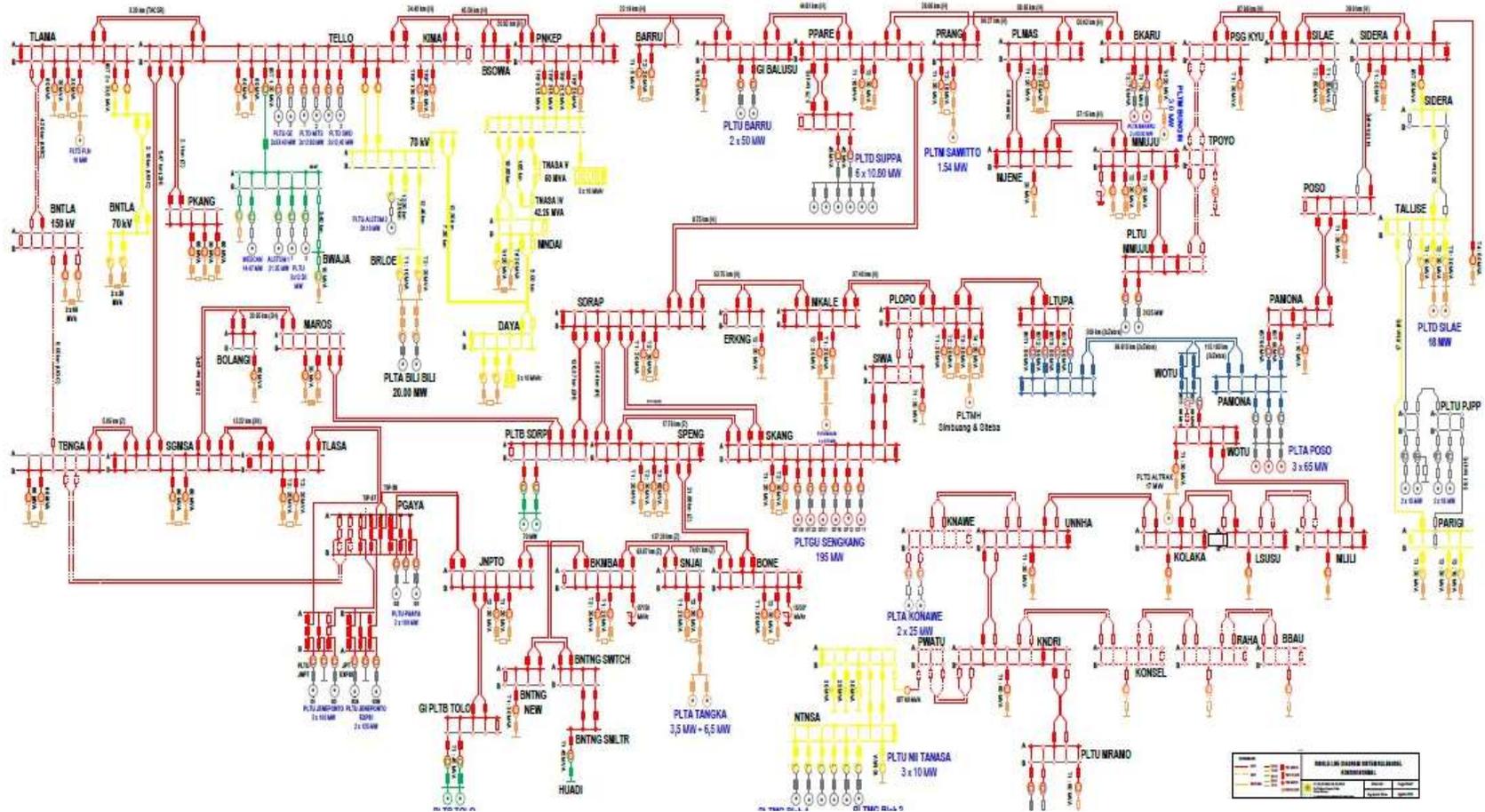
5. Sistem kelistrikan Sulbagsel

Sistem kelistrikan Pulau Sulawesi Bagian Selatan yang terinterkoneksi yaitu Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, dan Sulawesi Tenggara. Sistem Sulbagsel beroperasi pada tegangan 30 kV, 70 kV 150 kV, dan 275 kV (Yulianti, 2021). Ada dua buah pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) yaitu PLTB Sidrap di Kabupaten Sidenreng Rappang dan PLTB Tolo di Kabupaten Jeneponto. Kapasitas pembangkit PLTB Sidrap bersesar 75 MW dan PLTB Tolo sebesar 60 MW, kedua PLTB tersebut beroperasi pada tegangan 150 KV. Untuk lebih jelasnya tentang sistem kelistrikan Sulbagsel dapat dilihat pada gambar peta topografi dan *single line* diagram berikut.



Sumber: IATKI Engineering Lecture 2/10/2021

Gambar 6. Sistem Kelistrikan Sulawesi



Sumber : PT PLN (Persero) UIKL Sulawesi (Maret 2021)

Gambar 7. Single line diagram kelistrikan sistem Sulbagesel.

B. Studi Aliran Daya

Aliran daya merupakan studi yang penting dalam sistem tenaga listrik. Studi aliran daya menjelaskan tentang kinerja sistem dan aliran daya, baik daya nyata maupun reaktif untuk keadaan tertentu ketika sistem bekerja dalam keadaan tunak (*steady state*). Studi aliran daya juga menjelaskan tentang beban saluran transmisi pada sistem, tegangan pada setiap lokasi untuk evaluasi regulasi kinerja sistem tenaga yang bertujuan untuk menentukan besarnya daya nyata, daya reaktif di berbagai sistem daya yang dalam keadaan berlangsung atau diharapkan untuk beroperasi secara normal. Selain itu, studi aliran daya sangat diperlukan dalam perencanaan serta pengembangan sistem pada masa-masa yang akan datang. Peningkatan permintaan tenaga listrik harus diimbangi dengan perbaikan keandalan sistem tenaga, dalam hal ini adalah ketersediaan daya. Daya tersedia dalam sistem tenaga listrik haruslah cukup untuk melayani kebutuhan beban sistem tersebut. Untuk melayani peningkatan permintaan tenaga listrik tersebut, PLN merencanakan pembangunan pembangkit listrik. Keandalan pembangkit dalam melayani kebutuhan pelanggan tenaga listrik dinyatakan dengan indeks LOLP (*loss of load probability*) atau dapat disebut sebagai probabilitas kehilangan beban (Gunadin *et al.*, 2020).

1. Persamaan aliran daya

Analisis aliran daya merupakan teknik yang paling umum digunakan untuk penyelesaian iteratif dalam persamaan aljabar nonlinier

adalah metode Gauss-Seidel, Newton-Raphson, dan Quasi-Newton. Metode Gauss-Seidel dan Newton-Raphson dibahas untuk persamaan satu dimensi kemudian diperluas ke persamaan n -dimensi.

a. Metode Gauss Seidel

Metode Gaus Seidel (Hadi Saadat) dilakukan dengan persamaan-persamaan berikut. Untuk mengilustrasikan teknik ini, perhatikan penyelesaian persamaan nonlinier berikut.

$$f(x) = 0 \quad (1)$$

Fungsi di atas dirumuskan ulang dan ditulis sebagai

$$x = g(x) \quad (2)$$

Jika $x^{(k)}$ adalah taksiran awal dari variabel x , maka dapat terbentuk barisan iteratif berikut.

$$x^{(k+1)} = g(x^{(k)}) \quad (3)$$

Sebuah penyelesaian dapat diperoleh ketika perbedaan antara nilai absolut dari iterasi berturut-turut kurang dari akurasi yang ditentukan, i.e.,

$$|x^{(k+1)} - x^k| \leq \epsilon \quad (4)$$

Dimana ϵ merupakan akurasi yang diinginkan.

b. Metode Newton Raphson

Metode yang paling sering digunakan untuk menyelesaikan persamaan aljabar nonlinier simultan adalah Metode Newton-Raphson (Hadi Saadat). Metode newton adalah prosedur aproksimasi berurutan yang berdasarkan pada perkiraan awal yang tidak diketahui, serta

penggunaan ekspansi deret Taylor. Perhatikan penyelesaian persamaan satu dimensi berikut.

$$f(x) = c \quad (5)$$

Jika $x^{(0)}$ merupakan perkiraan awal dari penyelesaian tersebut, dan $\Delta x^{(0)}$ sebagai selisih kecil dari penyelesaian yang tepat, maka

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)}) = c \quad (6)$$

jika sisi kiri dalam deret Taylor di atas dijabarkan secara luas maka $x^{(0)}$ menghasilkan

$$f(x^{(0)}) + \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!} \left(\frac{d^2f}{dx^2}\right)^{(0)} (\Delta x^{(0)})^2 + \dots = c \quad (7)$$

dengan perkiraan kesalahan $\Delta x^{(0)}$ yang sangat kecil, maka suku orde yang lebih tinggi dapat diabaikan dan menghasilkan

$$\Delta c^{(0)} \simeq \left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)} \Delta x^{(0)} \quad (8)$$

dimana

$$\Delta c^{(0)} = c - f(x^{(0)})$$

Penambahan $\Delta x^{(0)}$ pada perkiraan awal dapat menghasilkan perkiraan kedua yaitu

$$x^1 = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(0)}} \quad (9)$$

Penggunaan cara di atas secara berturut-turut dapat menghasilkan algoritma Newton-Raphson sebagai berikut.

$$\Delta c^{(k)} = c - f(x^{(k)}) \quad (10)$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}} \quad (11)$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \quad (12)$$

$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}$ (14) dapat dirumuskan ulang sebagai berikut.

$$\Delta c^{(k)} = j^{(k)} \Delta x^{(k)} \quad (13)$$

dimana:

$$j^{(k)} = \left(\frac{df}{dx}\right)^{(k)}$$

Hubungan pada $\Delta c^{(k)} = j^{(k)} \Delta x^{(k)}$ menunjukkan bahwa persamaan nonlinier $f(x) - c = 0$ mendekati garis singgung pada kurva $x^{(k)}$. Oleh karena itu, persamaan linier dapat diperoleh dari perubahan kecil dalam variabel tersebut. Titik pertemuan garis singgung dengan sumbu x menghasilkan $x^{(k+1)}$.

c. Fast decouple power flow solution

Saluran transmisi sistem tenaga memiliki rasio X/R yang sangat tinggi. Untuk sistem seperti itu, perubahan daya nyata ΔP kurang sensitif terhadap perubahan besaran tegangan dan paling sensitif terhadap perubahan sudut fasa $\Delta \delta$. Demikian pula, daya reaktif kurang sensitif terhadap perubahan sudut dan lebih bergantung pada perubahan besaran tegangan. Oleh karena itu, wajar untuk mengatur elemen J_2 dan J_3 dari matriks Jacobian ke nol (Saadat, 1999). Untuk lebih jelasnya tentang persamaan-persamaan *fast decouple* dapat dilihat sebagai berikut.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (14)$$

atau

$$\Delta P = J_1 \Delta \delta = \left[\frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \Delta \delta \quad (15)$$

$$\Delta Q = J_4 \Delta |V| = \left[\frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \Delta |V| \quad (16)$$

Persamaan (14) dan (16) menunjukkan bahwa persamaan matriks dipisahkan menjadi dua persamaan, yang membutuhkan waktu penyelesaian yang jauh lebih sedikit dibandingkan dengan waktu yang dibutuhkan untuk penyelesaian persamaan ΔP dan ΔQ pada solusi aliran daya Newton Raphson, selanjutnya penyederhanaan yang cukup dapat dilakukan untuk menghilangkan penghitungan ulang J_1 dan J_4 setiap iterasi. Prosedur ini menghasilkan persamaan aliran daya terpisah yang dikembangkan oleh Stott dan Alsac. Elemen diagonal J_1 yang dijabarkan sebagai berikut.

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) - |V_i|^2 |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} \quad (17)$$

mengganti suku pertama pada persamaan di atas dengan $-Q_i$ yang diberikan pada persamaan seperti yang tertera pada persamaan berikut.

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} &= -Q_i - |V_i|^2 |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} \\ &= -Q_i - |V_i|^2 B_{ii} \end{aligned} \quad (18)$$

dimana $B_{ii} = |Y_{ii}| \sin \theta_{ii}$ adalah bagian imajiner dari elemen diagonal dari matriks jalur masuk bus. B_{ii} merupakan jumlah kerentanan semua elemen yang datang ke bus i . dalam sistem tenaga yang khusus, kemandirian

$B_{ii} \gg Q_i$, dan kita mungkin mengabaikan Q_i . Penyederhanaan lebih lanjut diperoleh dengan mengasumsikan $|V_i|^2 \approx |V_i|$, yang menghasilkan

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = -|V_i|B_{ii} \quad (19)$$

dengan asumsi $\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j \approx \theta_{ii}$, elemen *off-diagonal* dari J_1 menjadi

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i||V_j|B_{ij} \quad (20)$$

penyederhanaan lebih lanjut diperoleh dengan mengasumsikan $|V_j| \approx 1$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i|B_{ij} \quad (21)$$

demikian pula, elemen-elemen diagonal dari J_4 yang dijabarkan pada

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (22)$$

dapat ditulis sebagai:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i||Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (23)$$

mengganti ketentuan kedua pada persamaan di atas dengan $-Q_i$ seperti pada

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |V_i||V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (24)$$

menghasilkan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i||Y_{ii}| \sin \theta_{ii} + Q_i \quad (25)$$

Kemudian, karena $B_{ii} = Y_{ii} \sin \theta_{ii} \gg Q_i$, Q_i dapat diabaikan dan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -2|V_i||Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j||Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (26)$$

direduksi menjadi

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i|B_{ii} \quad (27)$$

juga pada $\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i$

dengan asumsi $\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j \approx \theta_{ij}$ menghasilkan

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| B_{ij} \quad (28)$$

dengan asumsi ini, persamaan (a) dan (b) berubah menjadi bentuk berikut:

$$\frac{\Delta P}{|V_i|} = -B' \Delta \delta \quad (29)$$

$$\frac{\Delta Q}{|V_i|} = -B'' \Delta |V| \quad (30)$$

dalam hal ini, B' dan B'' adalah bagian imajiner dari matriks penerimaan Y_{bus} , karena elemen-elemen pada matriks ini konstan maka perlu ditriangularisasi dan dibalik hanya sekali pada awal iterasi. B' merupakan urutan dari $(n - 1)$. Untuk bus yang dikendalikan tegangan, dimana $|V_i|$ dan P_i ditentukan dan Q_i tidak ditentukan, kemudian baris dan kolom yang sesuai dari Y_{bus} dikliminasi, sehingga B'' merupakan urutan dari $(n - 1 - m)$, dimana m adalah jumlah bus yang diatur tegangan. Oleh karena itu, dalam algoritma aliran daya yang terpisah secara cepat, besarnya tegangan yang berurutan dan perubahan sudut fasa-nya adalah

$$\Delta \delta = -|B'|^{-1} \frac{\Delta P}{|V|} \quad (31)$$

$$\Delta |V| = -|B''|^{-1} \frac{\Delta Q}{|V|} \quad (32)$$

Penyelesaian *fast decoupled power flow* membutuhkan lebih banyak iterasi dibandingkan dengan metode newton raphson, tetapi membutuhkan waktu yang jauh lebih sedikit per iterasi-nya, dan solusi

aliran daya diperoleh dengan sangat cepat. Teknik ini sangat berguna dalam analisis kontingensi dimana banyak pemadaman harus disimulasikan atau solusi aliran daya diperlukan untuk kontrol dapat dilihat pada Contoh 6.12 pada buku Hadi Saadat.

d. Sistem perhitungan per unit

Perhitungan per unit adalah cara untuk menyederhanakan suatu nilai yang digunakan dalam analisis sistem tenaga. Sistem ini dapat digunakan pada perhitungan saluran transmisi, generator, dan transformator. Penyederhanaan dapat dilakukan dalam menghitung nilai arus, daya, tegangan, admitansi, dan impedansi ke dalam satuan per unit. Sistem penyederhanaan ini dapat dikonversi kembali ke nilai yang sebenarnya (Stevenson, 1996). Konsep dasar atau tahapan-tahapan dari perhitungan per unit dapat dilihat sebagai berikut.

$$\text{a. Arus dasar, } A = I \frac{\text{Daya dasar } kVA_{3\phi}}{\sqrt{3} \times \text{tegangan dasar, } kV} \quad (33)$$

$$\text{b. Impedansi dasar, } \Omega = \frac{(\text{Tegangan dasar, } kV_{3\phi})^2}{\text{daya dasar, } MVA_{3\phi}} \quad (34)$$

$$\text{c. Impedansi per unit, } pu = \frac{\text{impedansi sebenarnya, } \Omega}{\text{impedansi dasar, } \Omega} \quad (35)$$

Nilai impedansi per unit untuk setiap komponen dari suatu sistem dinyatakan berdasarkan keberadaan komponen tersebut. Impedansi per unit menurut dasar yang diperoleh (dasar lama) menjadi impedansi per unit dasar baru yang dihitung. Impedansi yang dimaksud dapat dihitung dengan rumus berikut.

$$Z_{pu \text{ baru}} = Z_{pu \text{ lama}} \times \left[\frac{kV \text{ lama dasar}}{kV \text{ baru dasar}} \right]^2 \times \left[\frac{MVA \text{ baru dasar}}{MVA \text{ lama dasar}} \right] \quad (36)$$

2. Jenis bus dalam sistem

Seiring dengan bertambah tingginya kebutuhan tenaga listrik, maka akan selalu terjadi perubahan beban, penambahan unit-unit pembangkit dan perubahan saluran transmisi. Pada suatu sistem tenaga listrik, terdapat beberapa jenis bus yaitu:

1. Setiap bus yang tidak memiliki generator disebut sebagai bus beban. Pada bus beban ini daya aktif (P) dan daya reaktif (Q) diketahui sehingga sering disebut sebagai bus PQ. Daya aktif dan reaktif yang dicatu ke dalam sistem tenaga bernilai positif sementara daya aktif dan reaktif yang dikonsumsi bernilai negatif. Besaran yang dapat dihitung pada bus ini adalah tegangan (V) dan sudut beban.
2. *Slack* bus atau biasa disebut dengan *swing* bus, besaran yang diketahui dari bus ini adalah tegangan (V) dan sudut beban (θ). Suatu sistem tenaga biasanya dirancang memiliki bus ini yang dijadikan sebagai referensi yaitu besaran sudut beban = 0° . Besaran yang dapat dihitung dari bus ini adalah daya aktif dan daya reaktif.
3. Bus generator juga disebut sebagai *voltage controlled* bus karena tegangan pada bus ini selalu dibuat konstan dan bus dimana terdapat generator. Pembangkitan daya aktif dapat dikendalikan dengan mengatur penggerak mula dan nilai tegangan dikendalikan dengan mengatur eksitasi generator. Sehingga bus ini juga biasa disebut sebagai bus PV. Besaran yang dapat dihitung pada bus ini adalah daya reaktif dan sudut beban.

Dalam sistem tenaga listrik terdapat puluhan bahkan ratusan cabang atau titik dengan nilai impedansi tertentu yang dinyatakan dalam satuan per unit dari MVA base. Secara matematis dapat dirumuskan dalam berbagai formulasi. Berdasarkan hukum Kirchoff arus, hubungan antara arus dan tegangan bus dapat dinyatakan dalam formulasi titik tegangan sebagai berikut.

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad (37)$$

Dari persamaan di atas apabila digambarkan dalam matriks admitansi dapat dilihat sebagai berikut.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_i \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & \dots & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_i \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (38)$$

dimana

- I_i = arus fasor yang mengalir ke titik i
- V_i = tegangan fasor pada titik i
- Y_{ii} = admitansi sendiri dari titik i
- n = jumlah total titik

Dari matriks admitansi di atas, bentuk umum dari persamaan aliran daya dapat diturunkan sebagai berikut.

$$P_i - jQ_i = (V_i^*) \sum_{j=1}^n (Y_{ij} V_j) \quad (39)$$

3. Aliran daya optimal

Tujuan dari aliran daya yang optimal adalah untuk menentukan cara terbaik dalam mengoperasikan sistem daya (Hanna, 2017), (Mohagheghi *et al.*, 2016), (Jiang *et al.*, 2017), (Sumpavakup *et al.*, 2010), (Manjang, 2012). Untuk menemukan penempatan optimal *microgrid*, aliran daya dilakukan dengan mempertimbangkan rasio penetrasi yang berbeda dari *microgrid* (Chaphekar *et al.*, 2016), (Shankar, 2015), (Riffonneau *et al.*, 2011). Optimasi dalam rekayasa sistem tenaga listrik yang dikenal dengan aliran daya optimal adalah salah satu sub bidang dari optimasi non linear terbatas yang paling penting dan telah banyak diteliti oleh para ilmuwan. Carpentier (1962) mengenalkan aliran daya optimal sebagai lanjutan masalah *economic dispatch* dari pembangkit sistem tenaga listrik. Aliran daya optimal menyertakan berbagai masalah optimasi yang berusaha mengoptimalkan pengoperasian sistem tenaga listrik pada konstrain fisik berdasarkan hukum-hukum listrik dan batasan-batasan listrik (Bavafa, 2017).

4. Daya saluran transmisi

Ada empat parameter yang berpengaruh terhadap kemampuan saluran transmisi yaitu kapasitansi, konduktansi, induktansi, dan resistansi. Pada sistem transmisi terjadi *drop* tegangan dan rugi daya. Rugi daya disebabkan oleh adanya daya yang hilang sehingga mengakibatkan daya yang diterima di sisi penerima lebih kecil dari pada daya yang dikirim di sisi pengirim. Daya yang terbuang ini dikonversi

dalam bentuk panas pada jaringan transmisi selama periode waktu tertentu. Secara umum rugi daya pada sistem transmisi diakibatkan oleh tahanan pada penghantar. Dalam Buku Hadi Saadat (1999), rugi daya pada jaringan transmisi dapat ditentukan dengan formulasi berikut.

$$S_{Lij} = S_{ij} + S_{ji} \quad (40)$$

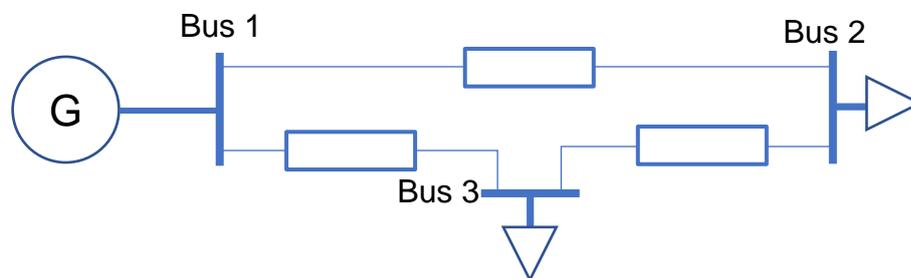
dimana:

S_{Lij} = Rugi daya kompleks dari bus i ke bus j

S_{ij} = Daya kompleks dari bus i ke bus j

S_{ji} = Daya kompleks dari bus j ke bus i

Contoh perhitungan rugi daya jaringan menggunakan sistem 3 bus dapat dilihat sebagai berikut.



Sumber : Hadi Saadat

Gambar 9. *Single line* diagram sistem 3 bus.

Rugi daya dapat dihitung, jika diketahui tegangan setiap bus dan arus setiap jaringan (hasil simulasi aliran daya) sebagai berikut.

$$V_1 = 1,05 + j0 \text{ pu} \quad I_{12} = 1,9 - j0,8 \text{ pu} \quad I_{21} = -1,9 + j0,8 \text{ pu}$$

$$V_2 = 0,98 - j0,06 \text{ pu} \quad I_{13} = 2,0 - j1,0 \text{ pu} \quad I_{31} = -2,0 + j1,0 \text{ pu}$$

$$V_3 = 1 + j0,5 \text{ pu} \quad I_{23} = -0,64 + j0,48 \text{ pu} \quad I_{23} = 0,64 - j0,48 \text{ pu}$$

Langkah pertama adalah menghitung daya pada setiap saluran sebagai berikut.

$$\begin{aligned} S_{12} &= V_1 I_{12}^* = (1,05 + j0)(1,9 - j0,8) \\ &= 1,995 + j0,84 \text{ pu} \\ &= 199,5 \text{ MW} + j84 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{21} &= V_2 I_{21}^* = (0,98 + j0,06)(-1,9 - j0,8) \\ &= -1,91 - j0,67 \text{ pu} \\ &= -191 \text{ MW} + j67 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{13} &= V_1 I_{13}^* = (1,05 + j0)(2,0 - j1,0) \\ &= 2,1 - j1,05 \text{ pu} \\ &= 210 \text{ MW} + j105 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{31} &= V_3 I_{31}^* = (1 - j0,5)(-2,0 - j1,0) \\ &= -2,05 - j0,90 \text{ pu} \\ &= -205 \text{ MW} - j90 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{23} &= V_2 I_{23}^* = (0,98 - j0,06)(-0,64 + j0,48) \\ &= -0,656 - j0,432 \text{ pu} \\ &= -65,6 \text{ MW} - j43,2 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{32} &= V_3 I_{32}^* = (1 - j0,5)(-0,64 + j0,48) \\ &= -0,664 - j0,488 \text{ pu} \\ &= 66,4 \text{ MW} + j44,8 \text{ MVar} \end{aligned}$$

Rugi daya untuk setiap jaringan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} S_{L12} &= S_{12} + S_{21} = (199,5 \text{ MW} + j84 \text{ MVar}) + (-191 \text{ MW} - j67 \text{ MVar}) \\ &= 8,5 \text{ MW} + j17,0 \text{ MVar} \end{aligned}$$

$$S_{L13} = S_{13} + S_{31} = (210 \text{ MW} + j105 \text{ MVar}) + (-205 \text{ MW} - j90 \text{ MVar})$$

$$= 5,0 \text{ MW} + j15,0 \text{ MVar}$$

$$S_{L23} = S_{23} + S_{32} = (-65,6 \text{ MW} + j43,2 \text{ MVar}) + (66,4 \text{ MW} - j44,8 \text{ MVar})$$

$$= 0,8 \text{ MW} + j1,60 \text{ MVar}$$

5. Biaya optimal pembangkitan

Biaya pembangkit dalam sistem tenaga listrik berbanding lurus dengan daya yang dibangkitkan. Pada sistem yang terinterkoneksi, pembangkit listrik tidak berada pada jarak yang sama dari pusat beban. Dengan demikian, ada banyak pilihan untuk pengoperasian pembangkit untuk meminimalkan biaya pembangkitan. Ini disebut masalah aliran daya optimal atau *optimal power flow* (OPF). OPF digunakan untuk mengoptimalkan solusi aliran daya dari sistem tenaga skala besar. Hal ini dilakukan dengan meminimalkan *objective function* yang dipilih dengan tetap mempertahankan kinerja sistem yang dapat diterima dalam batas kemampuan generator. Fungsi biaya dapat menunjukkan biaya ekonomi, keamanan sistem, atau tujuan lainnya. Selanjutnya, rumus rugi transmisi diturunkan dan *economic dispatch* pembangkitan berdasarkan kerugian diperoleh. Formulasi *b-loss* dikembangkan untuk evaluasi koefisien rugi-rugi transmisi yang dapat digunakan mengikuti salah satu program aliran daya seperti *lf-gauss*, *lf-newton*, atau *decouple*. Selain itu, program umum yang disebut *economic dispatch* dikembangkan untuk penjadwalan optimal dari pembangkit secara nyata dan dapat digunakan bersama dengan formulasi *b-loss*.

Secara matematis persamaan dari *optimal power flow* dari segi biaya pembangkitan dapat direpresentasikan pada persamaan berikut ini:

$$F_i(P_i) = a_i P_i^2 + b_i P_i + c_i \quad (41)$$

dimana :

F_i = besar biaya pembangkitan pada pembangkit ke- i (Rp)

P_i = daya *output* dari pembangkit ke- i (MW)

$a_i, b_i,$ dan c_i = *cost coefficient* unit generator ke- i

a. **Equality constraints**

Equality constraints pada *optimal power flow* dapat dihitung menggunakan persamaan di bawah ini:

$$P_i = P_{gi} - P_{di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (42)$$

$$Q_i = Q_{gi} - Q_{di} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (43)$$

dimana:

P_i dan Q_i = injeksi daya aktif dan reaktif di bus i .

P_{gi} dan Q_{gi} = daya aktif dan reaktif generator di bus i .

P_{di} dan Q_{di} = daya aktif dan reaktif beban di bus i .

$Y_{ij} = G_{ij} + B_{ij}$ = elemen dari matriks Y-bus dari bus i ke bus j .

$i = 1, 2, \dots, n$ = jumlah bus.

b. **Inequality constraints**

Inequality constraints merepresentasikan batasan operasi pembangkitan. Batasan ini dibuat sebagai batas keamanan pada *optimal power flow* yang dapat dilihat pada persamaan berikut.

$$P_{gimin} \leq P_{gi} \leq P_{gimax} \quad (44)$$

$$Q_{gimin} \leq Q_{gi} \leq Q_{gimax} \quad (45)$$

dimana:

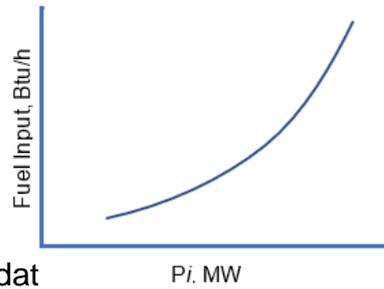
$P_{gi \max}$ dan $Q_{gi \max}$ = batasan maksimum daya aktif dan reaktif dari generator.

$P_{gi \min}$ dan $Q_{gi \min}$ = batasan minimum daya aktif dan reaktif dari generator.

6. Biaya operasional pembangkit termal

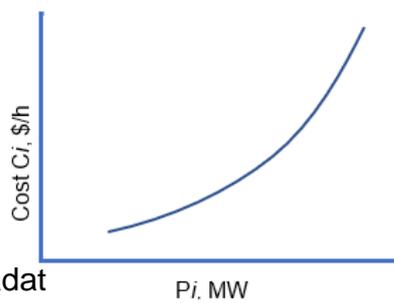
Faktor-faktor yang mempengaruhi pembangkit listrik dengan biaya minimum adalah efisiensi operasi generator, biaya bahan bakar, dan kerugian transmisi. Generator yang paling efisien dalam sistem tidak menjamin biaya minimum karena mungkin terletak di daerah dengan biaya bahan bakar yang tinggi. Demikian pula, jika instalasi terletak jauh dari pusat beban, kehilangan transmisi mungkin jauh lebih tinggi dan biaya instalasi mungkin tidak ekonomis. Oleh karena itu, pogramnya adalah menentukan pembangkitan yang berbeda sehingga total biaya operasi minimum.

Input pembangkit termal umumnya diukur dalam Btu/jam, dan keluarannya diukur dalam MW. Kurva *input-output* yang disederhanakan dari unit termal yang dikenal sebagai kurva *heat-rate* diberikan pada gambar berikut.



Sumber : Hadi Saadat

Gambar 10. Kurva *heat-rate*.



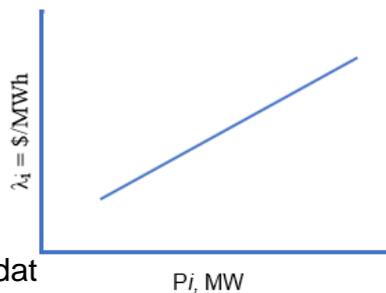
Sumber : Hadi Saadat

Gambar 11. Kurva *fuel-cost*.

Kurva dari Btu/h ke \$/h menghasilkan kurva biaya bahan bakar yang ditunjukkan pada gambar di atas. Dalam semua kasus praktis, biaya bahan bakar generator (i) dapat direpresentasikan sebagai fungsi kuadrat dari daya pembangkit listrik sebenarnya.

$$C_i = \alpha_i + \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \quad (46)$$

Karakteristik penting diperoleh dengan memplot turunan dari kurva biaya bahan bakar yang ditunjukkan pada gambar berikut.



Sumber : Hadi Saadat

Gambar 12. Kurva *incremental fuel-cost*

$$\frac{dC_i}{dP_i} = 2\gamma_i P_i^2 + \beta_i \quad (47)$$

Kurva biaya bahan bakar *incremental function* adalah ukuran seberapa mahal biaya untuk menghasilkan penambahan daya berikutnya. Total biaya operasi diasumsikan sebagai persentase tetap dari biaya bahan bakar dan umumnya dimasukkan dalam kurva biaya bahan bakar tambahan.

a. Biaya pembangkitan mempertimbangkan rugi transmisi

Apabila jarak transmisi sangat kecil dan kepadatan beban sangat tinggi, rugi daya pada saluran transmisi dapat diabaikan, dan transmisi yang optimal dicapai dengan semua pembangkit beroperasi dengan biaya produksi tambahan yang sama. Namun, dalam jaringan interkoneksi yang besar dimana daya ditransmisikan jarak jauh dengan area kepadatan beban rendah, maka rugi transmisi merupakan faktor utama terhadap optimalisasi sistem transmisi. Salah satu faktor umum untuk memasukkan efek rugi transmisi adalah dengan menyatakan kerugian transmisi total sebagai fungsi *qudratik* dari keluaran daya generator, bentuk fungsi kuadrat yang sederhana dapat dilihat pada persamaan berikut.

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j \quad (48)$$

Rumus yang lebih umum dan mengandung nilai linier dan nilai konstan, yang disebut *kron's loss*, sebagai berikut.

$$P_L = \sum_{i=1}^{n_g} \sum_{j=1}^{n_g} P_i B_{ij} P_j + \sum_{i=1}^{n_g} B_{0i} P_i + B_{00} \quad (49)$$

Koefisien B_{ij} disebut koefisien rugi atau *B-coefficient*. *B-coefficient* diasumsikan konstan, dan akurasi yang wajar dapat diharapkan apabila kondisi operasi dasar ril mendekati *B-constant* dihitung.

Masalah *economic dispatch* adalah untuk meminimalkan keseluruhan biaya pembangkit C_i , yang merupakan fungsi dari keluaran pembangkit.

$$\begin{aligned} C_t &= \sum_{i=1}^{n_g} C_i \\ &= \sum_{i=1}^{n_g} \alpha_i \beta_i P_i + \gamma_i P_i^2 \end{aligned} \quad (50)$$

Berdasarkan *constraint* bahwa daya pembangkitan sama dengan total daya pada sisi beban ditambah dengan rugi transmisi, dengan rumus sebagai berikut.

$$\sum_{i=1}^{n_g} P_i = P_D + P_L \quad (51)$$

Sedangkan *inequqlity constraint* sebagai berikut.

$$P_{i(\min)} \leq P_i \leq P_{i(\max)} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (52)$$

dengan $P_{i(\min)}$ dan $P_{i(\max)}$ masing-masing adalah batas minimum dan batas maksimum pembangkitan untuk pembangkit i .

Menggunakan *lagrange multiplier* dan menambahkan nilai tambahan ke dalam *inequality constraint*, kita dapatkan.

$$\begin{aligned} \mathcal{L} &= C_t + \lambda (P_D + P_L - \sum_{i=1}^{n_g} P_i) + \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(\max)} (P_i - P_{i(\max)}) + \\ &\quad \sum_{i=1}^{n_g} \mu_{i(\min)} (P_i - P_{i(\min)}) \end{aligned} \quad (53)$$

b. Penjadwalan pembangkit

Unit commitment adalah penjadwalan waktu operasi unit-unit pembangkit yang beroperasi pada suatu sistem tenaga listrik. Penyalaan dan pemadaman unit pembangkit pada suatu sistem tenaga listrik memiliki banyak pertimbangan, seperti cadangan berputar (*spinning reserve*), waktu minimal untuk menyala (*minimum up time*), waktu minimal untuk padam (*minimum down time*), batas daya keluaran maksimal dan minimal unit pembangkit dan lain-lain. Fungsi objektif dari *unit commitment* adalah jumlah biaya bahan bakar, termasuk biaya penyalaan dan pemadaman dari unit-unit pembangkit yang menyuplai beban pada rentang waktu tertentu (Hadhi *et al.*, 2014), (Alber & Handoko, n.d.), (Meus *et al.*, 2017).

Permasalahan pada UC merupakan kombinasi dari dua submasalah. Pertama adalah menentukan unit pembangkit yang akan dinyalakan. Kedua adalah menentukan jumlah biaya generator dari masing-masing unit yang interkoneksi. Kombinasi unit pembangkit yang menghasilkan biaya produksi paling minimal akan dipilih sebagai jadwal UC untuk tiap jam.

Unit commitment (UC) merupakan penjadwalan waktu penyalaan dan penghubungan unit pembangkit pada suatu sistem tenaga listrik yang direncanakan dalam waktu yang bervariasi dari beberapa jam hingga beberapa hari, dengan tujuan utama untuk memenuhi permintaan beban. Secara umum, penjadwalan UC ditentukan untuk beberapa hari ke depan. Permintaan beban per jam untuk permasalahan UC merupakan hasil

prakiraan beban yang tepat. Kriteria optimisasi untuk menentukan penjadwalan UC adalah biaya pembangkitan yang perlu diminimalkan selama periode perencanaan, namun tetap memenuhi semua kendala sistem yang timbul dari batas kemampuan fisik unit pembangkit. Sebuah unit pembangkit memiliki berbagai batasan seperti *ramp-rate*, *minimum up-down time*, serta batas generator maksimum dan minimum.

Komponen biaya yang terkait dengan optimisasi pembangkit sebagai berikut :

a. Bahan bakar

Biaya bahan bakar adalah biaya pembangkitan yang besarnya dipengaruhi oleh besarnya perubahan daya *output* pembangkitan, biaya ini dihitung dengan menggunakan persamaan karakteristik biaya. Pada pembangkit termal, persentase biaya bahan bakar terhadap keseluruhan biaya produksi jauh lebih besar dibandingkan dengan biaya produksi lainnya. Biaya bahan bakar ini ditentukan oleh jenis bahan bakar, efisiensi termal dari pembangkit, dan harga bahan bakar.

b. *Star-up*

Biaya *star-up* adalah biaya yang diperlukan oleh pembangkit untuk memulai dari keadaan *OFF* ke keadaan *ON*. Ada dua macam biaya star yaitu : pertama, biaya saat pada kondisi temperatur boiler dijaga pada temperatur kerja. Kedua, biaya star pada kondisi dingin. Kondisi ini terjadi saat pembangkit yang di *OFF*-kan sedangkan temperatur boiler dibiarkan turun dari temperatur kerja, sehingga pada saat akan

beroperasi kembali baru dilakukan pemanasan. Biaya tersebut adalah dikategorikan biaya *start-up*.

c. Biaya produksi

Biaya produksi adalah jumlah biaya *running cost* dan biaya *start-up* untuk tiap unit pembangkit.

d. Biaya daya cadangan (*spinning reserve price*)

Biaya ini dinotasikan dengan (μ), adalah biaya yang turut diperhitungkan untuk mengantisipasi bila ada salah satu unit yang mengalami kegagalan operasi atau secara tiba-tiba diperlukan daya cukup besar.

e. Biaya tetap

Biaya tetap adalah biaya pembangkitan yang besarnya tidak dipengaruhi oleh besarnya perubahan daya *output* pembangkit, yaitu : biaya perawatan, upah operator, biaya pengadaan suku cadang, biaya pelumas, serta biaya administrasi lainnya. Sebenarnya biaya suplai air dan pelumas serta perawatan berpengaruh terhadap daya *output* pembangkit sekalipun pengaruhnya kecil, karena belum ada suatu metode yang dapat menjelaskan hubungan yang tepat, maka biaya suplai air pendingin dan pelumas serta biaya perawatan masih dianggap sebagai biaya tetap (Andriyanto *et al.*, 2016), (Dewantoro *et al.*, 2016).

C. Kestabilan

Kestabilan sistem tenaga listrik dapat didefinisikan sebagai kemampuan sistem tenaga untuk tetap beroperasi pada titik keseimbangan saat dan setelah terjadi gangguan, sehingga sistem tetap utuh. Hal ini berlaku untuk sistem yang terinterkoneksi dengan generator tertentu atau grup generator. Sistem tenaga listrik memiliki variasi beban dinamis yang setiap detik dapat berubah-ubah, dengan perubahan ini pasokan daya listrik harus tetap disuplai dengan daya yang sesuai. Jika pada kondisi tertentu terjadi penurunan beban tidak terduga, maka perubahan ini dikategorikan dalam gangguan pada sistem tenaga listrik yaitu kondisi tidak seimbang antara pasokan daya dan permintaan energi. Untuk itu diperlukan analisis kestabilan yang bertujuan agar pembangkit yang terganggu tidak lepas dari sistem.

Usaha yang dilakukan untuk mengembalikan kondisi operasi sinkron yang baru disebut periode transien. Kriteria yang utama stabilitas adalah bagaimana mesin-mesin mempertahankan sinkronisasi pada saat akhir periode transien. Apabila respon atau pengaruh osilasi sistem tenaga selama periode transien yang mengikuti gangguan teredam menuju kondisi operasi stabil maka sistem ini dalam kategori stabil, dan jika tidak berarti sistem tidak stabil. Osilasi sistem mampu teredam menunjukkan bahwa sistem itu mempunyai kekuatan dalam mengurangi osilasi dan hal ini yang sangat diperlukan bagi sistem tenaga (Kitta *et al.*,

2019), (Prabha Kundur, 2004), (Mohagheghi *et al.*, 2016), (Rajalakshmy & Paul, 2015), (Adekunle, 2017).

Stabilitas sistem tenaga secara luas didefinisikan sebagai kemampuan dari suatu sistem tenaga untuk tetap dalam kondisi operasi seimbang saat terjadi kondisi tidak normal dan dapat kembali ke kondisi seimbang setelah terjadi gangguan (Prabha Kundur, 1999).

1. Gangguan pada kestabilan sistem

Klasifikasi gangguan yang dapat mempengaruhi stabilitas dalam sistem tenaga listrik ada dua macam yaitu, gangguan skala besar dan skala kecil.

a. Gangguan skala besar

Gangguan besar pada sistem tenaga listrik bersifat mendadak, gangguan ini menghasilkan kejutan tegangan yang tiba-tiba pada tegangan bus. Gangguan besar sistem tenaga listrik ini harus secepatnya dihilangkan, jika tidak dihilangkan, maka gangguan tersebut sangat mempengaruhi kestabilan sistem. Bukan hanya gangguan, akan tetapi waktu gangguan juga berpengaruh terhadap kestabilan sistem.

b. Gangguan skala kecil

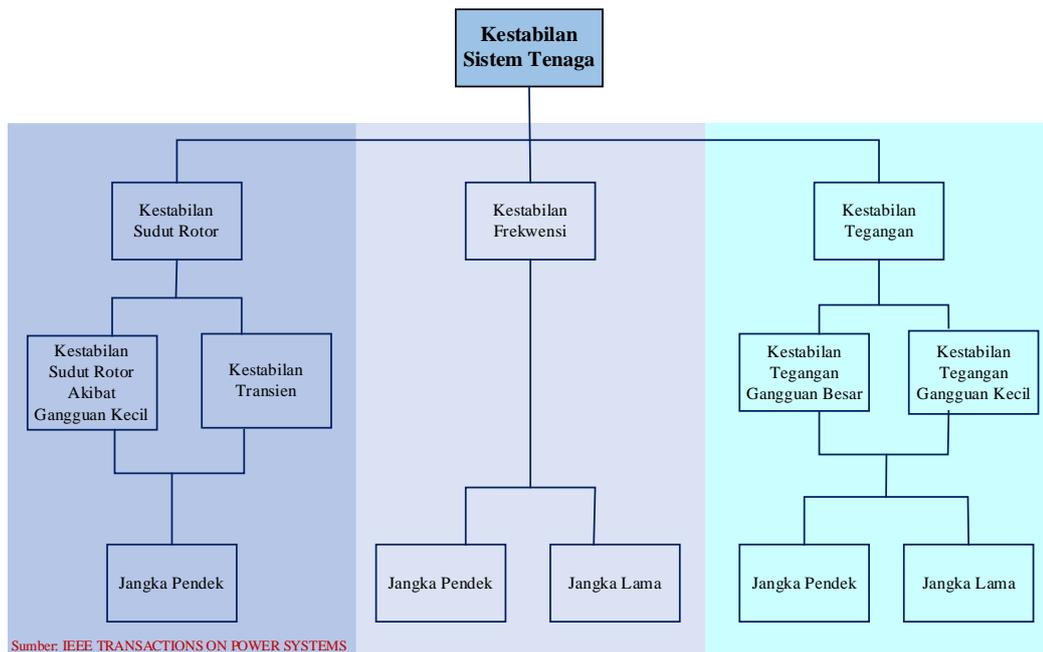
Gangguan kecil yang terjadi pada sistem tenaga listrik berupa perubahan beban pada sisi beban atau pembangkit yang terjadi secara bertingkat, acak, dan pelan. Jatuh tegangan (*trip*) yang terjadi pada jaringan tenaga listrik dianggap sebagai gangguan kecil apabila

pengaruhnya terhadap aliran daya sebelum gangguan pada aliran tersebut tidak signifikan.

2. Klasifikasi kestabilan

Pada jurnal IEEE '*Definition and Classification of Power System Stability*', kestabilan sistem tenaga listrik secara umum dibagi menjadi tiga kategori, yaitu: *angle stability*, *frequency stability*, dan *voltage stability*. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada uraian berikut.

1. *Angle stability*: yaitu kemampuan dari mesin-mesin sinkron yang saling terkoneksi pada suatu sistem tenaga listrik untuk tetap dalam keadaan sinkron.
2. *Frequency stability*: yaitu kemampuan dari suatu sistem tenaga untuk mempertahankan kondisi *steady state* frekuensi akibat gangguan.
3. *Voltage stability*: yaitu kestabilan dari sistem tenaga listrik untuk dapat mempertahankan nilai tegangan yang masih dapat diterima saat terjadi kontingensi atau gangguan (Prabha Kundur, 1999).



Gambar 13. Klasifikasi kestabilan sistem tenaga (Praba Kunder).

a. Kestabilan tegangan

Kestabilan tegangan berdasarkan pada kemampuan dari sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi *steady-state* tegangan pada semua bus pada sistem setelah mengalami gangguan dari kondisi operasi awal. Hal ini bergantung pada kemampuan untuk mempertahankan keseimbangan antara suplai ke beban dan permintaan beban dari sistem tenaga listrik. Ketidakstabilan dapat mengakibatkan penurunan atau kenaikan tegangan pada beberapa bus.

Akibat yang dapat terjadi karena ketidakstabilan tegangan adalah kehilangan beban pada suatu area atau lepasnya jaringan transmisi, hal ini disebabkan oleh bekerjanya *relay* proteksi. Faktor utama yang menyebabkan ketidakstabilan tegangan adalah ketika gangguan yang terjadi menyebabkan kebutuhan daya reaktif meningkat di luar dari

kapasitas sumber daya reaktif yang tersedia. Kestabilan tegangan diklasifikasikan menjadi beberapa subkategori seperti berikut :

1. Kestabilan tegangan akibat gangguan kecil (*small disturbance voltage stability*) yaitu kemampuan sistem tenaga untuk menjaga tegangan *steady* ketika mengalami gangguan kecil. Gangguan kecil yang dimaksud seperti perubahan kenaikan beban. Hal ini berguna untuk menentukan bagaimana tegangan sistem akan merespon perubahan kecil pada sistem.
2. Kestabilan tegangan akibat gangguan besar atau *large disturbance voltage stability* yaitu kemampuan dari sistem untuk menjaga tegangan *steady* setelah terjadi gangguan besar seperti hilangnya pembangkitan. Untuk menentukan kestabilan tegangan yang mengalami gangguan besar dibutuhkan pengujian respon tidak linier dari sistem tenaga selama kurun waktu yang cukup untuk melihat kinerja dan interaksi dari peralatan seperti motor, dan pembatas arus medan pada generator. Periode waktu studi biasanya ditambahkan beberapa detik hingga beberapa menit (Gunadin *et al.*, 2010).

b. Gangguan kestabilan tegangan jangka pendek

Gangguan kestabilan tegangan jangka pendek mengakibatkan kedip tegangan (*voltage sags*) dan kenaikan tegangan (*swells*).

1. Kedip tegangan (*voltage sag*)

Kedip tegangan merupakan fenomena penurunan magnitude tegangan efektif terhadap harga nominalnya selama periode antara 0,5 *cycle* hingga 1 menit.

2. Kenaikan tegangan (*swells*)

Kenaikan tegangan merupakan fenomena peningkatan magnitude tegangan efektif terhadap harga nominalnya dengan durasi antara 0,5 *cycle* hingga 1 menit.

c. Gangguan kestabilan tegangan jangka panjang

Gangguan kestabilan tegangan jangka panjang mengakibatkan tegangan lebih (*overvoltage*) dan tegangan kurang (*undervoltage*).

1. Tegangan lebih (*overvoltage*)

Overvoltage merupakan peningkatan nilai efektif tegangan hingga melebihi 110 persen dari tegangan nominal ketika melebihi satu menit.

2. Tegangan kurang (*undervoltage*)

Undervoltage merupakan penurunan nilai efektif tegangan hingga melebihi 90 persen dari tegangan nominal ketika melebihi satu menit.

d. Kestabilan frekuensi

Kestabilan frekuensi adalah kemampuan dari suatu sistem tenaga listrik untuk mempertahankan kondisi *steady state* frekuensi akibat gangguan yang berakibat terjadinya ketidakseimbangan antara pembangkitan dan pembebanan. Hal ini bergantung pada kemampuan sistem untuk mempertahankan atau mengembalikan keseimbangan

antara pembangkitan dan pembebanan akibat terjadinya kehilangan beban. Biasanya masalah kestabilan frekuensi berhubungan dengan ketidakmampuan dari respon peralatan, lemahnya koordinasi dari peralatan kontrol dan peralatan frekuensi atau kurangnya daya cadangan pembangkitan.

Apabila terjadi ketidakstabilan frekuensi, besarnya tegangan bisa berubah dengan signifikan, terutama untuk kondisi *islanding* dengan *underfrekuensi load shedding*. Nilai perubahan tegangan yang mungkin lebih tinggi dari perubahan frekuensi mempengaruhi ketidakseimbangan beban pembangkitan.

e. Kestabilan transien

Kestabilan transien yaitu kemampuan pada suatu sistem tenaga listrik dalam mempertahankan sinkronisasi setelah mengalami gangguan besar yang bersifat mendadak selama sekitar satu "swing" (yang pertama) dengan asumsi bahwa pengatur tegangan otomatis (AVR) dan governor belum bekerja. Kestabilan transien adalah fungsi dari kondisi operasi dan gangguan. Kondisi yang lebih berat akan terjadi apabila pembangkitan atau beban besar hilang dari sistem atau terjadi gangguan pada saluran transmisi. Pada peristiwa seperti itu stabilitas *transient* harus kuat untuk mempertahankan diri terhadap kejutan (*shock*) atau perubahan beban yang relatif besar terjadi. Apabila terjadi hilangnya pembangkitan atau beban besar secara tiba-tiba, maka keseimbangan antara energi *input* dan *output* listrik pada sistem akan hilang. Jika energi *input* tidak lagi

mencukupi, inersia rotor mesin yang masih bekerja pada periode yang singkat akan melambat. Apabila beban hilang maka energi *input* pada sistem akan melebihi beban elektris, dan mesin akan bergerak semakin cepat.

Ada beberapa faktor yang dapat mempengaruhi stabilitas sistem, seperti kekuatan pada jaringan transmisi di dalam sistem dan saluran pada sistem yang berdekatan, karakteristik pada unit pembangkitan, inersia pada bagian yang berputar, properti elektris seperti reaktansi transien dan karakteristik saturasi magnetik pada besi stator dan rotor. Hal penting lainnya adalah kecepatan dimana saluran atau perlengkapan yang terjadi gangguan dapat diputus dan *reclosing* otomatis pada saluran transmisi yang menentukan seberapa cepat saluran dapat beroperasi lagi. Sama halnya pada stabilitas *steady-state*, kecepatan respon pada sistem eksitasi generator merupakan hal yang penting dalam mempertahankan stabilitas *transient*. Gangguan yang terjadi pada sistem biasanya diikuti oleh perubahan tegangan yang cepat pada sistem, dan pemulihan kembali tegangan dengan cepat menuju ke kondisi normal merupakan hal yang penting dalam mempertahankan stabilitas.

Pada uraian sebelumnya dijelaskan bahwa stabilitas *transient* adalah kemampuan untuk tetap pada kondisi sinkron selama periode terjadinya gangguan dan sebelum adanya reaksi dari governor. Umumnya ayunan pertama pada rotor mesin akan terjadi selama satu detik setelah gangguan, walaupun demikian waktu yang sebenarnya bergantung pada

karakteristik mesin dan sistem transmisi. Setelah periode tersebut governor akan mulai bereaksi, biasanya sekitar 4 hingga 5 detik.

Kestabilan peralihan (*transient stability*) suatu sistem dikhususkan pada benturan yang kuat, biasanya adalah suatu gangguan yang dipertahankan untuk waktu yang singkat dan menyebabkan reduksi yang berarti pada terminal dari mesin dan kemampuan dari transfer daya. Apabila permasalahan adalah bahwa mesin tunggal yang terhubung ke *infinite* bus, perkiraan yang biasa digunakan untuk transfer daya dapat menggunakan formulasi berikut:

$$P = \frac{V_t V_\infty}{X} \sin \delta \quad (54)$$

dimana:

P = daya *output*

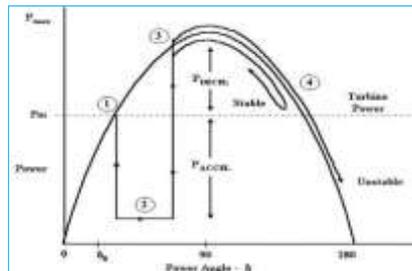
V_t = tegangan terminal mesin

V_∞ = tegangan *infinite* bus

X = reaktansi saluran

Hal yang perlu diperhatikan apabila V_t tereduksi, maka P akan tereduksi pula oleh nilai yang terkait. Untuk menghindari reduksi pada P ini, maka diperlukan aksi yang sangat cepat oleh sistem eksitasi dalam memberikan eksitasi pada kumparan medan untuk mempertahankan harga V_t pada nilai yang layak. Nilai yang paling bermanfaat dalam keadaan ini adalah kecepatan dan tegangan pada level tinggi, sehingga memperbaiki kesempatan untuk mempertahankan nilai V_t pada level yang diperlukan. Selain itu, ketika gangguan dihilangkan dan reaktansi X dari

persamaan di atas bertambah pada saat pemutusan (*switching*), perubahan yang cepat pada eksitasi yang lain diperlukan. Perubahan besar semacam ini dipengaruhi oleh kemampuan mesin untuk daya yang dilepaskan dari turbin.



Sumber : Hadi Saadat

Gambar 14. Kurva sudut daya karakteristik respon generator saat gangguan.

Stabilitas transien sangat berkaitan dengan seberapa besar pengaruh dari gangguan pada jaringan transmisi terhadap kemampuan keserempakan generator. Gambar di atas dapat diambil sebagai ilustrasi karakteristik respon generator pada keadaan gangguan. Dimulai pada titik awal yaitu pada (nomor satu) sebelum terjadi gangguan. Setelah terjadi gangguan menyebabkan daya *output* generator turun secara drastis. Selisih antara daya *output* listrik dengan daya *input* mekanis turbin mengakibatkan rotor generator mengalami percepatan, sehingga sudut rotor atau daya bertambah besar (nomor dua). Pada saat gangguan hilang, daya *output* generator pulih pada harga yang sesuai dengan kurva sudut daya ($P - \delta$) seperti pada nomor tiga. Setelah gangguan hilang, daya *output* generator menjadi lebih besar daripada daya mekanis turbin. Hal ini mengakibatkan putaran rotor generator menjadi lambat (nomor

empat). Apabila terdapat torsi yang cukup setelah gangguan hilang untuk mengimbangi percepatan yang terjadi selama terjadinya gangguan, maka generator akan stabil setelah ayunan pertama dan akan kembali ke titik kerjanya dalam waktu kira-kira 0,5 detik. Bila torsi lawan tersebut tidak cukup besar maka sudut rotor atau daya akan terus bertambah besar sampai sinkronisasi dengan sistem menjadi hilang.

3. Faktor-faktor yang mempengaruhi kestabilan

Ada beberapa faktor yang dapat berpengaruh terhadap kestabilan sistem tenaga listrik, antara lain : *motor starting*, penambahan beban, pelepasan beban, dan hubung singkat.

a. Motor starting

Motor starting dapat mengakibatkan terjadinya *drop* tegangan pada sistem tenaga listrik. Hal ini terjadi karena adanya arus yang sangat tinggi sesaat ketika pertama kali motor dinyalakan, arus yang besar tersebut menyebabkan daya aktif bertambah, ini mengakibatkan menurunnya frekuensi dan tegangan sesaat sistem. Apabila kelebihan cadangan daya generator besar, maka motor *start* tidak akan berpengaruh terhadap generator sistem.

b. Penambahan beban

Beban yang bertambah dapat mengakibatkan terjadinya ketidaksinkronan antara daya elektrik dan daya mekanik. Apabila terjadi penambahan beban penuh secara tiba-tiba, maka akan mengakibatkan

arus yang dibutuhkan sangat besar sehingga frekuensi akan turun. Dengan demikian, dalam melakukan penambahan beban tidak diizinkan dengan jumlah beban yang terlalu besar.

c. Pelepasan beban

Pelepasan dan penambahan beban akan berakibat tidak baik terhadap kestabilan sistem. Pelepasan beban dapat berakibat terjadinya *overspeed* generator. Apabila pada saat kondisi normal tiba-tiba terjadi lepasnya beban besar, maka keadaan ini akan mengakibatkan *overspeed* pada generator. Pelepasan beban yang tiba-tiba akan mengakibatkan pula terjadinya perubahan tegangan sistem.

d. Hubung singkat

Kestabilan sistem tenaga listrik salah satu penyebabnya adalah hubung singkat. Peristiwa hubung singkat dapat mengakibatkan turunnya tegangan yang berpengaruh nyata terhadap sistem. Hal ini terjadi karena timbulnya aliran arus yang besar menuju ke lokasi gangguan.

4. Model analisis stabilitas

a. L-Indeks (L)

Peneliti dari *Swiss Federal Institute of Technology Zurich, Switzerland* (Kessel & Glavitsch, 1986) memperkenalkan L-Indeks berdasarkan aliran daya pada sistem. L-Indeks mengukur ketidakstabilan tegangan dengan beban daya konstan. Nilainya dari nol tanpa beban hingga nilai dimana titik mencapai ketidakstabilan. L-Indeks dalam

(Suganyadevi & Babulal, 2009) dan Samuel Isaac Adekunle seperti persamaan berikut.

$$L = \max_{j \in \alpha_L} \{L_j\} = \max_{j \in \alpha_L} \left\{ \left| 1 - \frac{\sum_{i \in \alpha_G} F_{ji} * V_i}{V_i} \right| \right\} \quad (55)$$

$$F_{ji} = |F_{ji}| < \theta_{ji}$$

dimana:

L = himpunan node konsumen

G = himpunan node generator,

L_j = indikator lokal yang menentukan busbar dari mana ketidakstabilan berasal.

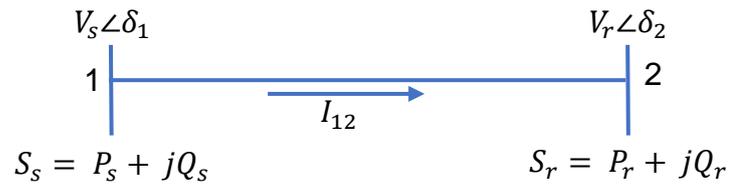
F dihitung menggunakan $[F] = [Y_{LL}]^{-1}[Y_{LG}]$

dimana:

$[Y_{LL}]$ dan $[Y_{LG}]$ adalah sub-matriks dari matriks Y -bus. tegangan V_i dan V_j adalah tegangan pada bus i dan j (Vadivelu & Marutheswar, 2014).

b. Line stability index (Lmn)

Metode *line stability index (Lmn)* berdasarkan konsep saluran transmisi tenaga dalam satu saluran. (Moghavvemi & Omar, 1998) menurunkan *line stability index (Lmn)* untuk mengevaluasi stabilitas saluran antara dua bus dalam sistem interkoneksi yang direduksi menjadi jaringan saluran tunggal seperti yang ditunjukkan pada gambar berikut.



Sumber : Hadi Saadat

Gambar 15. Diagram satu garis saluran transmisi.

dimana:

V_s = tegangan pada sisi pengirim

P_s = daya aktif sisi pengirim

Q_s = daya reaktif sisi pengirim

V_r = tegangan pada sisi penerima

P_r = daya aktif sisi penerima

Q_r = daya reaktif sisi penerima

δ = sudut fasa

I_{12} = arus saluran transmisi

Adapun persamaan *line stability index* (Lmn) dapat dilihat sebagai berikut.

$$Lmn = \frac{4 X Q_r}{|V_s|^2 \sin^2(\theta - \delta)} \leq 1 \quad (56)$$

Indeks jaringan berhubungan langsung dengan daya reaktif, dan secara tidak langsung berhubungan dengan daya aktif melalui sudut fasa tegangan (δ). Apabila indeks stabilitas mendekati nilai satu, maka sistem tidak stabil. Sebaliknya nilai indeks kestabilan mendekati nol, maka sistem stabil (Moghavvemi & Omar, 1998).

c. *Fast voltage stability index (FVSI)*

Fast voltage stability index (FVSI) menurut Musirin *dkk.*, Mathew *dkk* dalam (Adekunle, 2017), dikembangkan berdasarkan tegangan dan daya reaktif. Adapun rumus *fast voltage stability index* dapat dilihat sebagai berikut.

$$FVSI = \frac{4Z^2Q_r}{V_s^2X} \leq 1 \quad (57)$$

dimana:

Z = impedansi saluran

X = reaktansi saluran

Q_r = daya reaktif pada sisi penerima

V_s = tegangan pada sisi pengirim

Nilai indeks stabilitas yang mendekati satu (1) adalah bus sistem yang paling kritis atau tidak stabil. Bus yang paling kritis dan dapat menyebabkan ketidakstabilan sistem secara keseluruhan (Moghavvemi & Omar, 1998).

d. *Line stability factor (LQP)*

Line stability factor (LQP) oleh Mohamed *dkk*, 1989, Moghavvemi *dkk*, 1998, Musirin *dkk*, 2002 dalam (Samuel *et al.*, 2017), dimana persamaan kuadrat ditetapkan lebih besar dari atau sama dengan nol. Rumus *line stability factor (LQP)* dapat dilihat sebagai berikut.

$$LQP = 4 \left(\frac{X}{V_s^2} \right) \left(\frac{X}{V_s^2} P_s + Q_r \right) \quad (58)$$

dimana;

X = reaktansi saluran

Q_r = aliran daya reaktif ke bus penerima

V_s = tegangan pada bus pengirim

P_s = aliran daya aktif dari bus pengirim.

Agar sistem stabil, maka nilai indeks LQP harus dipertahankan kurang dari 1, dan jika tidak, maka akan terjadi ketidakstabilan sistem (Samuel *et al.*, 2017).

e. Line voltage stability index (LVSI)

Line voltage stability index (LVSI) merupakan indeks stabilitas tegangan saluran yang menunjukkan hubungan antara daya nyata saluran dan tegangan bus (Suganyadevi dan Babalal, 2009) dalam (Samuel *et al.*, 2017). *Line voltage stability index (LVSI)* gagal jika resistansi saluran transmisi sangat dekat dengan nol. Rumus *line voltage stability index (LVSI)* sebagai berikut.

$$LVSI = \frac{4RP_r}{V_s \cos \theta - \delta} \leq 1 \quad (59)$$

dimana:

$\theta = \tan^{-1} \frac{X}{R}$ adalah sudut saluran transmisi

R = resistansi saluran

Line voltage stability index (LVSI) Haruna, 2015 dalam (Samuel *et al.*, 2017).

f. *Voltage collapse point indicator (VCPI)*

Voltage collapse point indicator (VCPI) menggunakan konsep transfer daya maksimum untuk menyelidiki stabilitas setiap bus. Rumus *voltage collapse point indicator (VCPI)* dapat dilihat sebagai berikut.

$$VCPI(power) = \frac{P_R}{P_{R(max)}} \quad (60)$$

$$VCPI(Losses) = \frac{P_{Losses}}{P_{Losses(max)}} \quad (61)$$

dimana:

P_R = daya di ujung penerima

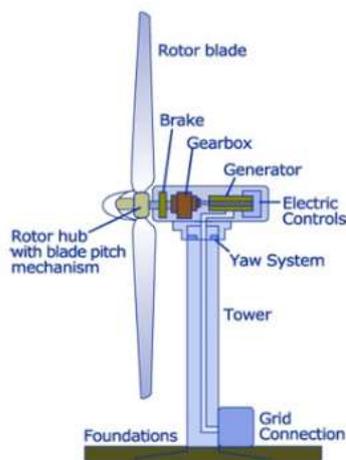
P_{Losses} = rugi daya pada sistem

Nilai masing-masing indeks *voltage collapse point indicator (VCPI)* pada persamaan di atas meningkat secara bertahap, jika mencapai 1 maka terjadi ketidakstabilan. Indeks *VCPI* bervariasi dari 0 sampai 1 Goh *et al.*, 2015 dalam (Samuel *et al.*, 2017).

D. Potensi Tenaga Angin

Angin merupakan sumber energi yang berasal dari alam. Perbedaan suhu antara udara panas dan udara dingin menyebabkan terjadinya angin. Dewasa ini energi angin menjadi kajian yang menarik bagi para peneliti ketenagalistrikan. Pemanfaatan energi angin masih kecil jika ditinjau dari persentase bauran energi. Namun dengan perkembangan teknologi pemanfaatan energi angin semakin meningkat, baik dari segi kuantitas maupun kualitasnya.

Energi angin yang menggerakkan turbin berfungsi sebagai pembangkit listrik tenaga angin. Penggunaan energi angin dapat mengurangi pemanfaatan energi fosil dalam pemenuhan kebutuhan energi. Namun demikian, pemanfaatan energi angin dewasa ini masih belum dapat menyaingi pembangkit listrik tidak terbarukan atau konvensional. Pemanfaatan energi terbarukan seperti turbin angin dikembangkan oleh para ilmuwan, hal ini disebabkan oleh semakin berkurangnya sumber energi fosil. Untuk lebih jelasnya tentang bagian-bagian yang terdapat pada turbin angin dapat dilihat pada gambar berikut (Syafaruddin, 2019).



Sumber : Bahan Ajar Prof. Syafaruddin

Gambar 16. Turbin angin.

1. Bauran energi terbarukan di Indonesia

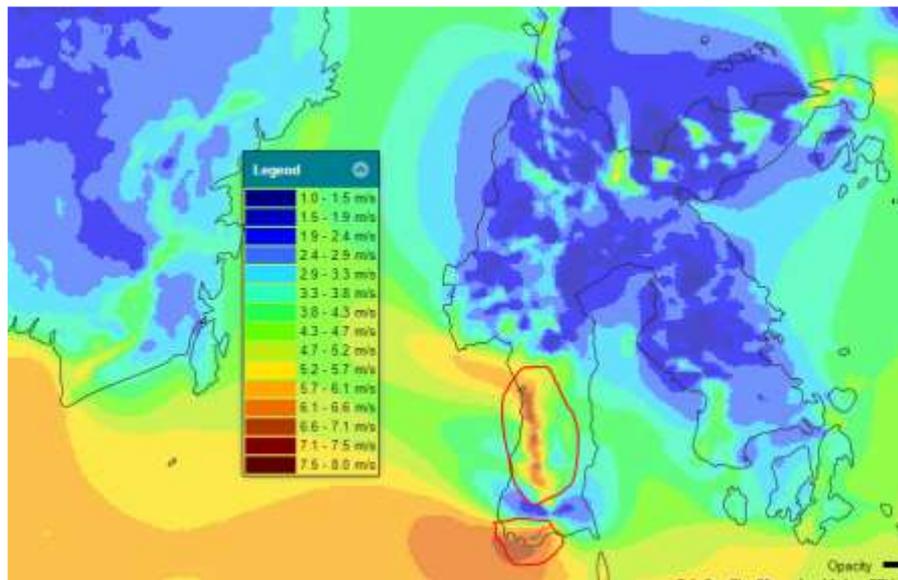
Bauran energi baru terbarukan (EBT) pada bauran energi nasional tahun 2020 telah mencapai 11,31%, atau baru setengah dari target 23% di tahun 2025. Dengan demikian, diperlukan strategi dan dukungan seluruh

elemen atau pihak untuk dapat mewujudkan target tersebut. Capaian bauran EBT pada tahun 2020 lebih kurang 11%, dibandingkan dengan tahun 2015 yang baru mencapai 5%, maka selama 6 tahun, capaian bauran ini meningkat dua kali lipat, kira-kira 1% per tahun. Masih tersisa lima tahun ke depan untuk mencapai target bauran ke 23%. Peningkatan bauran, pencapaiannya lebih banyak dihasilkan dari bahan bakar nabati (BBN) pada tahun 2016 (EBTKE, 2022).

Pada akhir tahun 2020, total kapasitas terpasang dan jumlah unit pembangkit PLN (Holding dan Anak Perusahaan) adalah 44.174,79 MW dan 6.059 unit, dengan 30.970,93 MW (64,24%) berada di Pulau Jawa. Jumlah total kapasitas terpasang meningkat sebesar 0,80% dibandingkan dengan akhir tahun 2019 (PLN, 2021).

2. Potensi tenaga angin Sulawesi Selatan

Potensi tenaga angin di Provinsi Sulawesi Selatan terdapat di dua kabupaten yaitu pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) Sidrap di Kabupaten Sidenreng Rappang dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) Tolo di Kabupaten Jeneponto. Kapasitas pembangkitan PLTB Sidrap 75 MW dan PLTB Jeneponto 60 MW. Untuk lebih jelasnya tentang peta potensi pembangkit listrik tenaga bayu di Provinsi Sulawesi Selatan dapat dilihat pada gambar berikut.



Sumber: Vena Energi, Seminar Nasional Fakultas Teknik Unhas 2019.

Gambar 17. Peta potensi tenaga angin Sulawesi Selatan.

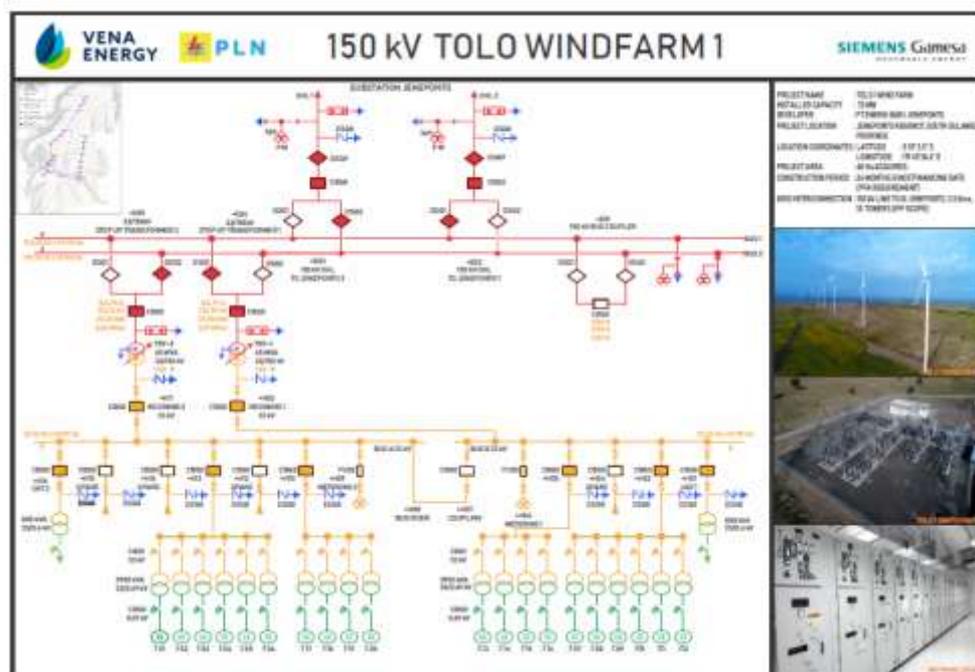
3. Pembangkit listrik tenaga bayu Sidrap

Pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) Sidrap merupakan pembangkit bertenaga angin skala komersial pertama di Indonesia. Pusat listrik tenaga bayu dibangun di daerah Sidrap dengan kapasitas 75 MW, terdiri atas 30 turbin angin, dengan kapasitas masing-masing 2,5 MW. PLTB Sidrap terintegrasi dengan sistem Sulbagsel melalui jaringan transmisi 150 kV. Jaringan transmisi Sidrap-Maros dilepas dan digantikan dengan jaringan transmisi Sidrap-PLTB Sidrap dan PLTB Sidrap-Maros (MA Rachman, 2019).

4. Pembangkit listrik tenaga bayu Tolo

Pembangkit listrik tenaga bayu Kabupaten Jeneponto gardu induk Tolo dilengkapi dengan *switchyard*, *control building*, *service building*. PLTB Tolo dikerjakan oleh PT. Energi Bayu Jeneponto di atas lahan

seluas 60 Ha. Tegangan kerja PLTB Tolo 150 kV dengan sistem transmisi yang terinterkoneksi ke gardu induk PLN Jeneponto menggunakan kabel bawah tanah sepanjang 3,5 km. Kapasitas generator setiap turbin sebesar 3,6 MW dengan daya mampu sebesar 60 MW (Jeneponto, n.d.). *Single line* diagram PLTB Jeneponto dapat dilihat pada gambar berikut.



Sumber: Vena Energi, Seminar Nasional Fakultas Teknik Unhas 2019.

Gambar 18. *Single line* diagram PLBT Jeneponto.

5. Distribusi *wiebull* pembangkit listrik tenaga angin

Sifat kecepatan angin yang tidak stabil tiap interval waktunya memberikan permasalahan tersendiri dalam perencanaan pembangkitan dayanya (Syafaruddin, 2019).

$$f(v_{Wi}) = \frac{k}{A} \left(\frac{v_{Wi}}{A} \right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v_{Wi}}{A} \right)^k} \quad (62)$$

dimana:

A = faktor penskalaan

k = parameter *shape*

v_{wi} = kecepatan angin

Tabel 1. Parameter distribusi *Weibull*

Site	Annual mean wind speed in m/d	Scaling factor in m/s	Shape factor
Helgoland	7.2	8.0	2.09
List	7.1	8.0	2.15
Bremen	4.3	4.9	1.85
Brencswick	3.8	4.3	1.83
Saarbrücken	3.4	3.9	1.82
Stuttgart	2.5	2.8	1.24

Sumber : Materi kuliah Energi Baru dan Terbarukan Lanjut, 2019.

6. Prinsip kerja pembangkit listrik tenaga angin

Proses pemanfaatan energi angin dilakukan melalui dua tahapan konversi energi, pertama aliran angin akan menggerakkan rotor (baling-baling) yang menyebabkan rotor baling-baling berputar selaras dengan angin yang bertiup, kemudian putaran dari rotor dihubungkan dengan generator, dari generator inilah dihasilkan arus listrik. Jadi proses tahapan konversi energi bermula dari energi kinetik angin menjadi energi gerak rotor kemudian menjadi energi listrik. Besarnya energi listrik yang dihasilkan dipengaruhi oleh beberapa faktor di antaranya adalah:

- a. Rotor (kincir), rotor turbin sangat bervariasi jenisnya, diameter rotor akan berbanding lurus dengan daya listrik. Semakin besar diameter semakin besar pula listrik yang dihasilkan.

- b. Kecepatan angin, kecepatan angin akan mempengaruhi kecepatan putaran rotor yang akan menggerakkan generator.
- c. Jenis generator, generator terbagi dalam beberapa karakteristik yang berbeda, generator yang dapat digunakan untuk sistem konversi energi angin adalah generator yang dapat menghasilkan arus listrik pada putaran rendah.

Listrik yang dihasilkan dari sistem konversi energi angin akan bekerja optimal pada siang hari dimana angin berhembus cukup kencang dibandingkan dengan pada malam hari, sedangkan penggunaan listrik biasanya akan meningkat pada malam hari. Untuk mengantisipasi sistem ini sebaiknya tidak langsung digunakan untuk keperluan produk-produk elektronik, namun terlebih dahulu disimpan dalam satu media seperti baterai atau aki sehingga listrik yang keluar besarnya stabil dan bisa digunakan kapan saja (Habibie *et al.*, 2008).

7. Fungsi biaya unit pembangkit tenaga angin

Dalam aliran daya optimal dipertimbangkan biaya operasional setiap unit pembangkit. Dengan demikian, biaya pembangkit tenaga angin dapat dihitung dengan persamaan fungsi biaya (Student & Lecture, 2016). Adapun fungsi biaya pembangkit tenaga angin ke-j, sebagai berikut.

$$CW_j = C_{d_{w_j}} + C_{p_{w_j}} + C_{r_{w_j}} \quad (63)$$

Persamaan di atas memperlihatkan bahwa variabel pertama adalah *direct cost* pembangkitan dari pembangkit tenaga angin. Variabel *direct*

cost ini bersifat linear terhadap daya yang dibangkitkan pembangkit, seperti persamaan sebagai berikut.

$$C_{d_{w_j}} = K_{d_{w_j}} (w_j) \quad (64)$$

Adapun variabel kedua pada fungsi biaya unit pembangkit tenaga angin adalah *penalty cost* akibat *underestimation* karena tidak menggunakan semua tenaga angin yang tersedia persamaan dituliskan pada (6).

$$C_{p_{w_j}} = K_{p_{w_j}} (W_{av_j} - w_j) = K_{p_{w_j}} (S_1 + S_2) \quad (65)$$

Sedangkan variabel ketiga adalah *reserve cost* akibat *over estimation* daya pembangkit tenaga angin sehingga operator memesan daya pada grid persamaan dituliskan pada (7).

$$C_{r_{w_j}} = K_{r_{w_j}} (w_j - W_{av_j}) = K_{r_{w_j}} (S_3 + S_4) \quad (66)$$

Jika pembangkit tenaga angin dimiliki oleh operator maka variabel *direct cost* dan *penalty cost* dapat diabaikan (R.S. Ibrahim, 2017).

dimana:

CW_j = biaya pembangkitan unit tenaga angin ke- j

$C_{d_{w_j}}$ = *direct cost* pembangkit tenaga angin ke- j

$C_{p_{w_j}}$ = *penalty cost* pembangkit tenaga angin ke- j

$C_{r_{w_j}}$ = *reserve cost* pembangkit tenaga angin ke- j

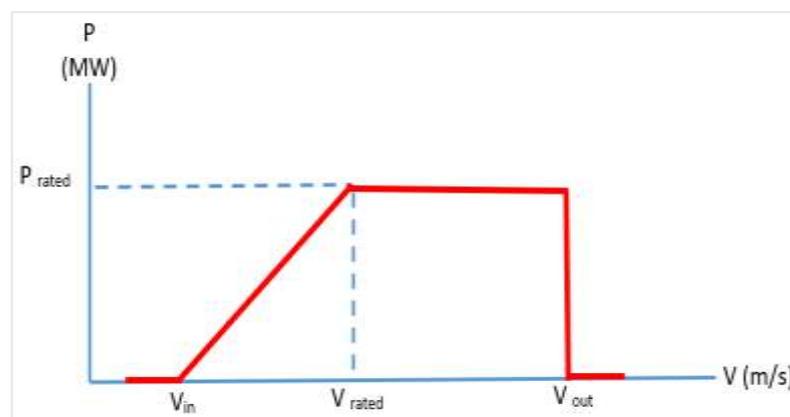
$K_{d_{w_j}}$ = koefisien *direct cost* pembangkit tenaga angin ke- j

$K_{p_{w_j}}$ = koefisien *penalty cost* pembangkit tenaga angin ke- j

$K_{r_{w_j}}$ = *reserve cost* pembangkit tenaga angin ke- j

w_j = daya yang dibangkitkan pembangkit tenaga angin ke- j

Kecepatan angin berpengaruh terhadap daya *output* pembangkit tenaga angin. Pembangkit listrik tenaga angin tidak mengeluarkan daya apabila kecepatan angin kurang dari v_{in} dan kecepatan angin lebih besar dari v_{out} . Pembangkit listrik tenaga angin mulai membangkitkan secara linier saat kecepatan angin berada di *range* antara v_{in} dan kecepatan angin *rated* (v_r). Saat kecepatan angin berada di *range* v_r dan v_{out} , maka daya *output* pembangkit tenaga angin bersifat konstan dengan nilai sebesar kapasitasnya, yaitu w_r . Karakteristik ini dapat dilihat pada gambar berikut (R.S. Ibrahim, 2017).



Gambar 19. Karakteristik *input-output* pembangkit tenaga angin.

E. Kecerdasan Buatan

Artificial intelligence (AI) atau dalam bahasa Indonesia disebut kecerdasan buatan merupakan bagian dari ilmu komputer yang digunakan untuk menciptakan perangkat lunak dan perangkat keras dengan tujuan

untuk menghasilkan sesuatu seperti yang dihasilkan oleh manusia. *Intelligence* diciptakan dan dimasukkan ke dalam suatu mesin (komputer) agar dapat melakukan pekerjaan seperti yang dapat dilakukan manusia. Oleh sebab itu, *artificial intelligence* harus didasarkan pada prinsip-prinsip teoretikal dan terapan yang menyangkut struktur data yang digunakan dalam representasi pengetahuan (*knowledge representation*), algoritma yang diperlukan dalam penerapan pengetahuan itu, serta bahasa dan teknik pemrograman yang dipakai dalam implementasinya (Fanoeel Thamrin, 2012). Ada beberapa metode *artificial intelligence* yang dapat digunakan dalam aliran daya optimal *particle swarm optimization*, algoritma *neve bat*, algoritma *ant colony*, dan masih banyak lainnya.

1. Particle swarm optimization

Particle swarm optimization (PSO) berdasarkan pada pola perilaku sekawanan burung. Algoritma PSO meniru perilaku sosial organisme tersebut. Perilaku sosial terdiri atas tindakan individu dan pengaruh dari individu-individu lain dalam suatu kelompok. Seekor burung dalam suatu kawanan disebut dengan istilah partikel. Setiap partikel atau individu secara terdistribusi berperilaku dengan kecerdasannya (*intelligence*) sendiri, dan perilaku kelompoknya secara kolektif. Dengan demikian, apabila satu partikel atau seekor burung menemukan jalan yang dekat atau tepat menuju ke sumber makanan, maka sisa kawanan yang lain juga akan dapat segera mengikuti jalan tersebut meskipun lokasi mereka jauh dari kawanannya.

Algoritma PSO awalnya diusulkan oleh J. Kennedy and R. C. Eberhart. Pada penyelesaian optimasi multivariabel, kawanan diasumsikan memiliki ukuran tertentu atau tetap dengan asumsi bahwa setiap partikel posisi awalnya terletak di suatu lokasi yang acak dalam ruang multidimensi. Setiap partikel diasumsikan memiliki dua sifat atau karakteristik yaitu posisi dan kecepatan. Setiap partikel bergerak pada *space* atau ruang tertentu dan selalu mengingat posisi terbaik yang pernah ditemukan atau dilewati terhadap sumber makanan atau nilai fungsi objektif. Setiap partikel menyampaikan informasi atau posisi terbaiknya kepada partikel yang lain dan selalu menyesuaikan posisi dan kecepatan masing-masing sesuai informasi yang diterima mengenai posisi yang terbaik tersebut. Algoritma komputasi dan rumus algoritma PSO standar yang diperkenalkan oleh James Kennedy dan Russel Eberhart pada tahun 1995 dapat dilihat sebagai berikut (Kennedy, 1995).

$$vx[[i]] = vx[[i]] + 2 * rand() * (pbestx[[i]] - presentx[[i]]) + 2 * rand() * (pbestx[[gbest]] - present[[i]])$$

$$V_i^{k+1} = V_i^k + c_1 rand_1 (Pbest_i^k - X_i^k) + c_2 rand_2 (Gbest^k - X_i^k) \quad (67)$$

dimana:

V_i^k = velocity individu i pada iterasi k

c_1, c_2 = koefisien akselerasi

$rand_1, rand_2$ = jumlah random antara 0 dan 1

X_i^k = posisi individu i pada iterasi k

$Pbest_i^k$ = $Pbest$ individu i sampai iterasi k

$$Gbest^k = Gbest \text{ kelompok sampai iterasi } k$$

Pada suatu bentuk n dimensi penelusuran *space*, posisi dan *velocity* terhadap individu i adalah direpresentasikan sebagai vektor $X_i = (x_{i1}, \dots, x_{in})$ dan $V_i = (v_{i1}, \dots, v_{in})$ pada algoritma PSO. Misalkan $Pbest_i = (x_{i1}^{Pbest}, \dots, x_{in}^{Pbest})$ dan $Gbest = (x_1^{Gbest}, \dots, x_n^{Gbest})$ adalah individu i yang merupakan posisi terbaik saat ini.

2. Improved particle swarm optimization (inertia weight)

Tahun 1998 Yuhui Shi, dan Russell Eberhart dari Department of Electrical Engineering, Indiana University dan Purdue University Indianapolis memodifikasi algoritma PSO (Yuhui Shi and Russell Eberhart, 1998), (Yusran & Soeprijanto, 2012). Pada penelitian ini memasukkan *inertia weight* dalam *velocity* sebagai upaya meningkatkan kecepatan.

$$V_{id} = V_{id} + C_1 * rand() * (P_{id} - X_{id}) + C_2 * rand() * (P_{gd} - X_{id}) \quad (68)$$

$$X_{id} = X_{id} + V_{id} \quad (69)$$

Pada persamaan di atas dapat dilihat bahwa sisi kanan yang terdiri atas tiga bagian: bagian pertama adalah kecepatan sebelumnya dari partikel: bagian kedua dan ketiga adalah yang berkontribusi pada perubahan kecepatan partikel. Tanpa bagian kedua dan ketiga dari persamaan tersebut, partikel akan terus terbang dengan kecepatan arus dalam arah yang sama hingga mencapai batas. PSO tidak akan menemukan solusi yang dapat diterima kecuali ada solusi yang dapat diterima pada lintasan terbang mereka. Namun di sisi lain, persamaan di

atas tanpa bagian pertama, maka kecepatan partikel terbang hanya ditentukan oleh posisi mereka saat ini dan posisi terbaik mereka dalam daerah yang dilaluinya. Dengan demikian, proses pencarian PSO tanpa bagian pertama adalah proses dimana ruang pencarian secara statistik menyusut dari generator ke generator, hal ini menyerupai algoritma pencarian lokal. Dalam (Kennedy, 1995), pilihan yang direkomendasikan untuk konstanta c_1 dan c_2 adalah bilangan bulat 2 karena rata-rata membuat bobot untuk bagian sosial, dan kognisi menjadi 1.

Persamaan PSO yang dimodifikasi dapat dilihat sebagai berikut (Yuhui Shi and Russell Eberhart, 1998), (Bansal et al., 2011).

$$V_i^{k+1} = W * V_i^k + c_1 rand_1 (Pbest_i^k - X_i^k) + c_2 rand_2 (Gbest^k - X_i^k) \quad (70)$$

dimana:

V_i^k = *velocity* individu i pada iterasi k

W = parameter *weight*

c_1, c_2 = koefisien akselerasi

$rand_1, rand_2$ = jumlah random antara 0 dan 1

X_i^k = posisi individu i pada iterasi k

$Pbest_i^k$ = *Pbest* individu i sampai iterasi k

$Gbest^k$ = *Gbest* kelompok sampai iterasi k

Pada proses *update velocity* ini, nilai-nilai parameter seperti w , c_1 , dan c_2 harus ditentukan terlebih dahulu. Secara umum parameter *weight* w diperoleh dengan menggunakan persamaan berikut.

$$W = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} * iter \quad (71)$$

dimana:

W = *inertia weight*

$W_{min}W_{max}$ = *weight awal dan weight akhir*

$Iter_{max}$ = jumlah iterasi maksimum

$Iter$ = jumlah iterasi sekarang

Dari persamaan PSO pertama (Kennedy, 1995), memungkinkan memiliki kemampuan pencarian global dengan menambahkan bagian pertama. Baik pencarian lokal maupun pencarian global akan bermanfaat untuk memecahkan beberapa jenis masalah. Ada perbedaan antara pencarian global dan lokal. Pada masalah yang berbeda, harus ada keseimbangan yang berbeda antara kemampuan pencarian lokal dan kemampuan pencarian global. Dengan pertimbangan tersebut, bobot *inertia weight* w dimasukkan ke dalam persamaan (Kennedy, 1995) seperti yang ditunjukkan pada persamaan di atas. W ini berperan sebagai penyeimbang antara pencarian global dan pencarian lokal. Ini bisa berupa konstanta positif atau bahkan fungsi waktu linier atau nonlinier positif.

3. Improved particle swarm optimization (constriction factor)

Individu dalam PSO dianggap sebagai partikel dengan volume nol, setiap partikel bergerak dalam ruang pencarian dimensi-D. Setiap partikel atau individu pada ruang pencarian memiliki kecepatan yang memungkinkan dimodifikasi secara dinamis bergantung pada pengalaman perjalanannya sendiri (*personal best*) dan juga dalam kelompoknya (*global best*).

Implementasi *constriction factor* dalam algoritma PSO dibuat oleh Clerc, pada tahun 2000 (Clerc & Kennedy, 2011). Dia menggunakan beberapa persamaan linier kompleks untuk memodelkan interaksi individu-individu dalam populasi. Penggunaan koefisien ini membuat tekanan partikel pada posisi terbaik personal dan global sebagai akibatnya partikel menyatu dari waktu ke waktu yang berarti amplitudo osilasi partikel berkurang. Selain itu, *constriction factor* mencegah kegagalan partikel jika kondisi yang diperlukan terpenuhi (Kuanar *et al.*, 2020), (Syarifuddin, 2008).

Untuk lebih jelasnya tentang PSO yang dimodifikasi dengan *constriction factor* dapat dilihat pada persamaan berikut.

$$V_i^{k+1} = C * V_i^k + c_1 rand_1 (Pbest_i^k - X_i^k) + c_2 rand_2 (Gbest^k - X_i^k) \quad (72)$$

dimana:

V_i^k = *velocity* individu i pada iterasi k

C = parameter *constriction*

c_1, c_2 = koefisien akselerasi

$rand_1, rand_2$ = jumlah random antara 0 dan 1

X_i^k = posisi individu i pada iterasi k

$Pbest_i^k$ = *Pbest* individu i sampai iterasi k

$Gbest^k$ = *Gbest* kelompok sampai iterasi k

Parameter *constriction factor* dihitung menggunakan persamaan berikut.

$$C = \frac{2k}{2 - \emptyset - \sqrt{|\emptyset^2 - 4\emptyset|}} \quad (73)$$

$$\emptyset = c_1 + c_2 \quad (74)$$

dimana: $\delta > 4$, untuk $k = 1$, dan $c_1 = c_2 = 2,05$, dan nilai $C = 0,729$.

G. Penelitian Terkait

Penelitian dan atau studi terdahulu yang terkait dengan aliran daya optimal, stabilitas sistem dan emisi pembangkit termal dapat dilihat sebagai berikut.

1. Prabha Kundur *dkk.* dalam jurnal IEEE Transaction on Power Sistem, Vol. 19, No. 2 tahun 2004, menulis tentang *Definition and Classification of Power Sistem Stability*. Laporan ini membahas masalah definisi stabilitas dan klasifikasi dalam sistem tenaga dari sudut pandang fundamental dan telah memeriksa konsekuensi praktis dari fenomena stabilitas secara signifikan. Definisi stabilitas power sistem yang mencakup semua bentuk. Hasil penting dari laporan tersebut adalah klasifikasi sistematis stabilitas sistem tenaga, dan identifikasi perilaku stabilitas. Keterkaitan antar keandalan power sistem, keamanan, dan stabilitas juga telah dibahas.
2. Gunadin IC *dkk.* dalam Seminar Nasional iset Inovasi II, tahun 2014, SSN : 2339-1553. Pada penelitian ini telah disimulasikan keandalan dari sistem Sulawesi Selatan sampai tahun 2020 dengan cara menentukan nilai LOLP (*loss of load probability*), berdasarkan data perkiraan beban harian dan rencana pembangunan pembangkit baru PLN di Sulawesi Selatan. Perhitungan nilai LOLP (*loss of load probability*) dilakukan dengan menggunakan metode segmentasi. Selain itu, dicari juga keandalan dari sistem apabila ada pembangkit

yang keluar dari sistem. Hasil proyeksi kebutuhan daya listrik sampai tahun 2010 adalah sebesar 576,20 MW, sementara proyeksi rencana kapasitas pembangkit untuk tahun tersebut adalah sebesar 687 MW dan diperoleh LOLP sebesar 0,8585 hari/tahun. Demikian pula, untuk tahun selanjutnya, diperoleh nilai LOLP yang lebih kecil dari 1 hari/tahun.

3. Blair Hanna *dkk.* Pada Jurnal IEEE tahun 2017 melakukan penelitian tentang *optimal power flow for micro-grids*. Metode yang digunakan adalah algoritma solusi *primal linear programming* (LP) dan *optimal power flow* (OPF). Kesimpulan penelitian menerangkan bahwa dua sistem tenaga yang dianalisis dalam penelitian ini yaitu sistem dua bus dan sistem lima bus. Kedua sistem dianalisis dengan batasan transmisi dan juga tanpa batasan transmisi. Dengan saluran transmisi yang dibatasi harganya berbeda, tenaga ekstra dipasok dari pembangkit lokal dan ada penyimpangan harga. Kemacetan menyebabkan kendala dan harga yang lebih tinggi di sisi penerima. Jadi yang terbaik adalah tidak memiliki kendala transmisi. Tanpa batasan harga di pihak penerima tidak akan setinggi itu.
4. S.N. Chaphekarl *dkk.* dari seminar 1st IEEE International Conference on Power Electronics. *Intelligent Control and Energy Systems* tahun 2016 melakukan penelitian dengan judul *Optimal Power Flow for Power Management in Microgrid*. Hasil penelitian menjelaskan bahwa *microgrid* memungkinkan desentralisasi pasokan sehingga

mengurangi pemadaman listrik, meminimalkan waktu henti, dan meningkatkan proses pemulihan. Algoritma baru diusulkan untuk menghubungkan *microgrid* ke jaringan distribusi dan menentukan lokasi optimal *microgrid* dalam sistem. Untuk menemukan penempatan *microgrid* yang optimal, aliran daya dilakukan dengan mempertimbangkan rasio penetrasi *microgrid* yang berbeda. Karya tersebut menyajikan pemilihan lokasi optimal *microgrid* pada sistem distribusi radial 9 bus dan 34 bus. Profil tegangan dan kerugian saluran dihitung menggunakan metode aliran daya *forward backward sweep*.

5. Yann Riffonneau *dkk.* dalam jurnal IEEE Transaction on Sustainable Energy, Vol. 2, No. 3, July 2011. Melakukan penelitian *Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries*. Dalam jurnal ini, sistem kontrol prediktif berdasarkan pendekatan *dynamic programming* (DP), yang mengoptimalkan manajemen aliran daya ke dalam sistem *photovoltaic* (PV) yang terhubung ke jaringan dengan penyimpanan (*batteries*). Dalam simulasi selama 24 jam, pengoptimalan prediksi memberikan sekitar 13% keuntungan secara ekonomis. Implementasi algoritma optimasi prediktif ke dalam mikrokontroler untuk melakukan manajemen *real-time* mengetahui potensi industri dari metode yang diusulkan. Pengoperasian manajemen dalam kondisi nyata telah memvalidasi hasil dan asumsi dari simulasi.

6. Dio Adya Pratama *dkk.* dalam Jurnal Teknik ITS Vol. 5 No. 2 tahun 2016 melakukan penelitian tentang Economic and Emission Dispatch pada Sistem Transmisi Jawa Bali 500 kV Berdasarkan RUPTL 2015–2024 menggunakan *Modified Artificial Bee Colony Algorithm*. Penelitian ini menyimpulkan bahwa besar biaya pembangkitan bergantung pada *cost function* dan *emission function*. Hasil dari simulasi menunjukkan bahwa faktor pembobotan berpengaruh kepada biaya pembangkitan. Jika faktor pembobotan lebih diprioritaskan pada faktor ekonomis, maka biaya pembangkitan akan murah, namun memiliki nilai emisi yang tinggi, begitu pula sebaliknya. Faktor pembobotan memiliki nilai mulai dari 0 sampai dengan 1. Jika nilai pembobotan ditentukan 1 dan 0, maka dapat dikatakan bahwa faktor ekonomis lebih diutamakan. Jika pembobotan ditentukan 0 dan 1, maka dapat dikatakan bahwa faktor emisi lebih diutamakan. Pada hasil simulasi yang telah dilakukan, dapat terlihat bahwa nilai pembobotan yang paling efektif untuk faktor ekonomis dan faktor emisi adalah ditentukan dengan nilai 0,5 dan 0,5, hal ini menandakan bahwa faktor ekonomis dan emisi sama-sama diprioritaskan.
7. Benny PH *dkk.*, tahun 2014 melakukan penelitian tentang optimisasi *unit commitment* mempertimbangkan fungsi biaya menggunakan metode *firefly algorithm*. Hasil penelitian menunjukkan bahwa pada kasus pertama, hasil simulasi memperlihatkan bahwa biaya total pembangkitan memperoleh hasil yang selalu sama pada masing-

masing sistem. Oleh karena itu, pada kasus pertama mempunyai standar deviasi bernilai nol. Kasus kedua, hasil simulasi menunjukkan bahwa biaya total pembangkitan mempunyai standar deviasi sebesar 0,04% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 0,1% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap biaya total pembangkitan rata-rata. Kasus ketiga, memperoleh standar deviasi sebesar 1,45% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 1,72% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap biaya total pembangkitan rata-rata. Kasus keempat, memperoleh standar deviasi sebesar 1,95% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 1,78% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap biaya total pembangkitan rata-rata.

8. Abhishek Kuanar *dkk.*, 2020. *Comparative analysis of Economic Load Dispatch with Constriction Factor Based on Particle Swarm Optimization*. Dalam penelitian ini menerapkan metode *Particle Swarm Optimization* dengan *improved constriction factor*. Metode PSO yang diusulkan diterapkan pada sistem pembangkit listrik 3 unit dan 6 unit untuk menemukan pengurangan biaya pembangkitan dan rugi daya.

Beberapa tambahan penelitian terdahulu yang akan dijadikan referensi pada penelitian dapat dilihat pada tabel *state of the art* berikut.

Tabel 2. *State of the art* penelitian

No	Peneliti/Tahun	Judul Penelitian/Penerbit	Metode /Hasil
ALIRAN DAYA OPTIMAL / OPTIMAL POWER FLOW			
1	C. Sumpavakup <i>et al.</i> , 2010.	<i>A Solution to the Optimal Power Flow Using Artificial Bee Colony Algorithm. International Conference on Power System Technology, IEEE</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Artificial Bee Colony Algorithm.</i> - Dalam tulisan ini, diterapkan Algoritma Lebah untuk menyelesaikan masalah Aliran Daya Optimal. Efektivitas Algoritma Lebah Diverifikasi dengan pengujian dengan sistem bus IEEE-14 dan IEEE-30. - Menghitung biaya pembangkitan. - Membandingkan hasil perhitungan biaya GA, PSO, ABC.
2	Yann Riffonneau <i>et al.</i> , 2011.	<i>Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, No. 3, July, 2011.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Dynamic Programming.</i> - Pengoptimalan dilakukan dengan menggunakan pemrograman dinamis dan dibandingkan dengan manajemen berbasis aturan sederhana. Dari kesimpulan penelitian ini, manajemen reaktif yang berbeda akan dikembangkan dan dibandingkan dalam operasi kondisi nyata. Secara khusus, manajemen reaktif yang optimal, yang dikembangkan dari algoritma DP dari tahap optimasi prediktif, akan diusulkan. Dengan cara ini, jumlah pekerjaan akan tercapai untuk sistem manajemen daya lengkap yang reaktif seperti manajemen yang optimal dijamin sesuai dengan kondisi

			nyata.
3	S.N. Chaphekar <i>et al.</i> , 2016.	<i>Optimal Power Flow for Power Management in Microgrid. 1st IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES-2016)</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Metode <i>Forward Backward Sweep</i> . - Menghitung tegangan setiap bus, dan rugi jaringan. - Didapatkan posisi mikrogrid yang optimal.
4	E. Mohagheghi, 2016.	<i>Real-Time Optimal Power Flow under Wind Energy Penetration-Part II: Implementation. IEEE Transaction.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - RT-OPF metode - Mempertimbangkan ekonomi dan teknis - Prediksi cuaca untuk <i>wind power real time</i> setiap 120 detik, yang <i>update</i> setiap 20 detik. - Pembaruan prediksi digunakan untuk menangani perilaku acak pembangkit tenaga angin. Skenario ini diselesaikan secara paralel menggunakan server multi-prosesor - Terlihat bahwa RT-OPF yang diusulkan memastikan waktu komputasi yang pendek yang memungkinkan optimalisasi waktu nyata. - Jerman
5	R.R. Widiarto <i>et al.</i> , 2016.	Manajemen Optimal Power Flow pada Jaring Terhubung PV Dilengkapi Baterai menggunakan <i>Bellman Algorithm</i> . Jurnal Teknik ITS, Vol. 5, No. 2, (2016) ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print)	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Bellman Algorithm</i>. - Hasil Penelitian sebagai berikut: <ol style="list-style-type: none"> 1. Program simulasi yang telah dibuat mampu melakukan perhitungan untuk mencari aliran daya optimum dari sistem dengan profil beban dibuat mirip Jawa Bali dengan faktor skala tertentu dengan biaya total 117.357 rupiah

			<p>untuk δSOC 0,002 dan 118.073 rupiah untuk δSOC 0,003.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Penggunaan baterai menambah biaya pengeluaran untuk pergantian baterai yang dalam paper ini dicicil dan dihitung dari seberapa besar biaya pemakaian baterai. 3. Biaya yang dikeluarkan untuk $\delta\text{SOC}=0,001$, $\delta\text{SOC}=0,002$ dan $\delta\text{SOC}=0,003$ walaupun dengan sistem, kapasitas baterai dan PV yang sama akan menghasilkan biaya yang berbeda. Semakin besar nilai δSOC biaya total menjadi lebih mahal akibat biaya baterai yang meningkat. 4. Baterai mampu melakukan tugas sebagai <i>peak load shaving</i> ketika beban puncak melebihi nilai maksimum <i>grid</i> dengan cara baterai akan <i>charge</i> ketika beban rendah dan <i>discharge</i> ketika beban puncak. 5. Hasil simulasi dapat digunakan sebagai <i>power schedule</i> yang digunakan untuk mengatur operasi baterai yang terpasang pada suatu sistem. 6. Usia baterai untuk simulasi menggunakan $\delta\text{SOC}=0,001$ harus diganti setelah digunakan 3,94 tahun, untuk $\delta\text{SOC}=0,002$ harus diganti setelah digunakan
--	--	--	--

			selama 3,7 tahun dan untuk $\delta\text{SOC}=0,003$ harus sudah diganti setelah 3,51 tahun. Semakin kecil δSOC maka usia baterai semakin lama.
6	B Hanna <i>et al.</i> , 2017 ₂	<i>Optimal Power Flow for Micro-grids.</i> IEEE.	<ul style="list-style-type: none"> - Metode <i>linear programming</i> (LP) dan <i>power world</i>. - Melakukan perhitungan aliran daya optimal dan biaya sebelum dan setelah terjadi gangguan pada pemasangan DG
7	Jiayin Jiang <i>et al.</i> , 2017 ₂	<i>Optimal Power Flow with Transmission Switching for Power Sistem with Wind/ Photovoltaic Generation</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Genetic algorithm (GA) and the nonlinear primal-dual interior point method. - Menghitung biaya pembangkitan. Kombinasi metode GA dan nonlinear primal-dual interior point digunakan untuk menyelesaikan model optimasi. Kelayakan dan efektivitas metode yang diusulkan telah dibuktikan, terutama untuk sistem dengan penetrasi energi terbarukan skala besar. Hasil pengujian menunjukkan bahwa metode yang diusulkan bermanfaat bagi fleksibilitas dan keekonomisan operasi sistem tenaga, serta akomodasi pembangkit terbarukan.
8	M. A. M. Shaheen <i>et al.</i> , 2019 ₂	<i>Optimal Power Flow of Power Systems Including Distributed Generation Units Using Sunflower Optimization Algorithm.</i> IEEE access Received July 12, 2019, accepted August 2, 2019, date of publication August	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Sunflower optimization</i> (SFO). - Menghitung biaya pembangkitan. - Membandingkan SFO, PSO, dan GA, - Artikel ini memperkenalkan upaya baru pemanfaatan algoritma sunflower optimization (SFO) dalam menyelesaikan masalah aliran daya optimal (OPF) di bidang

		6, 2019, date of current version August 21, 2019. Digital Object Identifier 10.1109/ACCESS. 2019. 2933489.	sistem tenaga. Target utamanya adalah untuk mengoptimalkan biaya bahan bakar unit pembangkit di bawah batasan sistem. Pada tahap awal, fungsi tujuan diselesaikan untuk menemukan tapak optimal dari unit distributed generation (DG) dalam sistem yang diteliti. Makalah ini telah mengusulkan algoritma SFO meta-heuristik baru untuk memecahkan masalah OPF dalam sistem tenaga seperti jaringan IEEE 14-bus, dan 30-bus.
9	Thanh Long Duong et al., 2020.	<i>Application of Sunflower Optimization Algorithm for Solving the Security Constrained Optimal Power Flow Problem. Engineering, Technology & Applied Science Research Vol. 10, No. 3, 2020, 5700-5705'</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Sunflower optimization</i> (SFO). - Menghitung biaya pembangkitan - Membandingkan hasil SFO dengan beberapa metode - Menemukan aliran daya optimal (OPF) yang meminimalkan total biaya. Independent sistem operator (ISO) menghadapi banyak tantangan saat mengoperasikan sistem untuk mendapatkan manfaat ekonomi dan keamanan. Solusi untuk masalah ini dikenal sebagai security constrained optimal power flow (SCOPF). SCOPF adalah masalah pengoptimalan skala besar dan nonlinier dengan banyak kendala kompleks. Makalah ini mengusulkan algoritma <i>sunflower optimization</i> (SFO) untuk memecahkan masalah SCOPF. Metode yang diusulkan diuji pada sistem

			IEEE 30-bus dan IEEE 118-bus untuk kasus normal dan pemadaman.
10	Ziming Yan <i>et al.</i> , 2020	<i>Real-Time Optimal Power Flow: A Lagrangian based Deep Reinforcement Learning Approach. Published in: IEEE Transactions on Power Systems (Volume: 35 , Issue: 4 July 2020)</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Deep reinforcement learning (DRL) - Simulasi numerik menunjukkan bahwa aliran daya optimal dengan batas aman dapat diperoleh secara <i>real-time</i>. - Metode yang diusulkan diuji pada sistem IEEE 118-bus. Dibandingkan dengan metode mutakhir, metode yang diusulkan dapat mencapai optimalitas solusi tinggi dan kepatuhan batasan secara <i>real-time</i>.
STABILITAS SISTEM			
11	Indar Chaerah Gunadin <i>et al.</i> , 2010 ₂	<i>Real Power Generation Scheduling to Improve Steady State Stability Limit in the Java-Bali 500 kV Interconnection Power System. International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering.</i>	<ul style="list-style-type: none"> - REI-DIMO - Metode penjadwalan ulang generator yang diusulkan dalam makalah ini, mampu meningkatkan indeks stabilitas keadaan tunak bila dibandingkan dengan metode lain seperti pengiriman ekonomi merit order (operasi PLN) dan lagrange.
12	Rajalakshmy S <i>et al.</i> , 2016 ₂	<i>Voltage stability by reactive power rescheduling using PSO Algorithm. ELSEVIER, International Conference on Information and Communication Technologies (ICICT 2014).</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Particle Swarm Optimization (PSO)</i> algorithm. - Hasil analisis pada kehilangan daya reaktif selama kontingensi1 (kondisi kelebihan beban) adalah 25,509 MVAR. Kerugian setelah pengoptimalan menurun menjadi 16,723 MVAR, atau persentase penurunan kerugian sekitar 34,44%.

			<ul style="list-style-type: none"> - Kehilangan daya reaktif selama kontingensi 2 (kondisi gangguan) adalah 38,664 MVAR. Kerugian setelah optimasi menurun menjadi 34,238 MVAR. Persentase penurunan kerugian sekitar 11,45%. Ini akan memberikan pengurangan biaya jika diperhitungkan dari segi pertimbangan ekonomi.
13	Gauri Shankar <i>et al.</i> , 2015	<i>Optimal load frequency control of hybrid renewable energy sistem using PSO and LQR. IEEE, 2015 International Conference on Power and Advanced Control Engineering (ICPACE).</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Particle swarm optimization (PSO).</i> - Disimpulkan bahwa nilai eigen sistem tanpa umpan balik keadaan memiliki dua nilai eigen nol, artinya sistem sedikit stabil dimana pada kasus dengan kontrol umpan balik keadaan nilai eigen yang diperoleh lebih negatif sehingga menjadikan sistem HRES secara keseluruhan lebih stabil.
ECONOMIC DISPATCH DAN ECONOMIC EMISSION DISPATCH			
14	Benny <i>et al.</i> , 2014.	Optimisasi <i>Unit Commitment</i> Mempertimbangkan Fungsi Biaya Tidak Mulus Dengan Firefly Algorithm. Vol. 3, No. 1, (2014) ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print)	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Firefly algorithm.</i> - Hasil penelitian menunjukkan bahwa pada kasus pertama, hasil simulasi menunjukan bahwa biaya total pembangkitan memperoleh hasil yang selalu sama pada masing-masing sistem. Oleh karena itu, pada kasus pertama mempunyai standar deviasi bernilai nol, Kasus kedua, hasil simulasi menunjukan bahwa biaya total pembangkitan mempunyai standar deviasi sebesar 0,04% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 0,1% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap

			<p>biaya total pembangkitan rata-rata. Kasus ketiga, memperoleh standar deviasi sebesar 1,45% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 1,72% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap biaya total pembangkitan rata-rata. Kasus keempat, memperoleh standar deviasi sebesar 1,95% untuk sistem IEEE 14 bus, dan sebesar 1,78% untuk sistem IEEE 30 bus terhadap biaya total pembangkitan rata-rata</p>
15	Totok Dewantoro <i>et al.</i> , 2016 ₂	<p><i>Security Constrained Unit Commitment Menggunakan Metode Firefly Algorithm.</i> Prosiding SENTIA 2016 – Politeknik Negeri Malang Volume 8 – ISSN: 2085-2347</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Metode <i>firefly algorithm</i> - Makalah ini memperkenalkan sebuah metode <i>firefly algorithm</i> dalam menyelesaikan permasalahan <i>security constrained unit commitment</i>. Algoritma sudah dites pada sistem IEEE 30 Bus dengan 6 generator termal selama periode beban 12 jam. Hasil menunjukkan bahwa metode ini mampu digunakan untuk menyelesaikan permasalahan SCUC. Total biaya produksi yang lebih tinggi sebesar \$195,65 adalah sebagai konsekuensi dari permasalahan ini, namun nilai ini memastikan bahwa sistem dapat melayani permintaan beban secara layak dan aman. Untuk dapat mengetahui performa dari usulan algoritma ini sebaiknya dilakukan perbandingan dengan metode algoritma metaheuristik yang lain serta dapat menambahkan case lain semisal ketika terjadi

			<p>kontingensi sistem.</p> <p>Penambahan metode optimasi di bagian sub problem (<i>losses</i>) mungkin diperlukan agar program lebih mendekati nilai yang sesungguhnya.</p>
16	Dio AP <i>et al.</i> , 2016 ₂	<p><i>Economic and Emission Dispatch pada Sistem Transmisi Jawa Bali 500 kV</i> berdasarkan RUPTL 2015 –2024 menggunakan <i>Modified Artificial Bee Colony Algorithm</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Menggunakan <i>modified artificial bee colony algorithm</i>. - Besar biaya pembangkitan bergantung pada <i>cost function</i> dan <i>emission function</i>. Hasil dari simulasi menunjukkan bahwa faktor pembobotan berpengaruh kepada biaya pembangkitan. Jika faktor pembobotan lebih diprioritaskan pada faktor ekonomis, maka biaya pembangkitan akan murah, namun memiliki nilai emisi yang tinggi, begitu pula sebaliknya.
17	Ansar Suyuti <i>et al.</i> , 2013 ₂	<p><i>Simple and portable gas emission detector design Using microcontroller atmega16. ICIC Express Letters.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Microcontroller atmega 16. - Model yang kami usulkan cukup sederhana dan berdimensi kecil; oleh karena itu, sangat mudah untuk dipindahkan dari satu tempat ke tempat lain. Untuk memverifikasi hasil kami, pengukuran <i>real-time</i> dapat dipantau melalui visualisasi di <i>liquid crystal display</i> (LCD) dan monitor komputer melalui desain perangkat lunak untuk implementasi <i>web database real-time</i> dan protokol koneksi server. Visualisasinya sendiri dirancang berdasarkan kombinasi antara bahasa pemrograman <i>microsoft visual basic</i> ver. 6.0 dan <i>borland C ++</i>.

18	M. Najib H <i>et al.</i> , 2011.	Kajian Potensi Energi Angin di Wilayah Sulawesi Dan Maluku. <i>Jurnal Meteorologi Dan Geofisika</i> volume 12 Nomor 2 - September 2011: 181 – 187	<ul style="list-style-type: none"> - Grafik frekuensi distribusi arah dan kecepatan angin dibuat dengan menggunakan <i>software</i> WRPLOTView. - Hasil kajian dari 13 stasiun, didapatkan 4 daerah yang mempunyai potensi untuk dimanfaatkan sebagai sumber energi listrik. Keempat daerah tersebut adalah Tual, Saumlaki, Bandaneira, dan Naha. Daerah tersebut memiliki rata-rata kecepatan harian sebesar antara 2,6 - 3,1 m/s, hal ini sudah memenuhi syarat kecepatan minimal yang dibutuhkan yaitu sebesar 2,5 m/s. Potensi energi yang dihasilkan berkisar antara 3448-11861 wattday/year, sedangkan frekuensi hari yang memiliki kecepatan angin lebih dari 2,5 m/s berkisar antara 52-81% atau dalam setahun berkisar antara 193-297 hari.
19	Jelle Meus <i>et al.</i> , 2017.	<i>Applicability of a Clustered Unit Commitment Model in Power Sistem Modeling. IEEE transaction on power systems</i>	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Clustered unit commitment (CUC) formulations.</i> - Kontribusi pertama dari makalah ini adalah untuk menunjukkan bahwa kesalahan dapat diperkenalkan baik karena perumusan masalah dan pengelompokan unit yang tidak identik. Sebuah studi kasus disajikan dimana kesalahan ini dikuantifikasi dalam kondisi yang berbeda. Secara keseluruhan, kesalahan dalam memprakirakan biaya total tidak melebihi 0,06%. Kontribusi kedua dari makalah

			<p>ini adalah pengembangan pendekatan <i>hybrid</i> yang secara berurutan menggunakan CUC dan model UC tradisional. Pendekatan ini memungkinkan untuk mengurangi biaya komputasi untuk memecahkan masalah UC sambil memberikan solusi yang layak dan hampir optimal yang dijamin.</p>
20	Andi Muhammad Ilyas, 2022	Meneliti Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terintegrasi Energi Terbarukan	<p>Metode yang digunakan <i>artificial intelligence</i> yang meliputi: MIPSO, FVSI, dan PSOHIC. Tujuan penelitian yang dilakukan:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Untuk menentukan model aliran daya optimal sistem Sulbagsel yang diinjeksi <i>data real</i> daya pembangkitan PLTB. - Untuk menentukan model kestabilan tegangan sistem Sulbagsel yang diinjeksi <i>data real</i> daya pembangkitan PLTB. - Untuk menemukan model aliran daya sistem Sulbagsel yang terintegrasi PLTB.

Tabel di atas memperlihatkan beberapa hasil penelitian yang berkaitan dengan aliran daya optimal (*optimal power flow*). Pada urutan ke 1 sampai 10 membahas masalah OPF yang berhubungan dengan biaya pembangkitan dengan berbagai macam metode. Nomor urut 11 sampai 13 membahas tentang stabilitas sistem dengan berbagai macam

pertimbangan. Sedangkan pada nomor urut 14 sampai 19 membahas tentang biaya pembangkitan.

Untuk melihat perbedaan atau perbandingan penelitian terdahulu dengan penelitian yang dilakukan dapat dilihat pada tabel berikut.

Tabel 3. Perbandingan penelitian aliran daya optimal

Tahun	Judul/Metode	Fokus Penelitian	Aplikasi/Lokasi
2016 ₂	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Real Time Optimal Power Flow under Wind Energy Penetration</i> - <i>RT-OPF diselesaikan secara paralel menggunakan server multi-prosesor</i> 	<p>Prediksi cuaca, yang dilakukan dalam waktu 120 detik dan <i>diupdate</i> setiap 20 detik.</p> <p>Mempertimbangkan ekonomis dan teknis.</p>	Prediksi cuaca di Jerman
2017	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Optimal Power Flow with Transmission Switching for Power System with Wind/ Photovoltaic Generation</i> - <i>Genetik Algoritma</i> 	Mempertimbangkan biaya pembangkitan.	Simulasi menggunakan data IEEE 118 bus China
2019 ₂	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Optimal Power Flow of Power Systems Including Distributed Generation Units Using Sunflower Optimization Algorithm.</i> - <i>SFO</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - Mempertimbangkan biaya pembangkitan. - Menggunakan SFO dan GA. 	Simulasi menggunakan data IEEE 14-bus, dan 30-bus. Mesir
2020	<ul style="list-style-type: none"> - <i>Application of Sunflower Optimization Algorithm for</i> 	<ul style="list-style-type: none"> - Mempertimbangkan biaya pembangkitan. - Menggunakan SFO 	Metode yang diusulkan diuji pada sistem IEEE 30-bus

	<i>Solving the Security Constrained Optimal Power Flow Problem</i> - SFO		dan IEEE 118-bus. Vietnam
2022	-Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terinterkoneksi Data <i>Real</i> PLTB -Menggunakan MIPSO, FVSI, dan PSOHIC	- Model diaplikasikan menggunakan data <i>real</i> PLTB. - Model aliran daya optimal yang diusulkan mempertimbangkan stabilitas, rugi daya dan biaya pembangkitan - Diusulkan aliran daya optimal hybrid update velocity pada particle swarm optimization yang konpergen lebih cepat.	Metode yang digunakan diuji menggunakan data IEEE, dan data sistem Sulbagsel yang terintegrasi energi terbarukan, Indonesia.

Hasil penelitian yang terdapat pada tabel di atas memperlihatkan perbedaan objek penelitian dan metode penelitian yang digunakan dalam pelaksanaannya. Namun, secara umum penelitian pada topik aliran daya optimal atau *optimal power flow*. Model Aliran Daya Optimal Sistem Sulbagsel Terintegrasi Energi Terbarukan meneliti penentuan model aliran daya menggunakan data *real*, menentukan model stabilitas sistem menggunakan data *real*, dan menemukan model solusi aliran daya yang dapat mencapai fungsi tujuan yang optimal.