



TESIS - EE185401

***DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW
MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN ENERGY
STORAGE***

KARIMATUN NISA'
07111850010001

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO DAN INFORMATIKA CERDAS
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020



TESIS - EE185401

***DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW
MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN ENERGY
STORAGE***

KARIMATUN NISA'
07111850010001

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D.

PROGRAM MAGISTER
BIDANG KEAHLIAN TEKNIK SISTEM TENAGA
DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO
FAKULTAS TEKNOLOGI ELEKTRO DAN INFORMATIKA CERDAS
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2020

LEMBAR PENGESAHAN TESIS

Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Teknik (MT)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Oleh:

KARIMATUN NISA'
NRP: 07111850010001

Tanggal Ujian: 1 Juni 2020
Periode Wisuda: September 2020

Disetujui oleh:
Pembimbing:

1. Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
NIP: 197411292000121001

2. Vita Lystianingrum B.P., ST., M.Sc., Ph.D.
NIP: 198208292006042001


Penguji:

1. Prof. Ir. H. Ontoseno Penangsang, M.Sc, Ph.D.
NIP: 194907151974121001

2. Dr.Ir. Ni Ketut Aryani, MT.
NIP: 196509011991032002

3. Feby Agung Pamuji, S.T., M.T., Ph.D.
NIP: 198702062012121002

Kepala Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro, Dan Informatika Cerdas


Decet Candia Riawan, ST., M.Eng., Ph.D.
NIP: 197311192000031001

Halaman ini sengaja dikosongkan

PERNYATAAN KEASLIAN TESIS

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi keseluruhan Tesis saya dengan judul “*DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW* **MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN ENERGY STORAGE**” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka. Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 16 Juli 2020

Karimatun Nisa'

NRP. 07111850010001

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN ENERGY STORAGE

Nama mahasiswa : Karimatun Nisa'
NRP : 07111850010001
Pembimbing : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Vita Lystianingrum BP, S.T., M.Sc., Ph.D

ABSTRAK

Metode analisis aliran daya optimal dinamis yang cocok digunakan untuk perhitungan aliran daya aktif (MW) pada saluran transmisi dan dapat digunakan pada situasi yang menggunakan solusi cepat seperti analisis kontingensi adalah *Dynamic Direct Current Optimal Power Flow* (DDCOPF). Kontingensi adalah kejadian yang disebabkan oleh kegagalan operasi dari satu atau lebih pembangkit atau saluran transmisi. Untuk mempercepat perhitungan analisis kondisi kontingensi, dilakukan penambahan *security constraint* dengan menggunakan *Linear Sensitivity Factor* seperti *Line Outage Distribution Factor* (LODF) pada metode DDCOPF. Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimasi pembangkit pada sistem *grid-connected microgrid* yang terdiri dari *Wind turbine* (WT), *Photovoltaic* (PV), *Diesel generator* (DG), *Micro turbine* (MT) dan *Battery Energy Storage* (BES) agar dapat beroperasi dengan aman ketika sistem dalam operasi normal maupun kontingensi. Selain itu terdapat fungsi multi objektif pada perhitungan optimasi ini yaitu fungsi biaya pembangkitan dan umur baterai. Transaksi energi selama *charge* dan *discharge* pada baterai akan diperhatikan untuk memaksimalkan umur baterai. Hasil dari penelitian ini akan memberikan pembangkitan daya maksimal dengan total biaya dan transaksi daya baterai yang minimal dengan memanfaatkan fungsi multi objektif.

Kata kunci: (*Microgrid, Dynamic Optimal Power Flow, LODF, batas keamanan sistem, energy storage*)

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING WIND FARM DAN ENERGY STORAGE

By : Karimatun Nisa'
Student Identity Number : 07111850010001
Supervisor(s) : 1. Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Vita Lystianingrum BP, S.T., M.Sc., Ph.D

ABSTRACT

The optimal dynamic power flow analysis method suitable for the calculation of active power flow (MW) on the transmission line and can be used in situations that use fast solutions such as contingency analysis is Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF). Contingency is an event caused by a failed operation of one or more generators or transmission lines. To speed up the calculation of contingency analysis, a security constraint is added by using a Linear Sensitivity Factor such as Line Outage Distribution Factor (LODF) in the DDCOPF method. This study aims to optimize the generator on a grid-connected microgrid system consisting of Wind turbine (WT), Photovoltaic (PV), Diesel generator (DG), Micro turbine (MT) and Battery Energy Storage (BES) so that it can operate safely when system in normal and contingency operation. In addition there are multi-objective functions in this optimization calculation that is the function of generation costs and battery life. Energy transactions during charge and discharge on the battery will be considered to maximize battery life. The results of this study will provide maximum power generation with a minimum total cost and battery power transaction using multiple objective functions.

Keywords: Microgrid, Dynamic Optimal Power Flow, LODF, system security constraint, energy storage

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, kehadiran Allah SWT yang telah meridhoi, melancarkan, dan melimpahkan rahmat atas kerja keras dalam proses pengerjaan tesis yang berjudul **“DYNAMIC SECURITY OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN ENERGY STORAGE”**. Adapun tujuan tesis ini adalah sebagai persyaratan untuk mendapatkan gelar magister teknik pada bidang studi Teknik Sistem Tenaga, Jurusan Teknik Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Dalam penyusunan penulisan tesis ini, penulis telah banyak mendapat dukungan, bantuan, dan doa dari berbagai pihak. Dengan ini, penulis ingin menyampaikan banyak terima kasih kepada:

1. Untuk kedua orang tua dan keluarga tercinta yang selalu memberi dukungan dan do'a yang tidak pernah putus.
2. Bapak Dr. Rony Seto Wibowo, ST., MT. dan Ibu Vita Lystianingrum Budiharto Putri, S.T., M.Sc., Ph.D. yang telah banyak membimbing dan memberikan saran-saran, nasehat serta pandangannya selama ini.
3. Luki Septya, M.T. atas bantuan dan semangat dalam proses pengerjaan tesis.
4. Nurdin Sugiantoro, Eki Roviando, Fericko Satya, dan Hari Putra Utama atas diskusi dan bantuan dalam pengerjaan program.
5. Seluruh Bapak dan Ibu dosen yang telah membimbing dan membekali ilmu kepada penulis selama menempuh pendidikan di kampus Teknologi Sepuluh Nopember.
6. Teman-teman S2 Sistem Tenaga angkatan 2018 yang telah membantu dan memberikan dukungan langsung maupun tidak langsung dalam perkuliahan maupun diluar perkuliahan.
7. Semua pihak yang telah banyak membantu penulis dalam proses pengerjaan tesis selama ini, terima kasih banyak.

Penulis sepenuhnya menyadari bahwa masih terdapat kekurangan dalam pengerjaan maupun penulisan tesis ini. Oleh karena itu, kritik dan saran membangun sangat diharapkan untuk perbaikan dan pengembangan penelitian ini

kedepannya. Semoga tesis penelitian ini dapat bermanfaat bagi semua sebagai referensi, pengembangan penelitian, atau kebutuhan yang lainnya di masa depan. Amin Yaa Robbal'alamin.

Surabaya, 12 Juni 2020

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN TESIS	iii
PERNYATAAN KEASLIAN TESIS	v
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	ix
KATA PENGANTAR	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN	19
1.1 Latar Belakang	19
1.2 Rumusan Masalah	21
1.3 Tujuan.....	21
1.4 Batasan Masalah.....	21
1.5 Kontribusi.....	22
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA.....	23
2.1 Kajian Penelitian Terkait.....	23
2.2 Teori Dasar.....	24
2.2.1 <i>Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF)</i>	24
2.2.2 Batas Keamanan Sistem Tenaga Listrik	25
2.2.3 <i>Line Sensitivity Factor</i>	26
2.2.4 <i>Microgrid</i>	27
BAB 3 METODE PENELITIAN.....	31
3.1 Sistem Mikrogrid IEEE 30 Bus Modifikasi	33
3.2 Pemodelan <i>Wind Farm</i>	35
3.3 Data Pembangkit	37
3.3.1 <i>Utility Grid (PLN)</i>	37
3.3.2 <i>Photovoltaic</i>	38
3.3.3 <i>Micro Turbine</i>	39

3.3.4	<i>Diesel Generator</i>	39
3.3.5	<i>Battery Energy Storage</i>	39
3.4	Metode Penyelesaian <i>Security Constrained OPF</i> dengan <i>DC Power Flow</i> dan <i>Quadratic Programming</i>	40
3.4.1	Pembentukan Fungsi Objektif	40
3.4.2	Pembentukan Variabel Kontrol	41
3.4.3	Pembentukan <i>Constraints</i>	41
3.4.4	Menghitung <i>Sensitivity Factor</i>	43
3.4.5	<i>Optimal Power Flow</i> pada <i>Quadratic Programming</i>	45
3.5	Metode Penyelesaian Multi Objektif dengan <i>Weighted Sum</i>	49
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN		51
4.1	Profil Pembebanan	51
4.2	Studi Kasus 1 : Kondisi normal dengan <i>wind farm</i> dan tanpa <i>wind farm</i> .	52
4.3	Studi Kasus 2 : Mempertimbangkan kondisi kontingensi	56
4.4	Studi Kasus 3 : Mengoptimasi total biaya pembangkitan dan umur baterai	64
BAB 5 PENUTUP		73
5.1	Kesimpulan	73
5.2	Saran	73
DAFTAR PUSTAKA		75
LAMPIRAN		77

DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 <i>Flowchart</i> Penelitian.....	31
Gambar 3.2 sistem IEEE 30 bus modifikasi.....	34
Gambar 3.3 grafik daya <i>output wind farm</i> selama 24 jam	35
Gambar 3.4 grafik fungsi biaya PLN.....	38
Gambar 3.5 grafik daya <i>output PV</i>	39
Gambar 3.6 ilustrasi meminimalkan transaksi energi baterai.....	41
Gambar 3.7 sistem sederhana 3 bus dengan baterai	45
Gambar 4.1 profil pembebanan harian 24 jam	51
Gambar 4.2 daya pembangkitan <i>controllable source generators</i> tanpa <i>wind farm</i>	52
Gambar 4.3 daya pembangkitan <i>renewable source generators</i> tanpa <i>wind farm</i>	53
Gambar 4.4 daya pembangkitan <i>controllable source generators</i> dengan <i>wind farm</i>	54
Gambar 4.5 daya pembangkitan <i>renewable source generators</i> dengan <i>wind farm</i>	54
Gambar 4.6 grafik perbandingan total daya generator kasus 1	55
Gambar 4.7 grafik perbandingan total biaya pembangkitan kasus 1	56
Gambar 4.8 daya pembangkitan <i>controllable source generators</i> kasus 2.....	61
Gambar 4.9 daya pembangkitan <i>renewable source generators</i> kasus 2.....	62
Gambar 4.10 grafik perbandingan total daya generator kasus 2	62
Gambar 4.11 grafik perbandingan total biaya pembangkitan beban kasus 2	63
Gambar 4.12 perbandingan total daya pembangkitan baterai kasus 2	63
Gambar 4.13 daya pembangkitan <i>controllable source generators</i> dengan <i>wind farm</i> <i>farm</i> kasus 3	64
Gambar 4.14 daya pembangkitan <i>renewable source generators</i> dengan <i>wind farm</i> kasus 3	65
Gambar 4.15 daya pembangkitan <i>controllable source generators</i> tanpa <i>wind farm</i> kasus 3	66
Gambar 4.16 daya pembangkitan <i>renewable source generators</i> tanpa <i>wind farm</i> kasus 4	66

Gambar 4.17 energi baterai dengan <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	67
Gambar 4.18 SOC baterai dengan <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	68
Gambar 4.19 daya baterai dengan <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	68
Gambar 4.20 energi baterai tanpa <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	69
Gambar 4.21 SOC baterai tanpa <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	70
Gambar 4.22 daya baterai tanpa <i>wind farm single</i> objektif (a) dan multi objektif (b).....	70
Gambar 4.23 total biaya pembangkitan kasus 3	71
Gambar 4.24 total transaksi daya baterai kasus 3	72

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 pembangkit mikrogrid sistem IEEE 30 bus modifikasi.....	34
Tabel 3.2 data kecepatan angin tiap jam	35
Tabel 3.3 datasheet <i>wind turbine</i>	36
Tabel 3.4 daya <i>output wind farm</i> selama 24 jam.....	37
Tabel 3.5 daya keluaran PV.....	38
Tabel 3.6 data <i>micro turbine</i>	39
Tabel 3.7 data <i>diesel generator</i>	39
Tabel 3.8 data baterai	40
Tabel 4.1 hasil aliran daya cek kontingensi semua saluran.....	57
Tabel 4.2 perbandingan aliran daya mempertimbangkan <i>security constraint</i>	60

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi listrik saat ini sangat penting digunakan untuk berbagai aktivitas oleh masyarakat dalam kehidupan sehari-hari. Pembangkit listrik energi termal yang memanfaatkan bahan bakar berupa fosil masih menjadi sumber utama untuk menunjang kebutuhan listrik konsumen. Namun dikarenakan jumlahnya yang semakin lama semakin menipis, energi terbarukan mulai dimanfaatkan dan dikombinasikan untuk mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil. Energi terbarukan merupakan energi yang tidak membutuhkan biaya bahan bakar. Selain itu, energi terbarukan banyak digunakan karena jumlahnya melimpah dan memberikan dampak yang lebih ramah lingkungan. Salah satu energi terbarukan yang dapat dimanfaatkan adalah energi angin. Energi angin memiliki kelebihan yaitu sumber energinya melimpah, memiliki biaya yang rendah, dan ramah lingkungan [1].

Microgrid merupakan suatu sistem yang terpisah dari *grid* utama yang terdiri dari energi terbarukan dan juga energi berbahan bakar fosil. Sistem ini dapat terhubung secara *off grid* atau *on grid* dan dapat menjadi solusi mengatasi pemasokan energi listrik ke beban yang terus bertambah [2]. Sistem *microgrid* memiliki biaya operasi dan emisi yang rendah sehingga lebih menguntungkan dari segi biaya maupun dampak bagi lingkungan [3].

Penelitian ini menggunakan sistem *microgrid* yang mengacu pada penelitian [4] yang terdiri dari pembangkit energi terbarukan, pembangkit diesel, pembangkit *micro turbine*, dan *battery energy storage* (BES) dengan sistem yang terhubung dengan *utility grid*. Dikarenakan sistem *microgrid* ini terhubung dengan *utility grid* berupa PLN, maka sistem ini dikategorikan ke dalam sistem *on grid*. Pembangkit energi terbarukan yang digunakan pada penelitian [4] hanya berupa PV. Karena PV hanya dapat menghasilkan daya sekitar 11 jam yaitu sekitar jam 7 pagi sampai jam 5 sore [5], maka penelitian ini mengusulkan adanya penambahan pembangkit energi angin untuk mengurangi penggunaan pembangkit energi termal. Salah satu daerah di Indonesia yang memiliki potensi angin dengan kecepatan angin yang ada di setiap jamnya adalah Sidrap, Sulawesi Selatan [6]. BES pada sistem ini berfungsi untuk mengatasi sifat *intermittent* dari pembangkit listrik energi terbarukan yang digunakan agar sistem dapat tetap menyuplai kebutuhan listrik kepada konsumen.

Dalam operasi sistem tenaga listrik, terdapat beberapa kriteria yang harus dipenuhi. Tiga kriteria tersebut ialah *economy*, *quality*, dan *security*. *Economy* merupakan kriteria biaya

operasi sistem yang terdiri dari biaya pembangkitan. *Quality* merupakan kualitas tegangan dan frekuensi yang sesuai standar agar memenuhi kebutuhan beban. *Security* adalah kriteria keamanan sistem saat terjadi gangguan. Ketiga kriteria ini harus terpenuhi saat sistem beroperasi normal maupun saat terjadi kontingensi. Kontingensi adalah kejadian yang disebabkan oleh kegagalan operasi dari satu atau lebih pembangkit atau saluran transmisi [7]. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk membantu mempercepat perhitungan dalam analisis kondisi kontingensi adalah *Linear Sensitivity Factor* [8].

Optimal Power Flow (OPF) merupakan bentuk pengembangan dari *economic dispatch* dengan mempertimbangkan aliran daya pada saluran transmisi. OPF berfungsi untuk mengatur pembebanan pembangkit pada suatu sistem kelistrikan yang terinterkoneksi dengan memperhatikan batasan-batasan operasi [8]. Metode perhitungan OPF terdapat dua jenis yaitu *Direct Current Optimal Power Flow (DCOPF)* dan *Alternating Current Optimal Power Flow (ACOPF)*. Untuk sistem yang kompleks DCOPF dipilih karena perhitungannya yang tidak terlalu kompleks dan tidak memiliki perbedaan yang signifikan jika dibandingkan ACOPF [9]. Metode DCOPF juga cocok digunakan untuk perhitungan aliran daya aktif (MW) pada saluran transmisi dan dapat digunakan pada situasi yang menggunakan solusi cepat seperti analisis kontingensi [8].

Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan pengoperasian paling optimal pada sistem *microgrid* dengan mempertimbangkan penambahan *wind farm* dan kondisi kontingensi. Analisis kondisi kontingensi ini dilakukan dengan menambah *security constraint* yang memanfaatkan *Linear Outage Distribution Factor (LODF)* yang termasuk dalam *Linear Sensitivity Factor* untuk mempercepat perhitungan [8]. Selain itu, penelitian ini juga memiliki tujuan untuk mengoptimasi dengan memperhatikan umur baterai dan batasan operasi sistem yang dilakukan dengan menggunakan multi fungsi objektif. Multi objektif yang dimaksud yaitu biaya pembangkitan dan umur baterai dengan tetap memperhatikan batasan operasi dan keamanan. Optimasi multi objektif ini diharapkan akan menghasilkan nilai pembebanan pembangkitan dengan biaya total yang minimal dan nilai transaksi energi pada baterai sehingga umur baterai dapat maksimal. Metode yang digunakan pada penelitian ini adalah *Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF)* untuk mendapatkan nilai optimal pembangkitan masing masing pembangkit selama 24 jam dengan menggunakan *Quadratic Programming* pada sistem *grid-connected microgrid*.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada penelitian ini diuraikan sebagai berikut:

1. Melakukan implementasi *dynamic direct current current optimal power flow* pada *microgrid* yang terintegrasi dengan PV, *wind farm* dan BES.
2. Melakukan implementasi *security dynamic direct current current optimal power flow* pada *microgrid* yang terintegrasi dengan PV, *wind farm* dan BES saat kondisi kontingensi.
3. Pembebanan ekonomis pembangkit pada *microgrid* dengan memaksimalkan usia baterai.

1.3 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengimplementasikan program *dynamic direct current optimal power flow* untuk *microgrid* yang terintegrasi dengan PV, *wind farm* dan BES
2. Mendapatkan dan mengetahui pembebanan optimal dengan mempertimbangkan ketika sistem *microgrid* mengalami kondisi kontingensi
3. Mendapatkan hasil pembebanan ekonomis pembangkit yang juga dapat memaksimalkan usia baterai.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Tidak memperhatikan peralatan elektronika daya.
2. Tidak dilakukan optimalisasi pada peletakan dan *sizing* baterai.
3. Menggunakan sistem IEEE 30 bus modifikasi.
4. *Ramp up* dan *ramp down* pembangkit dianggap sama.
5. Beban dinamis selama 24 jam dengan selang waktu 1 jam
6. *Energy storage* yang digunakan adalah baterai.
7. Biaya perawatan dan investasi baterai diabaikan.
8. Tegangan baterai konstan.
9. *Losses* jaringan diabaikan.
10. Tidak memperhatikan biaya *load shedding*
11. Efisiensi pembangkit dan baterai dianggap 100%.
12. Simulasi dilakukan pada Matlab R2014a.

1.5 Kontribusi

Kontribusi yang diharapkan dari hasil penelitian adalah dengan adanya penambahan *wind farm* pada sistem *grid-connected microgrid* agar dapat meminimalkan biaya pembangkitan. Selain itu, kontribusi yang dilakukan yaitu menambahkan *security constraint* agar dapat membantu sistem tidak mengalami *overload* pada saluran ketika sistem mengalami kontingensi sehingga dapat bekerja secara aman. Analisis kontingensi menggunakan *Linear Outage Distribution Factor* (LODF) yang termasuk dalam *Linear Sensitivity Factor* untuk mempercepat dalam melakukan perhitungan.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

Kajian pustaka penelitian ini berisi tentang kajian penelitian terkait dan dasar teori. Kajian penelitian terkait ini berisi tentang sumber referensi penelitian sebelumnya sehingga penulis dapat melaksanakan penelitian ini sebagai pembaharuan penelitian. Kajian penelitian terkait ini berisi tentang *optimal power flow* yang diterapkan pada *generator angin* dan ketika keadaan sistem mengalami kontingensi. Dasar teori penunjang yang terdapat pada bab ini dibagi menjadi beberapa sub bab yaitu tentang *dynamic optimal power flow*, batas keamanan sistem, *line sensitivity factor (LODF)*, dan *microgrid*.

2.1 Kajian Penelitian Terkait

Beberapa penelitian tentang *microgrid* telah menganalisis tentang penambahan *energy storage* untuk mengatasi sifat *intermittent* dari *renewable energy* seperti pada [10] dan [11]. *Energy storage* berfungsi sebagai penyeimbang pembangkit listrik dari sumber terbarukan untuk mengoptimalkan konsumsi daya secara keseluruhan di *microgrid*. Penelitian [10] dan [11] membahas *Optimal Power Flow* sistem *microgrid* menggunakan *Dynamic Programming* yang terdiri dari pembangkit *renewable energy* berupa *wind turbine* dan PV yang terpasang dengan *energy storage system*. Namun penelitian [10] hanya menggunakan model jaringan yang sederhana sedangkan penelitian [11] lebih berfokus bagaimana mengontrol *microgrid energy* dengan cara mengontrol *energy* dari *storage system*. Penelitian [10] dan [11] juga tidak membahas strategi untuk mengatur kondisi *charge* dan *discharge* baterai agar dapat memperpanjang usia baterai. Penentuan *daya output* pembangkit *wind turbine* dapat ditentukan menggunakan kecepatan angin rata-rata dari suatu wilayah seperti pada [12].

Terlepas dari masalah *wind farm* dan beban yang tidak pasti, sistem ini juga harus menghadapi bahaya kontingensi atau kehilangan saluran akibat gangguan. Kontingensi dapat menyebabkan sistem *black out*. Keamanan sistem daya terdiri dari semua praktik yang dirancang untuk memastikan bahwa sistem mempertahankan operasi meskipun terjadi kegagalan komponen [8]. Untuk alasan ini, perlu untuk menganalisis risiko gangguan pada semua saluran. Namun, perhitungan situasi kontingensi di semua sistem besar membutuhkan perhitungan jangka panjang dan rumit [7]. *Line Outage Distribution Factor (LODF)* dapat mempercepat perhitungan kondisi kontingensi dalam nilai *real time load* [13]. LODF dapat

menghitung aliran daya baru pada setiap saluran dalam semua status kontingensi saluran dengan menggunakan parameter impedansi pada setiap saluran dalam sistem.

2.2 Teori Dasar

Dasar teori berdasarkan kajian pustaka yang melatarbelakangi permasalahan penelitian yang dilakukan yaitu:

2.2.1 *Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF)*

Dalam analisis *Optimal Power Flow* (OPF) konvensional, beban dianggap sama pada setiap waktu. Hal ini berbanding terbalik terhadap kondisi sebenarnya yaitu beban selalu berubah tiap periode waktunya. Karena hal tersebut, OPF kemudian dikembangkan menjadi *Dynamic Optimal Power Flow* (DOPF). Dengan menggunakan DOPF, analisis aliran daya optimal akan menyesuaikan beban yang dinamis yaitu merupakan beban yang variatif atau fluktuatif dalam selang waktu tertentu selama periode waktu tertentu.

Akibat adanya beban yang dinamis tersebut, pengaturan pembangkit berubah sesuai dengan selang selang waktu perubahan beban agar dapat menyuplai kebutuhan beban konsumen. Kemampuan generator berupa *ramp rate* yang berhubungan dengan *life time* pembangkit dan peralatan pendukung pembangkit tersebut [14]. *Ramp rate* ini akan menjadi batasan tambahan pada analisis DOPF yang tidak terdapat pada analisis OPF. *Ramp rate* generator menunjukkan keterkaitan antara level pembangkitan sebelumnya dan waktu sesudahnya dalam waktu tertentu.

Direct Current Optimal Power Flow (DCOPF) adalah metode perhitungan yang berbasis pada *Alternating Current Optimal Power Flow* (ACOPF) dengan mengabaikan daya reaktif (Q) pada sistem. DCOPF pada dasarnya merupakan perhitungan gabungan antara *economic dispatch* dan *power flow*. Tujuan utama DC OPF adalah untuk mendapatkan biaya paling minimal dengan batasan-batasan atau *constraints*. Perhitungan ini mengasumsikan bahwa besar tegangan bernilai tetap yaitu 1.0 pu. Pada [8] Persamaan dari *Direct Current Power Flow* dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \quad 2.1$$

$$P_i = \sum_j^N P_{ij} = \sum_j^N \frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) \quad 2.2$$

P_{ij} adalah daya yang mengalir dari bus i ke bus j , P_i adalah daya yang dibangkitkan pada bus i , θ_i, θ_j merupakan sudut yang dihasilkan pada bus i atau bus j , dan x_{ij} adalah saluran yang menghubungkan bus i dan bus j .

Persamaan untuk analisis *Direct Current Power Flow* dirumuskan pada persamaan 2.1 dan 2.2. Pada persamaan 2.2 dapat dituliskan menjadi fungsi *lagrange* agar dapat digunakan dalam perhitungan *optimal power flow*. Fungsi *lagrange* merupakan fungsi yang terdiri antara fungsi objektif dan *constraints*. Menurut [8] fungsi tersebut dapat dituliskan seperti berikut:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^{N_{bus}} F_i(P_i) + \lambda \Phi \quad 2.3$$

$F_i(P_i)$ adalah fungsi biaya pada pembangkitan ke- i , λ adalah konstanta pengali lamda, dan Φ adalah *constraint*.

Hasil dari persamaan 2.3 yaitu didapatkan biaya minimal pembangkitan tiap generator. *Dynamic Direct Current Optimal Power Flow* (DDCOPF) digunakan untuk menyelesaikan pada kondisi pembebanan dengan periode waktu berbeda selama 24 jam.

2.2.2 Batas Keamanan Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik harus mampu beroperasi pada keadaan normal dan kontingensi dalam kondisi yang aman. Kontingensi adalah suatu kejadian yang disebabkan oleh kegagalan operasi dari satu atau lebih pembangkit atau saluran transmisi [8]. Kondisi kontingensi ini dapat menyebabkan terjadinya pelanggaran pada batas keamanan sistem, yaitu seperti kemampuan pembangkit dan karakteristik saluran. Padahal salah satu dari tiga kriteria yang harus dimiliki sistem tenaga listrik adalah *security* atau keamanan. Karena itulah dikembangkan batas keamanan sistem aliran daya optimal atau *Security Constraint Optimal Power Flow* (SCOPF) [14].

SCOPF merupakan sebuah pengembangan dari aliran daya optimal standar dengan menambahkan pertimbangan pada keadaan kontingensi pada perumusannya. Batas keamanan yaitu seperti karakteristik saluran dan batas tegangan dapat dihindari pada keadaan normal maupun keadaan kotingensi dengan pertimbangan ini [14]. Tindakan pengamanan yang dapat dilakukan pada sistem salah satunya dengan menjaga agar saluran transmisi tidak ada yang mengalami pembebanan lebih saat terjadi kontingensi. Pembebanan berlebih ini akan mengakibatkan drop tegangan pada elemen yang bersangkutan bertambah. Akibatnya tegangan pada beberapa bus pada sistem tersebut ikut menurun dan dapat merusak peralatan listrik pada sistem. Untuk menjaga keamanan sistem dapat dilakukan dengan beberapa cara, salah satunya adalah melakukan *re-dispatch* pembangkit sehingga dapat memenuhi batasan operasi [15]

terutama untuk saluran transmisi sehingga tidak terjadi *overload* dan *drop* tegangan yang berlebih. Untuk mengevaluasi keamanan sistem, dilakukan analisis kontingensi [14]. Analisis ini dilakukan dengan simulasi gangguan pada suatu saluran transmisi.

Batasan operasi pembangkit diperlukan untuk keamanan sistem agar sistem dapat bekerja dengan baik. Batasan tersebut adalah aliran daya aktif pada saluran.

$$|P_{line\ ij}^t| \leq P_{line\ ij\ max} \quad 2.4$$

Untuk tiap saluran ij , besar daya saluran yang mengalir tidak boleh melebihi kapasitas saluran.

2.2.3 Line Sensitivity Factor

Permasalahan dalam mempelajari ribuan kemungkinan gangguan menjadi sangat sulit untuk dipecahkan jika ingin mempresentasikan hasil dengan cepat. Salah satu cara yang mudah untuk memberikan perhitungan cepat kemungkinan kelebihan beban adalah dengan menggunakan *Linear Sensitivity Factor* [13]. Faktor-faktor ini menunjukkan perkiraan perubahan arus yang mengalir dari perubahan dalam pembangkitan. Salah satu *Linear Sensitivity Factor* yang dapat digunakan adalah *Line Outage Distribution Factor* (LODF). LODF merupakan faktor sensitivitas linear pada sebuah saluran ketika terjadi gangguan. LODF menentukan perubahan pembebanan pada setiap saluran pasca terjadinya kontingensi. Dengan demikian LODF dapat memperkirakan saluran mana yang akan mengalami kelebihan beban (*overload*) jika ada salah satu atau lebih saluran sistem yang hilang akibat gangguan. Metode LODF dapat menyederhanakan perhitungan SCOPF konvensional dengan menyederhanakan matriks persamaan *lagrange multiplier*. LODF dapat di modelkan dengan persamaan berikut:

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad 2.5$$

Di mana:

l, k = Indek saluran l pada saluran kontingensi k

$LODF_{l,k}$ = Faktor perubahan pembebanan pada saluran l pada saat terjadi kontingensi di saluran k

Δf_l = Perubahan Pembebanan pada saluran l pasca terjadi kontingensi di saluran k (MW)

f_k^0 = Pembebanan mula mula pada saluran k sebelum kontingensi (MW)

2.2.4 Microgrid

Microgrid yang digunakan terdiri dari *grid* PLN, *microturbine*, *diesel generator*, *photovoltaic* (PV), *wind turbine* dan *battery storage system* (BES). Setiap pembangkit akan dijelaskan lebih rinci pada poin-poin berikut:

a. *Grid* PLN

Utility yang digunakan adalah perusahaan listrik negara (PLN). Di mana *utility* diasumsikan sebagai pembangkit listrik dengan daya yang tidak terbatas sehingga dapat menyuplai beban dengan daya yang sangat besar. Namun kapasitas daya yang dapat disalurkan ke beban pada mikrogrid akan dibatasi oleh kapasitas trafo. Dalam sistem *grid-connected* ini, PLN diintegrasikan ke *microgrid* dan terdapat mekanisme pembelian daya ke PLN.

$$F(P_{\text{PLN}}) = \left(\frac{1}{K}\right) P_{\text{PLN}} \quad 2.6$$

Di mana:

l = Harga listrik per kWh (IDR/kWh)

K = Kurs IDR ke USD

P_{PLN} = Daya terbangkit dari PLN (kW)

b. *Micro turbine*

Micro turbine merupakan pembangkit dengan *turbine* yang memanfaatkan bahan bakar gas maupun cair. Pembangkit *micro turbine* ini memiliki kapasitas dari 25 kW hingga 500 kW [20]. Prinsip kerja dari *micro turbine* sama dengan prinsip kerja dari gas *turbine* maupun *hidro turbine* konvensional. Fungsi biaya dari *micro turbine* dapat dilihat pada persamaan berikut:

$$F(P_{\text{MT}}) = aP_{\text{MT}}^2 + bP_{\text{MT}} + c \quad 2.7$$

Di mana:

$F(P_{\text{MT}})$ = Biaya pembangkitan *micro turbine* (\$)

P_{MT} = Daya output *micro turbine* (kW)

$a, b, \& c$ = Koefisien biaya *micro turbine*.

c. *Diesel Generator*

Diesel generator merupakan pembangkit yang memanfaatkan bahan bakar fosil. Pembangkit *diesel generator* memiliki efisiensi yang cukup tinggi. Pembangkit ini digunakan sebagai *back up* dikarenakan harga bahan bakar yang cukup mahal sehingga hanya digunakan

ketika beban berada pada keadaan puncak. Fungsi biaya dari *diesel generator* dipengaruhi oleh harga bahan bakar dan dapat dimodelkan melalui persamaan berikut:

$$F(P_{DG}) = aP_{DG}^2 + bP_{DG} + c \quad 2.8$$

Di mana:

$F(P_{DG})$ = Biaya pembangkitan *diesel generator* (\$)

P_{DG} = Daya output *diesel generator* (kW)

$a, b, \& c$ = Koefisien biaya *diesel generator*.

d. *Photovoltaic* (PV)

Photovoltaic (PV) merupakan suatu pembangkit yang memanfaatkan energi matahari menjadi energi listrik. Daya output dari PV berubah-ubah bergantung pada suhu, iradiasi serta spesifikasi modul PV. Daya output PV dapat dihasilkan melalui persamaan berikut:

$$P_{pv} = M(P_{stc} \frac{G}{G_{stc}} (1 + k(T_c - T_r))) \quad 2.9$$

Di mana:

P_{pv} = Daya output (Watt)

M = Jumlah modul PV

P_{stc} = Rating daya saat *Standard Test Condition* (STC)

G = Radiasi aktual (W/m²)

G_{stc} = Radiasi saat STC (1000 W/m²)

k = Koefisien temperatur untuk daya modul (%/°C)

T_c = Temperatur sel (°C)

T_r = Temperatur saat STC (25°C).

e. *Wind Turbine*

Wind turbine merupakan pembangkit yang memanfaatkan kecepatan angin dalam membangkitkan daya. Daya output dari *wind turbine* dipengaruhi oleh beberapa variabel yaitu kerapatan udara, kecepatan angin, dan luas putaran baling-baling turbin. Persamaan daya output dari *wind turbine* sebagai berikut:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad 2.10$$

Di mana:

P_{wind} = Daya output *wind turbine* (watt)

ρ = Kerapatan udara (kg/m³)

- A = Swept area (m^2)
 v = Kecepatan angin (m/s)
 C_p = koefisien daya (0.59)

f. *Battery Storage System* (BES)

Energy storage adalah alat yang digunakan untuk menyimpan energi sehingga dapat digunakan pada saat yang berbeda. Pada sistem tenaga listrik energi penyimpanan yang banyak dipakai adalah baterai. Baterai sudah banyak digunakan dalam berbagai aplikasi dalam sistem tenaga [16] seperti memenuhi kebutuhan energi saat terjadi perubahan beban sehingga tidak perlu dilakukan *redispatch* pembangkit, memotong puncak beban yang ditanggung oleh pembangkit, serta sebagai penyedia fleksibilitas yang dibutuhkan oleh sumber pembangkit dengan energi terbarukan yang *intermittent* [17]. Pada [18] energi penyimpan dapat digunakan sebagai *corrective control* untuk membantu sistem dalam mengatasi kontingensi yang terjadi. Dengan adanya *energy storage* pada sistem, biaya pembangkitan selama 24 jam dapat dikurangi. Energi penyimpan dapat melakukan *charging* dan *discharging* dengan cepat. Tetapi setiap energi penyimpanan memiliki Batasan yang harus dipenuhi selama pengoperasiannya yang kemudian disebut dengan *state of charge* (SOC). SOC ini dirumuskan secara matematis sebagai berikut:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad 2.11$$

$$E_{PE\ min} \leq E_0 - \sum_{t=1}^T E_{PE}(t) \leq E_{PE\ max} \quad 2.12$$

$$E_{PE}(t) = P_{PE}(t) \times h \quad 2.13$$

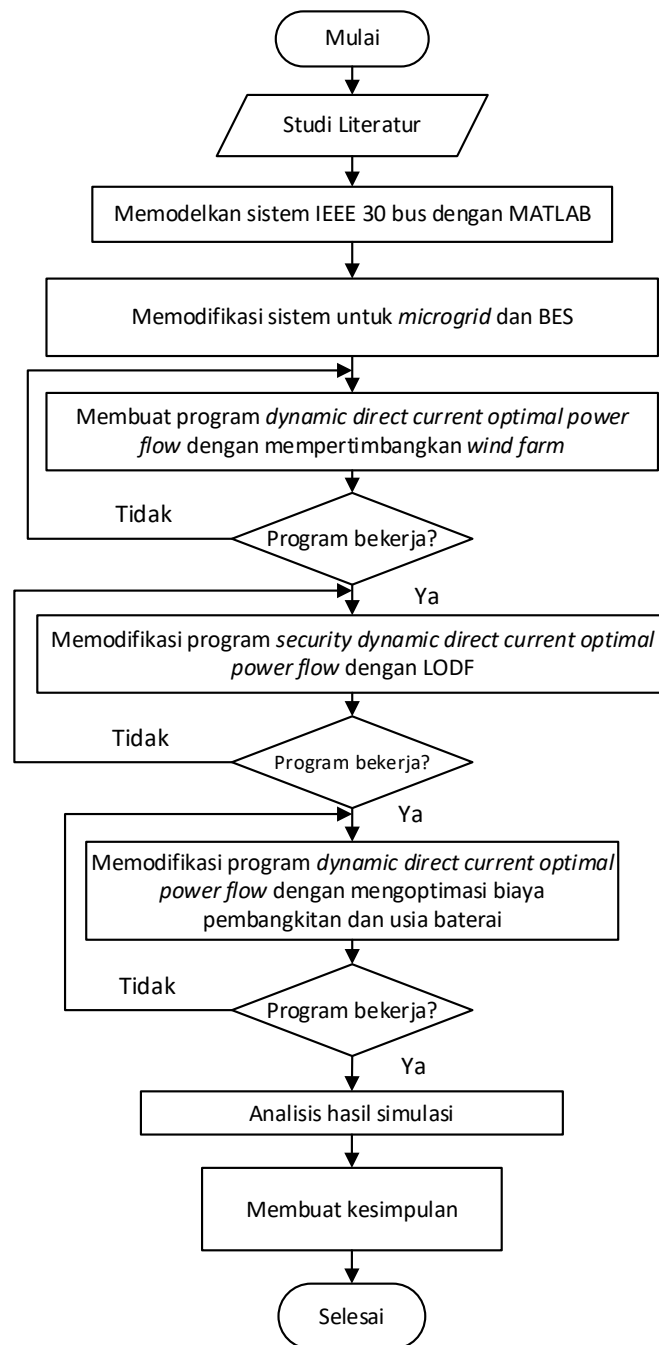
SOC_{min} adalah batas bawah baterai dalam satuan energi, SOC_{max} batas atas baterai dalam satuan energi, E_0 energi mula pada baterai, $E_{PE}(t)$ merupakan energi keluaran baterai saat waktu t , P_{PE} yaitu daya keluaran baterai dan t adalah waktu operasi.

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3

METODE PENELITIAN

Penelitian yang diusulkan ini akan melalui beberapa tahapan yang akan ditampilkan pada Gambar 3.1. Pada penelitian ini akan menggunakan sistem IEEE 30 bus yang dimodifikasi. Sistem tersebut merupakan *microgrid* yang terdiri dari DG, *wind turbine* dan *Battery Storage System* (BES).



Gambar 3.1 Flowchart Penelitian

Flowchart penelitian yang akan dilakukan selama penelitian hingga mencapai kesimpulan. Diagram penelitian ini dapat diuraikan dalam beberapa langkah:

1. Langkah 1 (Studi Literatur)

Studi literatur yang dilakukan yaitu dengan mencari referensi-referensi dari penelitian sebelumnya. Penelitian sebelumnya ini berfungsi untuk mengetahui bahwa penelitian yang diusulkan dapat dikerjakan. Setelah melakukan studi literatur maka dilakukan pemodelan sistem *microgrid* yang terdiri dari DG, PV, MT, WT dan BES dengan sistem IEEE 30 bus.

2. Langkah 2 (Memodelkan Sistem)

Sistem ini dimodelkan dengan menggunakan program pada MATLAB. Model sistem IEEE 30 bus yang sebenarnya dimodifikasi untuk menambahkan pembangkitan *microgrid* dan BES.

3. Langkah 3 (Pembuatan DDCOPF)

Setelah melakukan modifikasi pada sistem IEEE 30 bus selanjutnya adalah pembuatan program DDCOPF untuk sistem tersebut. Setelah pembuatan program selesai selanjutnya adalah dilakukan *checking* program untuk melihat program dapat bekerja dengan baik. Jika program belum bekerja dengan baik maka akan dilakukan perubahan program hingga dapat bekerja dengan baik.

4. Langkah 4 (Validasi)

Untuk memvalidasi program yang dimodelkan telah bekerja dengan baik dilakukan dengan membandingkan daya yang terbangkit pada tiap pembangkit harus sama dengan daya beban dan saluran. Kemudian untuk memvalidasi program dengan batasan *ramp rate* dan *inequality constraints* dilakukan dengan membandingkan daya atau energi yang terbangkitkan harus berada pada *constraint* yang ditetapkan dalam setiap periode waktu. Jika nilai yang dihasilkan masih melebihi *constraints* dapat diartikan bahwa program masih bermasalah. Sehingga perlu perbaikan agar nilai tersebut dapat tetap dalam batasan. Validasi ini digunakan pada setiap parameter (program bekerja?).

5. Langkah 5 (Pemberlakuan kondisi kontingensi)

Setelah program DDCOPF bekerja dengan baik, selanjutnya adalah memberlakukan kondisi kontingensi terhadap sistem untuk pembuatan program *security dynamic optimal power flow*. Kontingensi pada penelitian ini menggunakan LODF. Hal pertama yang dilakukan adalah mendapatkan aliran daya pada saluran untuk kondisi normal. Selanjutnya memprediksi kondisi aliran daya saluran ketika terjadi kontingensi dan membandingkan aliran daya tersebut dengan batas saluran untuk mendapatkan informasi saluran yang mengalami *overload* akibat kontingensi. Lalu memodifikasi matriks A. Setelah itu dilakukan simulasi program dengan mempertimbangkan *security constraint* dan membandingkannya dengan program *dynamic optimal power flow* tanpa mempertimbangkan *security constraint*.

6. Langkah 6 (Pembuatan program DCOPF dengan mengoptimasi multi objektif)

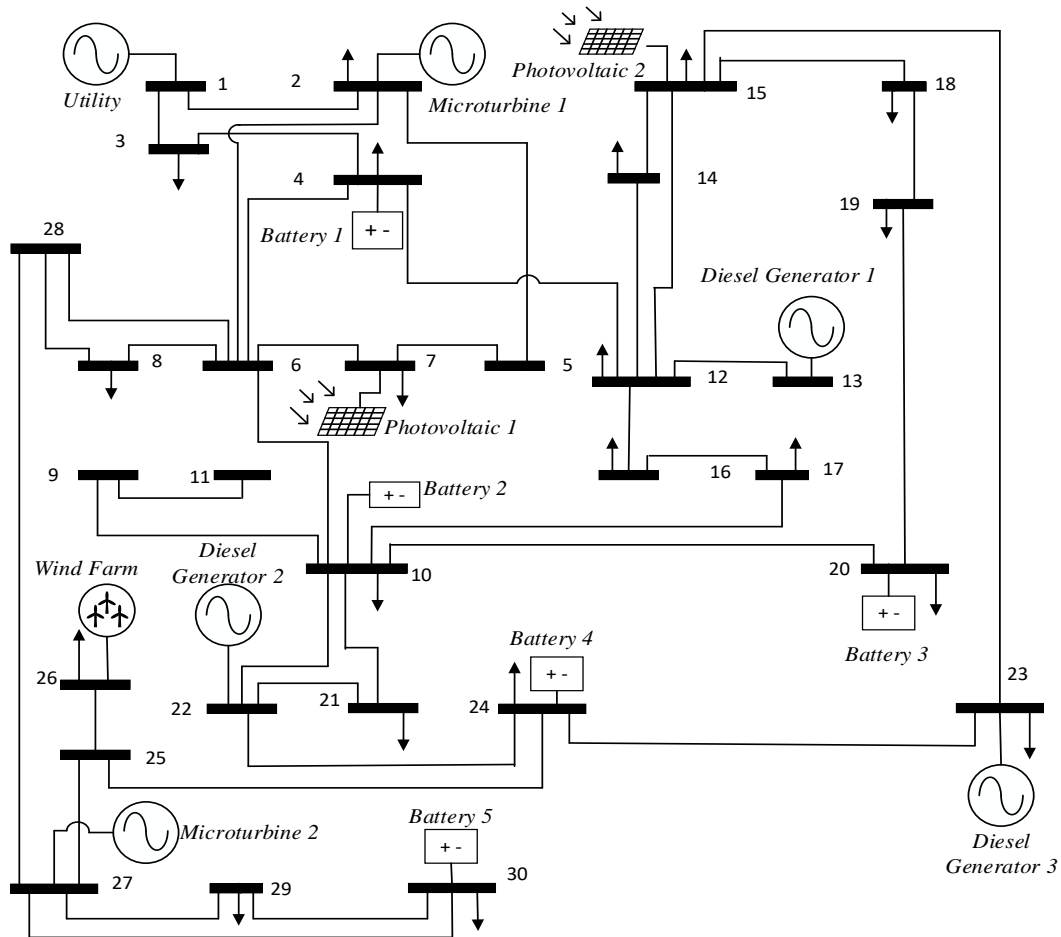
Tujuan program DCOPF pada langkah 3 adalah mengoptimasi biaya pembangkitan. Pada langkah 6 ini dilakukan pembuatan program DCOPF dengan mengoptimasi 2 fungsi objektif yaitu biaya pembangkitan dan usia baterai. Metode penyelesaian multi objektif ini dilakukan dengan menggunakan *weight sum*.

7. Langkah 7 (Analisis hasil dan pembuatan kesimpulan)

Setelah mendapatkan hasil yang konvergen dari program yang telah dibuat berdasarkan hal-hal tersebut. Selanjutnya akan dilakukan analisis dengan membandingkan hasil dengan mempertimbangkan beberapa parameter yaitu, daya yang dibangkitkan, SOC BES, *ramp rate*, kapasitas saluran dan total biaya pembangkitan. Kemudian dilakukan penarikan kesimpulan.

3.1 Sistem Mikrogrid IEEE 30 Bus Modifikasi

Sistem yang digunakan dalam penelitian ini adalah modifikasi sistem IEEE 30 bus yang dapat dilihat pada Gambar 3. 2. Sistem ini merupakan representasi jaringan kelistrikan *grid-connected microgrid*.



Gambar 3.2 sistem IEEE 30 bus modifikasi

Pembangkit sistem yang digunakan berupa 14 pembangkit. Letak bus dan kapasitas tiap pembangkit ditunjukkan oleh Tabel 3.1.

Tabel 3.1 pembangkit mikrogrid sistem IEEE 30 bus modifikasi

Bus	Pembangkit	Kapasitas
1	Utility grid (PLN)	100 kW
2	Micro turbine 1	65 kW
4	Battery 1	2460 Ah
7	PV 1	108 kW _p
10	Battery 2	1640 Ah
13	Diesel generator 1	86 kW
15	PV 2	900 W _p
20	Battery 3	2050 Ah
22	Diesel generator 2	97 kW
23	Diesel generator 3	50 kW
24	Battery 4	1845 Ah
26	Wind farm	75 kW
27	Micro turbine 2	65 kW
30	Battery 5	1640 Ah

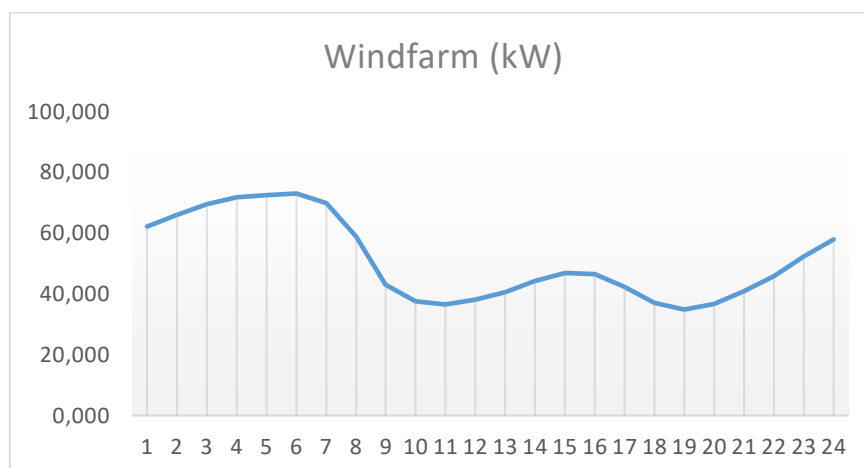
3.2 Pemodelan *Wind Farm*

Data kecepatan angin yang diperoleh dari [6] adalah data kecepatan angin yang berada dari daerah Sidrap, Sulawesi Selatan, Indonesia. Data tersebut berupa historis kecepatan angin rata-rata tiap jam dalam satu tahun yang dapat dilihat pada tabel 3.2 berikut ini:

Tabel 3.2 data kecepatan angin tiap jam

Jam	Kecepatan Angin (m/s)	Jam	Kecepatan Angin (m/s)
00.00-01.00	8.2	12.00-13.00	7.11
01.00-02.00	8.36	13.00-14.00	7.32
02.00-03.00	8.51	14.00-15.00	7.46
03.00-04.00	8.6	15.00-16.00	7.44
04.00-05.00	8.63	16.00-17.00	7.21
05.00-06.00	8.65	17.00-18.00	6.9
06.00-07.00	8.52	18.00-19.00	6.76
07.00-08.00	8.05	19.00-20.00	6.88
08.00-09.00	7.25	20.00-21.00	7.13
09.00-10.00	6.93	21.00-22.00	7.41
10.00-11.00	6.87	22.00-23.00	7.74
11.00-12.00	6.96	23.00-24.00	8.01

Pemodelan *wind turbine* yang digunakan penelitian ini yaitu *wind turbine* yang memiliki kapasitas 7.5 kW [19]. Tabel 3.3 menyajikan *datahseet wind turbine* yang digunakan. Daya *output wind turbine* dapat dihitung menggunakan persamaan 2.10 dengan menggunakan data kecepatan angin yang ditampilkan oleh tabel 3.2 dan *datasheet* pada tabel 3.3. Daya *output wind turbine* disajikan pada tabel 3.4 dan grafik daya *output wind farm* selama 24 jam dapat dilihat pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3 grafik daya *output wind farm* selama 24 jam

Tabel 3.3 datasheet *wind turbine*

Power		Rotor	
Rated power:	7.5 kW	Diameter:	6.3 m
Flexible power ratings:	-	Swept area:	31.2 m ²
Cut-in wind speed:	3.0 m/s	Number of blades:	3
Rated wind speed:	12.0 m/s	Rotor speed, max:	-
Cut-out wind speed:	20.0 m/s	Tip speed:	-
Survival wind speed:	-	Type:	-
Wind zone (DIBt):	-	Material:	Polyester resin reinforced Fiber glass
Wind class (IEC):	-	Manufacturer:	-
		Power density 1:	240.4 W/m ²
		Power density 2:	4.2 m ² /kW
Gear box		Weight	
Type:	direct drive	Single blade:	-
Stages:	-	Hub:	-
Ratio:	-	Rotor:	-
Manufacturer:	-	Nacelle:	-
		Tower, max:	-
		Total weight:	0.4 t
Generator		Miscellaneous	
Type:	synchronous permanent	Installation:	-
Number:	1	Offshore:	No
Speed, max:	-	Onshore:	Yes
Voltage:	220.0 V		
Grid connection:	inverters		
Grid frequency:	50/60 Hz		
Manufacturer:	Windspot		
Tower			
Hub height:	12/14/18 m		
Type:	steel tube		
Shape:	cylindrical		
Corrosion protection:	-		
Manufacturer:	-		

Tabel 3.4 daya *output wind farm* selama 24 jam

Jam	Kecepatan Angin (m/s)	Daya Wind turbine (kW)	Windfarm (kW)
00.00-01.00	8.200	6.217	62.166
01.00-02.00	8.360	6.588	65.877
02.00-03.00	8.510	6.949	69.487
03.00-04.00	8.600	7.171	71.715
04.00-05.00	8.630	7.247	72.468
05.00-06.00	8.650	7.297	72.973
06.00-07.00	8.520	6.973	69.732
07.00-08.00	8.050	5.882	58.817
08.00-09.00	7.250	4.297	42.966
09.00-10.00	6.930	3.752	37.524
10.00-11.00	6.870	3.656	36.558
11.00-12.00	6.960	3.801	38.014
12.00-13.00	7.110	4.052	40.525
13.00-14.00	7.320	4.422	44.223
14.00-15.00	7.460	4.681	46.809
15.00-16.00	7.440	4.643	46.434
16.00-17.00	7.210	4.226	42.259
17.00-18.00	6.900	3.704	37.039
18.00-19.00	6.760	3.483	34.830
19.00-20.00	6.880	3.672	36.718
20.00-21.00	7.130	4.087	40.868
21.00-22.00	7.410	4.587	45.874
22.00-23.00	7.740	5.228	52.280
23.00-24.00	8.010	5.794	57.944

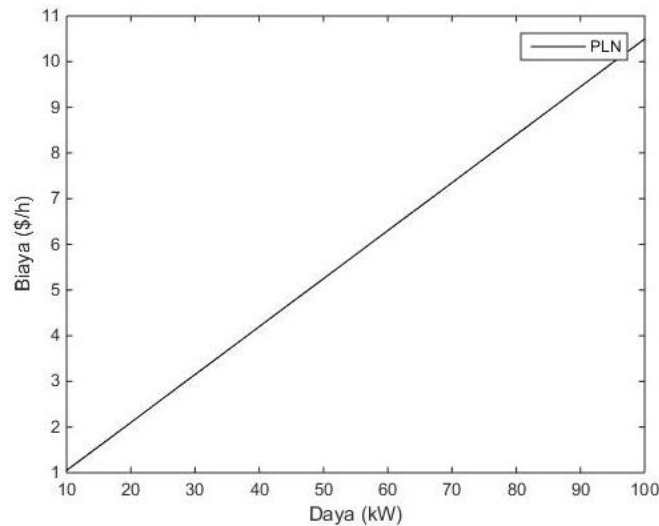
3.3 Data Pembangkit

Sistem ini memiliki 5 jenis pembangkit antara lain *photovoltaic*, *micro turbine*, *diesel generator*, *wind farm*, dan *battery energy storage*. Pada bus 1 sistem terhubung dengan *utility grid* (PLN). Data *wind farm* telah dijelaskan pada sub bab 1.2. Sub bab 1.3 ini menampilkan parameter-parameter dari masing-masing pembangkit. Parameter-parameter dari masing-masing pembangkit sebagai berikut:

3.3.1 Utility Grid (PLN)

Utility grid diasumsikan sebagai generator dan mempunyai daya yang terbatas sebesar 100 kW dengan adanya trafo yang menghubungkan jaringan PLN ke jaringan *microgrid*. PLN memiliki fungsi biaya tersendiri. Gambar 3.4 merupakan grafik fungsi biaya PLN. Untuk koefisien biaya *utility* adalah sebagai berikut:

$$k = \frac{\text{harga listrik per kwh dalam IDR}}{\text{kurs USD ke IDR}} = \frac{\text{Rp } 1.467,28/\text{kWh}}{\text{Rp } 13.947,31} = 0.105$$



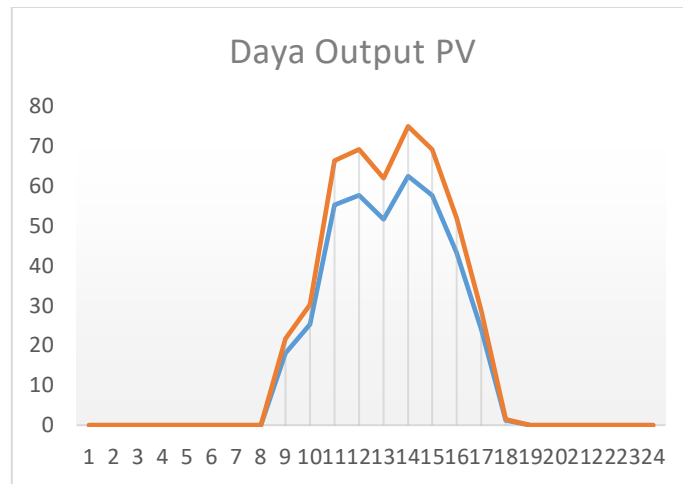
Gambar 3.4 grafik fungsi biaya PLN

3.3.2 Photovoltaic

Data *photovoltaic* (PV) diambil dari Gedung AJ Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember yang terdiri dari 8 modul *polycrystalline* 80 WP dan 4 modul *monocrystalline* 65 WP. Data *output* PV akan disusun menjadi 100 unit dan 120 unit. Pada bus 7 ditempatkan PV dengan 100 unit dan bus 13 ditempatkan PV dengan 120 unit. Daya keluaran PV ini dapat dilihat pada tabel 3.5 dan Gambar 3.5 berikut ini:

Tabel 3.5 daya keluaran PV

Jam	Daya PV (kW)	Jam	Daya PV (kW)
1	0	13	0.516
2	0	14	0.624
3	0	15	0.576
4	0	16	0.432
5	0	17	0.24
6	0	18	0.012
7	0	19	0
8	0	20	0
9	0.18	21	0
10	0.252	22	0
11	0.552	23	0
12	0.576	24	0



Gambar 3.5 grafik daya *output* PV

3.3.3 *Micro Turbine*

Data *micro turbine* pada penelitian ini terdapat pada tabel 3.6 berikut ini:

Tabel 3.6 data *micro turbine*

Bus	Kapasitas (kW)	Koefisien Biaya Pembangkitan		
		a	b	c
2	65	0.0425	0.12	2.13
27	30	0.049	0.08	1.2

3.3.4 *Diesel Generator*

Tabel 3.7 menyajikan rincian koefisien biaya pembangkitan dari 3 buah *diesel generator* yang digunakan pada sistem ini. Data tersebut yaitu:

Tabel 3.7 data *diesel generator*

Bus	Kapasitas (kW)	Koefisien Biaya Pembangkitan		
		a	b	c
13	86	0.11	8	1.52
22	97	0.0945	1.2	1.71
23	82	0.0915	1.2	1.45

3.3.5 *Battery Energy Storage*

Baterai yang digunakan berjenis baterai lead-acid MT122050FT dengan kapasitas 250Ah, 12 V, arus charging maksimal yaitu 61.5 A dan arus discharging maksimal yaitu 117 A. Nomor bus, jumlah baterai yang disusun paralel (N_p), disusun seri (N_s) dan SOC awal masing masing baterai dapat dilihat pada tabel 3.8:

Tabel 3.8 data baterai

Bus	Np	Ns	SOC awal
4	12	6	20 %
10	8	6	40 %
20	10	6	60 %
24	9	6	80 %
30	8	6	100 %

3.4 Metode Penyelesaian *Security Constrained OPF* dengan *DC Power Flow* dan *Quadratic Programming*

3.4.1 Pembentukan Fungsi Objektif

Fungsi objektif pada *Dynamic DC OPF* adalah :

$$F = \text{Minimize } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{gen}} F_{cost\ i}^t(P_i^t) \quad 3.1$$

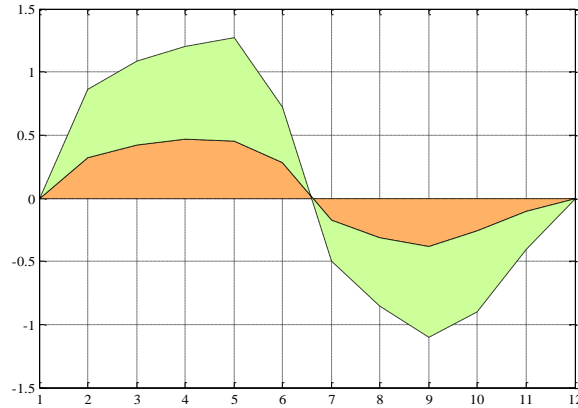
Fungsi ini meminimalkan total biaya pembangkitan selama T interval waktu tertentu. Fungsi objektif untuk penelitian ini adalah sebagai berikut :

$$F = \min \sum_{t=1}^T F(P_{MT})^t + F(P_{DG})^t + F(P_{utility})^t + F(P_{pv})^t + F(P_{Wind})^t + F(P_{bat})^t \quad 3.2$$

Di mana:

- $F(P_{MT})^t$ = Fungsi biaya pembangkitan *micro turbine* untuk periode t
- $F(P_{DG})^t$ = Fungsi biaya pembangkitan *diesel generator* untuk periode t
- $F(P_{utility})^t$ = Fungsi biaya listrik *utility* (PLN) untuk periode t
- $F(P_{pv})^t$ = Fungsi biaya pembangkitan PV untuk periode t
- $F(P_{Wind})^t$ = Fungsi biaya estimasi *wind turbine* untuk periode t
- $F(P_{bat})^t$ = Fungsi biaya pembangkitan dari baterai untuk periode t

Penelitian ini juga bertujuan untuk memaksimalkan umur baterai sehingga penggunaan baterai akan diminimalkan. Pendekatan yang digunakan ialah meminimalkan transaksi energi pada baterai yang dapat dilihat pada ilustrasi Gambar 3.6 Area berwarna hijau menunjukkan total daya *charging* (bagian negatif sumbu y) dan *discharging* (bagian positif sumbu y). Area berwarna hijau tersebut kemudian diminimalkan menjadi seperti area yang berwarna oranye. Pada hal ini, kondisi *charging* dan *discharging* akan diminimalkan. Dengan mengurangi transaksi energi baterai diharapkan baterai akan tetap awet dan akan dapat digunakan dalam jangka waktu yang lebih lama dibandingkan ketika baterai digunakan secara terus menerus.



Gambar 3.6 ilustrasi meminimalkan transaksi energi baterai

3.4.2 Pembentukan Variabel Kontrol

Variabel kontrol merupakan variabel yang dioptimasi. Pada permasalahan DDCOPF, variabel kontrol berupa sudut tegangan, daya pembangkitan generator, dan daya pada *loadbus*. Sedangkan pada *quadratic programming*, variabel yang dikontrol adalah nilai x . Nilai x yang sesuai dengan sistem *microgrid*.

$$x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \theta_{30} \\ P_{g1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{g14} \\ P_{L1} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ P_{L20} \end{bmatrix}$$

3.4.3 Pembentukan Constraints

1) Equality constraints

Keseimbangan daya aktif untuk setiap bus i dan waktu t ,

$$P_{Gi}^t - P_{load i}^t - (100[B_x]\theta)_i^t = 0 \tag{3.3}$$

Di mana:

P_{gi}^t = Daya pada unit pembangkit bus i pada periode t

$P_{load\ i}^t$ = Daya pada beban bus i pada periode t

$[B_x]$ = Matriks reaktansi saluran

θ = Sudut tegangan bus

2) *Inequality constraints*

a. Aliran daya saluran

$$-P_{max\ n} \leq P_n \leq P_{max\ n} \quad 3.4$$

Di mana saluran n menghubungkan antara bus i dan bus j. *Line flow* merupakan vektor dari seluruh aliran daya saluran dengan nilai positif yang mengalir dari bus i menuju bus j.

b. *Contingency limits*

$$-P_{l\ k\ max} \leq P_l^k \leq P_{l\ k\ max} \quad 3.5$$

Ketika terjadi kontingensi pada saluran k, maka aliran daya pada saluran l tidak boleh melebihi batas atas $P_{l\ k\ max}$ maupun batas bawahnya $-P_{l\ k\ max}$. P_l^k merupakan aliran daya saluran l yang baru ketika terjadi kontingensi pada saluran k.

c. Kapasitas daya aktif generator

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi}^t \leq P_{gi}^{max} \quad 3.6$$

Daya yang dibangkitkan oleh setiap unit pembangkit i tidak boleh lebih kecil dari batas bawah P_{Gi}^{min} dan lebih besar dari batas atas P_{Gi}^{max} .

d. BES

Energi pada BES tidak diperbolehkan kurang atau melebihi kapasitas maksimum atau minimum BES untuk menjaga umur baterai. Sehingga *constraints* kapasitas BES adalah sebagai berikut:

$$E_{SOC\ min} \leq E^t \leq E_{SOC\ max} \quad 3.7$$

e. *Ramp rate*

$$-R_i^{down} < P_{Gi}^t - P_{Gi}^{t-1} < R_i^{up} \quad 3.8$$

Perubahan daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit tidak diperbolehkan melebihi *ramp rate* unit pembangkit tersebut.

3.4.4 Menghitung *Sensitivity Factor*

Masalah untuk mempelajari ribuan pemadaman yang mungkin terjadi menjadi sangat sulit untuk dipecahkan jika ingin mempresentasikan hasil dengan cepat. Salah satu cara termudah untuk memberikan perhitungan cepat kemungkinan kelebihan beban adalah dengan menggunakan faktor sensitivitas linear. Faktor-faktor ini menunjukkan perkiraan perubahan aliran daya saluran untuk perubahan pembangkitan pada konfigurasi jaringan dan berasal dari aliran beban DC yang disajikan dalam langkah-langkah berikut ini.

1. Menghitung Y_{bus} dari impedansi x_{ij} seperti pada persamaan berikut.

$$y_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}} \quad 3.9$$

$$y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^n y_{ij} \quad 3.10$$

Dengan begitu didapatkan

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad 3.11$$

2. Karena bus satu adalah *slack* bus dan eliminasi (baris 1 dan kolom 1) dari matriks dalam persamaan 3.11, didapatkan

$$Y_{eliminate} = \begin{bmatrix} y_{22} & \cdots & y_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n2} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad 3.12$$

3. Temukan *inverse* dari $Y_{eliminate}$. Dengan begitu didapatkan

$$M = Y_{eliminate}^{-1} \quad 3.13$$

4. Hitung matriks sensitivitas dengan

$$X = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & M \end{bmatrix} \quad 3.14$$

5. Tentukan *generation shift sensitivity factor* dengan melakukan penghentian generasi yang terhubung ke bus yang dipilih (k) dengan jalur terhubung (ll) dari persamaan berikut dengan bus n ke m adalah bus yang dihubungkan oleh line l .

$$a_{ll,k} = \frac{1}{x_l} (X_{nk} - X_{mk}) \quad 3.15$$

6. Tentukan *line outage distribution sensitivity factor* dengan melakukan pemutusan pada saluran yang terhubung ke bus yang disebut (kk) yang memengaruhi pada saluran lain pada bus yang disebut (ll) dari persamaan berikut ini dengan bus n ke m adalah bus yang dihubungkan oleh saluran ll (*monitored line*) dan bus i ke j adalah bus yang dihubungkan oleh line kk (*outage line*)

$$d_{ll,kk} = \frac{\frac{x_{kk}}{x_{ll}}(X_{in}-X_{jn}-X_{im}+X_{jm})}{x_{kk}-(X_{ii}+X_{jj}-2X_{ij})} \quad 3.16$$

7. Lalu *generation shift sensitivity factor* dilambangkan dengan $PTDF_{ll,i}$ dan dirumuskan sebagai berikut.

$$PTDF_{ll,i} = \frac{\Delta f_{ll}}{\Delta P_i} \quad 3.17$$

Di mana ll adalah indeks saluran, i adalah indeks bus, Δf_{ll} adalah perubahan aliran daya dalam MW pada saluran ll ketika terdapat perubahan pembangkitan ΔP_i yang terjadi pada bus i , dan ΔP_i adalah perubahan daya pembangkitan pada bus i .

8. Jika awal suplai daya adalah P_i^0 , maka selisih ketika *outage* adalah

$$\Delta P_i = -P_i^0 \quad 3.18$$

Sehingga aliran daya baru pada setiap saluran dalam jaringan dapat dihitung menggunakan seperangkat faktor PTDF yang telah dihitung sebelumnya sebagai berikut.

$$f_{ll} = f_{ll}^0 + PTDF_{ll,i}\Delta P_i \quad 3.19$$

Di mana f_{ll} adalah aliran daya pada saluran ll setelah generator pada bus i mengalami *outage* dan f_{ll}^0 adalah aliran daya sebelum terjadinya *outage*.

9. Aliran daya *outage* (f_{ll}) pada tiap saluran dapat dibandingkan dengan batasnya. *Line outage distribution factors* (LODF) akan digunakan dengan cara yang sama. Hanya saja LODF berlaku untuk pengujian *overload* ketika jaringan transmisi hilang. Untuk menghitung LODF menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$LODF_{ll,k} = \frac{\Delta f_{ll}}{f_k^0} \quad 3.20$$

Di mana $LODF_{ll,k}$ adalah *line outage distribution factors* ketika monitoring saluran l setelah terjadi *outage* pada saluran k , Δf_{ll} adalah perubahan aliran daya saluran l dalam MW, dan f_k^0 adalah aliran daya asli pada saluran k sebelum mengalami *outage*.

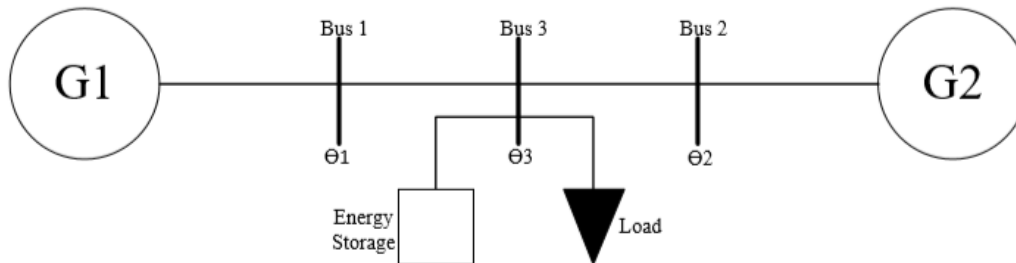
10. Jika salah satu diketahui antara daya pada saluran ll dan k , maka aliran daya pada saluran ll ketika saluran k *outage* dapat ditentukan menggunakan LODF.

$$f_{ll} = f_{ll}^0 + LODF_{ll,k}f_k^0 \quad 3.21$$

Di mana f_{ll}^0 dan f_k^0 adalah aliran daya sebelum gangguan. Sedangkan f_{ll} merupakan aliran daya saluran ll ketika terjadi gangguan pada saluran k .

3.4.5 Optimal Power Flow pada Quadratic Programming

Berdasarkan inialisasi DCOPF serta persamaan pada *quadratic programming*, maka DCOPF dapat diselesaikan dengan tahap sebagai berikut. Penyelesaian DDCOPF ini menggunakan sistem 3 bus dengan 2 buah pembangkit termal, 1 baterai dan 1 beban yang ditunjukkan Gambar 3.7.



Gambar 3.7 sistem sederhana 3 bus dengan baterai

Dalam sistem pada Gambar 3.7 diselesaikan menggunakan *quadratic programming* dengan memanfaatkan `qps_matpower` [21]. Penyelesaian yang dilakukan melalui beberapa tahap yaitu:

1. Penentuan variabel kontrol x .
2. Pembentukan Matriks fungsi objektif, matriks H dan C.
3. Pembentukan Matriks *Equality* dan *Inequality constraints*, matriks A.
4. Pembentukan matriks lb dan ub.
5. Pembentukan matriks xmin dan xmax.

3.4.5.1 Penentuan variabel kontrol x

Seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 1.4.2, variabel kontrol yang dilambangkan dengan matriks x yaitu berisi sudut tegangan (θ_{nbus}), daya pembangkitan generator (Pg_{ngen}), dan daya pada *loadbus* ($PL_{nloadbus}$). $nbus$, $ngen$, dan $nloadbus$ merupakan jumlah bus, jumlah generator, dan jumlah *loadbus*. Baterai dikategorikan sebagai generator sehingga pada sistem gambar 3.7 memiliki 3 bus, 3 generator, dan 1 beban.

Dari penjelasan tersebut maka jumlah *variable control* dalam waktu t adalah $(nbus + ngen + nloadbus)x t$. Variabel kontrol x dalam periode waktu t dapat dituliskan dengan x^t . Untuk matriks variabel kontrol periode $t = 1$ maka x dapat dituliskan sebagai x^1 dan ketika periode $t = 2$ maka dituliskan x^2 , hal tersebut berlaku untuk periode-periode berikutnya hingga periode tertentu. Jika disusun dalam bentuk matriks dengan periode 2 jam untuk sistem gambar 3.7 adalah sebagai berikut.

$$x^t = \begin{bmatrix} \theta_1^t \\ \theta_2^t \\ \theta_3^t \\ P_{g1}^t \\ P_{g2}^t \\ P_{g3}^t \\ P_{L1}^t \\ \theta_1^{t+1} \\ \theta_2^{t+1} \\ \theta_3^{t+1} \\ P_{g1}^{t+1} \\ P_{g2}^{t+1} \\ P_{g3}^{t+1} \\ P_{L1}^{t+1} \end{bmatrix} \quad x^1 = \begin{bmatrix} \theta_1^1 \\ \theta_2^1 \\ \theta_3^1 \\ P_{g1}^1 \\ P_{g2}^1 \\ P_{g3}^1 \\ P_{L1}^1 \end{bmatrix} \quad x^2 = \begin{bmatrix} \theta_1^1 \\ \theta_2^1 \\ \theta_3^1 \\ P_{g1}^1 \\ P_{g2}^1 \\ P_{g3}^1 \\ P_{L1}^1 \\ \theta_1^2 \\ \theta_2^2 \\ \theta_3^2 \\ P_{g1}^2 \\ P_{g2}^2 \\ P_{g3}^2 \\ P_{L1}^2 \end{bmatrix}$$

3.4.5.2 Pembentukan Matriks H dan C

Matriks H dan f merupakan fungsi objektif. H merupakan matriks untuk koefisien orde dua dan f merupakan koefisien orde satu. Persamaan fungsi objektif dapat dituliskan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} & \text{minimize } \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{ngen} F(P_i^t) \\ F(P^t) &= (a_1^t(P_{g1}^2)^t + b_1^t P_{g1}^t + c_1^t) + (a_2^t(P_{g2}^2)^t + b_2^t P_{g2}^t + c_2^t) \\ &+ (a_3^t(P_{g3}^2)^t + b_3^t P_{g3}^t + c_3^t) \end{aligned} \quad 3.22$$

Dari persamaan 3.8 dan 3.9, pembentukan matriks H adalah sebagai berikut:

$$H = 2x \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_1^1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & a_2^1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & a_3^1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$C = [0 \quad 0 \quad 0 \quad b_1^1 \quad b_2^1 \quad b_3^1 \quad 0]$$

Untuk penyusunan matriks dalam t periode, Matriks H disusun secara diagonal sebanyak t periode. Sedangkan untuk matriks f disusun memanjang sebanyak t periode. Contoh penyusunan matriks H dan f selama $t = 2$ adalah sebagai berikut:

H^1			0	...	0
			\vdots	\ddots	\vdots
			0	...	0
0	...	0	H^2		
\vdots	\ddots	\vdots			
0	...	0			
C^1			C^2		

3.4.5.3 Pembentukan Matriks A

Pada `qps_matpower`, *equality* dan *inequality constraint* dijadikan dalam satu matriks yang disebut sebagai matriks A. *Equality constraint* (A_{eq}) terdiri dari *active power balance*, sedangkan *inequality constraint* (A_{ineq}) terdiri dari kapasitas saluran, kontingensi saluran, *ramp rate*, dan batasan energi dari baterai.

$$A = \begin{bmatrix} A_{eq} \\ A_{ineq} \end{bmatrix}$$

$$A_{eq} = \begin{bmatrix} y_{11} & 0 & -y_{13} & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{22} & -y_{23} & 0 & -1 & 0 & 0 \\ -y_{13} & -y_{23} & y_{33} & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{ineq \text{ branch}} = \begin{bmatrix} y_{13} & 0 & -y_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{23} & -y_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$A_{ineq \text{ RR}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

$\underbrace{\hspace{15em}}$
Level t

$\underbrace{\hspace{15em}}$
Level $t+1$

$$A_{ineq \text{ batt limit}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

$\underbrace{\hspace{15em}}$
Level t

$\underbrace{\hspace{15em}}$
Level $t+1$

Untuk kondisi kontingensi dimisalkan pada sistem 3 bus gambar 3.7 terjadi kontingensi pada saluran 1. Pada matriks A_{ineq} kontingensi saluran, diperlukan nilai LODF untuk mencari aliran daya baru tiap saluran akibat terjadinya kontingensi pada saluran 1 tersebut. Persamaan yang dapat digunakan untuk mencari aliran daya baru semua saluran kondisi kontingensi ditunjukkan oleh persamaan 3.23 berikut ini.

$$P_l^k = P_l^0 + LODF_{l,k} \times P_k^0 \tag{3.23}$$

$$\begin{aligned}
lb = & \left[\begin{array}{l} 0^1 \\ 0^1 \\ 0^1 \\ P_L^1 \\ -P_{13}^1 \\ -P_{23}^1 \\ -P_{k13}^1 \\ -P_{k23}^1 \\ 0^2 \\ 0^2 \\ 0^2 \\ P_L^2 \\ -P_{13}^2 \\ -P_{23}^2 \\ -P_{k13}^2 \\ -P_{k23}^2 \\ -RR^{12} \\ E_{min} - E_0 \\ E_{min} - E_0 \end{array} \right] \left[\begin{array}{l} \text{Power balance at} \\ \text{level 1} \\ \text{Branch capacity at} \\ \text{level 1} \\ \text{Branch capacity} \\ \text{contingency condition} \\ \text{at level 1} \\ \text{Power balance at} \\ \text{level 2} \\ \text{Branch capacity at} \\ \text{level 2} \\ \text{Branch capacity} \\ \text{contingency condition} \\ \text{at level 2} \\ \text{Ramp rate level 1-2} \\ \text{Energy limit} \end{array} \right] \left[\begin{array}{l} 0^1 \\ 0^1 \\ 0^1 \\ P_L^1 \\ P_{13}^1 \\ P_{23}^1 \\ P_{k13}^1 \\ P_{k23}^1 \\ 0^2 \\ 0^2 \\ 0^2 \\ P_L^2 \\ P_{13}^2 \\ P_{23}^2 \\ P_{k13}^2 \\ P_{k23}^2 \\ RR^{12} \\ E_{min} - E_0 \\ E_{min} - E_0 \end{array} \right] = ub
\end{aligned}$$

3.4.5.5 Pembentukan Matriks x_{min} dan x_{max}

Matriks x_{min} dan x_{max} merupakan batas bawah dan batas atas dari variabel kontrol. Variabel kontrol yang digunakan yaitu berupa sudut tegangan, daya terbangkit generator, dan daya pada *loadbus*. Sehingga matriks x_{min} dan x_{max} akan berisi batas atas dan batas bawah variabel tersebut.

$$x_{min} = \begin{bmatrix} -inf \\ -inf \\ -inf \\ P_{g1}min \\ P_{g2}min \\ P_{g3}min \\ 0 \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ P_{g1} \\ P_{g2} \\ P_{g3} \\ P_{L1} \end{bmatrix} \quad x_{max} = \begin{bmatrix} inf \\ inf \\ inf \\ P_{g1}max \\ P_{g2}max \\ P_{g3}max \\ P_{L1} \end{bmatrix}$$

3.5 Metode Penyelesaian Multi Objektif dengan *Weighted Sum*

Pada optimasi multi objektif, hasil satu fungsi objektif dengan fungsi objektif yang lainnya adalah berkebalikan. Ketika meminimalkan salah satu fungsi objektif, maka hasil fungsi objektif yang lain akan meningkat, sehingga tidak mungkin untuk mencapai fungsi objektif yang seluruhnya minimal. Metode *weighted sum* merupakan metode yang menggabungkan dua atau lebih fungsi objektif menjadi satu kesatuan. Metode ini dilakukan dengan cara menambahkan koefisien pembobot w_n pada masing-masing fungsi objektif $f(P)_n$. Nilai koefisien pembobot yang digunakan merupakan nilai yang ditentukan dari proporsi relatif dari masing-masing fungsi objektif. Persamaan yang digunakan untuk menyelesaikan fungsi multi objektif dirumuskan dalam persamaan 3.24

$$\min\{F(P)\} = \min\left\{\sum_{n=1}^k w_n S_n f(P)_n\right\} \quad 3.24$$

Persamaan 3.24 dapat terpenuhi apabila memenuhi syarat:

$$\sum_{n=1}^k w_n = 1 \quad 3.25$$

Hasil fungsi multi-objektif nilai masing masingnya dapat bervariasi dengan rentang yang cukup signifikan, hal ini dapat membuat perhitungan tidak menemukan titik optimal. Oleh karena itu, diperlukan adanya koefisien normalisasi s_n . Terdapat beberapa cara untuk menentukan koefisien s_n , pada penelitian ini koefisien didapat dengan mencari nilai optimal $f(P_{\text{optimal}})_n$ masing masing fungsi objektif. Nilai dari s_n adalah $\frac{1}{f(P_{\text{optimal}})_n}$.

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

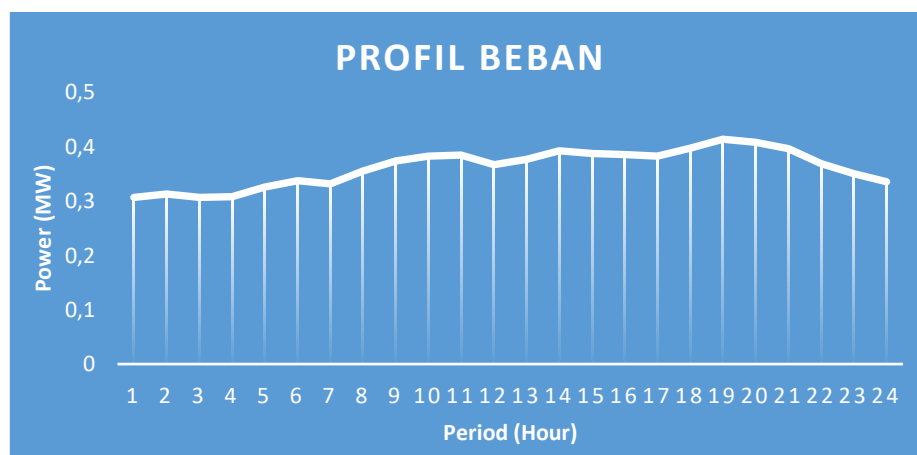
Pembuatan program *Security Dynamic Optimal Power Flow* dengan mempertimbangkan *wind farm* dan *energy storage* telah dibuat. Selanjutnya untuk mengetahui pengaruh *wind farm* terhadap sistem dan *energy storage* berupa baterai, maka beberapa pengujian akan dilakukan sebagai berikut:

1. Studi kasus 1: Kondisi normal dengan *wind farm* dan tanpa *wind farm*
2. Studi kasus 2: Mempertimbangkan kondisi kontingensi
3. Studi kasus 3: Mengoptimasi total biaya pembangkitan dan umur baterai

Pengujian dengan menggunakan 3 studi kasus ini bertujuan untuk melihat pengaruh program pada suatu sistem *microgrid* 30 bus sehingga dapat membandingkan keluaran dari fungsi objektif dengan mempertimbangkan daya pembangkitan, biaya pembangkitan, dan penggunaan baterai.

4.1 Profil Pembebanan

Profil permintaan beban *microgrid* diterapkan berdasarkan karakteristik kurva beban harian selama 24 jam. Profil beban yang digunakan dalam penelitian ini sebesar 8.669 MW dengan total beban awal adalah 306 kW dalam keadaan *steady state* 1 jam. Untuk mencari periode tiap jam selama 24 jam, digunakan faktor pengali pada beban awal tersebut. Kurva profil pembebanan yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.1. Dari gambar 4.1 tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak harian berada pada pukul 17.00 hingga 21.00. Beban puncak tersebut terjadi pada pukul 19.00 sebesar 412.79 kW. Setelah mencapai puncak pembebanan pada pukul 19.00, beban kembali turun.



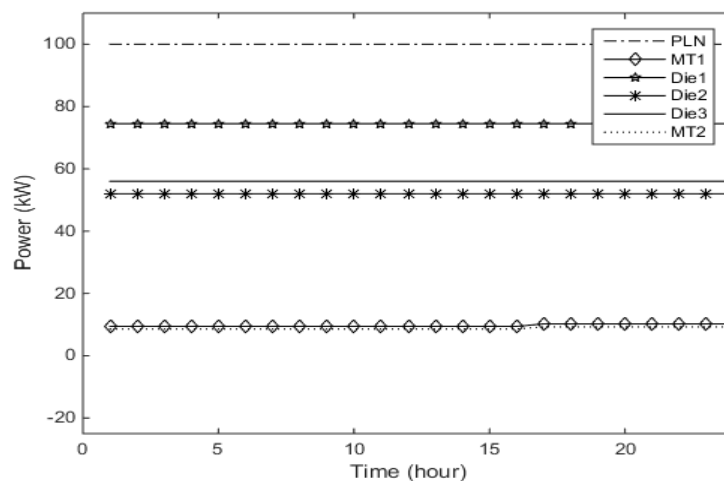
Gambar 4.1 profil pembebanan harian 24 jam

4.2 Studi Kasus 1 : Kondisi normal dengan *wind farm* dan tanpa *wind farm*

Hal yang ingin dianalisis pada studi kasus 1 ialah kondisi normal atau *no contingency* untuk keadaan dengan dan tanpa menggunakan *wind farm*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui pengaruh penggunaan *wind farm* dalam membantu suplai daya pembangkitan sistem *microgrid* yang digunakan. Pada tiap keadaan, hasil yang ditampilkan yaitu hasil data optimisasi dan grafik daya pembangkitan.

a. Pengujian tanpa *Wind Farm*

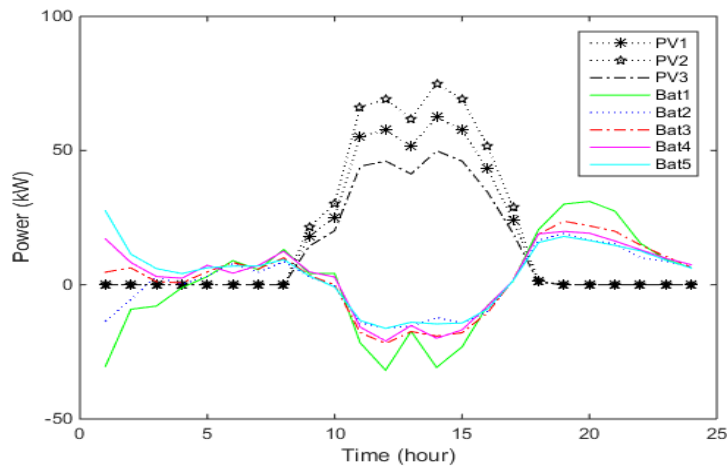
Wind farm yang terhubung dengan bus 26 akan digantikan dengan menggunakan PV berkapasitas 900 Wp yang disusun menjadi 80 unit. Daya pembangkitan 14 pembangkit sebagai penyuplai beban yang ditunjukkan oleh gambar 4.2 dan 4.3.



Gambar 4.2 daya pembangkitan *controllable source generators* tanpa *wind farm*

Gambar 4.2 merupakan gambar grafik *controllable source generator* berupa *grid* PLN, 2 *microturbine*, dan 3 *diesel generator*. *Grid* PLN memiliki kapasitas sebesar 100 kW, *microturbine* 1 berkapasitas 65 kW dan *microturbine* 2 berkapasitas 30 kW. Kapasitas dari 3 buah *diesel generator* masing-masing secara berurutan yaitu 86 kW, 97 kW, dan 82 kW. Dari hasil daya pembangkitan yang dipaparkan pada gambar 4.2 dapat dilihat bahwa 5 pembangkit menyuplai daya secara linier selama periode 24 jam. *Grid* PLN menyuplai sistem dengan daya maksimal sebesar 100 kW selama periode 24 jam. Suplai daya linier selama 24 jam oleh 3 buah *diesel generator* masing-masing sebesar 74.5 kW, 52 kW, dan 56 kW. *Microturbine* 1 dan *microturbine* 2 menyuplai daya yang rendah terhadap sistem. Daya tertinggi yang diberikan oleh *microturbine* 1 yaitu 10.22 kW pada jam 18.00 hingga 24.00. Daya tertinggi yang diberikan oleh *microturbine* 2 juga menyuplai pada jam 18.00 hingga 24.00 yaitu sebesar 9.27

kW. Rincian data daya pembangkitan *controllable source generator* dapat dilihat pada lampiran tabel 2.



Gambar 4.3 daya pembangkitan *renewable source generators* tanpa *wind farm*

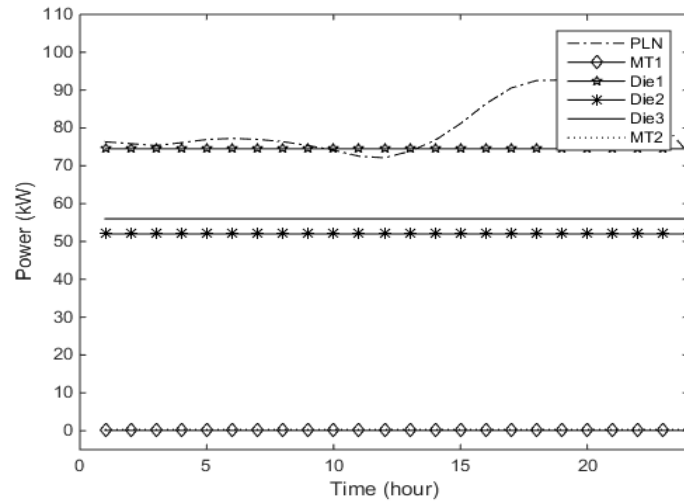
Grafik *renewable source generator* berupa 3 buah PV dan 5 buah baterai ditunjukkan pada gambar 4.3. Ketiga buah PV mulai menghasilkan daya pada jam 09.00 hingga 17.00. Daya maksimal yang dikeluarkan oleh ketiga PV terdapat pada jam 14.00 dengan nilai daya PV 1 sebesar 62.4 kW, PV 2 sebesar 74.88 kW, dan PV 3 sebesar 49.92 kW. Pada saat PV mulai menghasilkan daya, baterai mengalami kondisi *charge* yang tinggi seperti yang terlihat pada gambar 4.3 tersebut. Baterai yang mengalami kondisi *charge* paling tinggi adalah baterai 1 pada jam 12.00 sebesar -31.83 kW. Rincian data daya pembangkitan *renewable source generator* dapat dilihat pada lampiran tabel 2.

b. Pengujian dengan *Wind Farm*

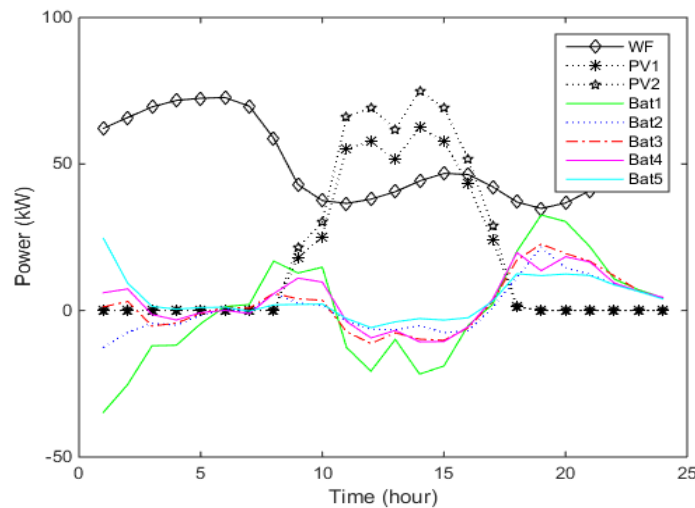
Setelah melakukan pengujian tanpa *wind farm*, kali ini pengujian dilakukan menggunakan *wind farm* yang terhubung dengan bus 26 sistem *microgrid* seperti yang terdapat pada gambar 3.1. Dengan adanya penggunaan *wind farm* berkapasitas 75 kW, daya pembangkitan 14 pembangkit sebagai penyuplai beban ditunjukkan oleh gambar 4.4 dan 4.5.

Gambar 4.4 merupakan gambar grafik *controllable source generator* berupa *grid* PLN, 2 *microturbine*, dan 3 *diesel generator*. Kapasitas 6 buah *controllable source generator* yang digunakan pengujian dengan *wind farm* sama dengan pengujian tanpa *wind farm*. Dari hasil daya pembangkitan yang dipaparkan pada gambar 4.4 dapat dilihat bahwa *grid* PLN menyuplai daya secara fluktuatif selama periode 24 jam. Daya maksimal yang dihasilkan oleh *grid* PLN yaitu 92.664 kW pada beban puncak jam 19.00. Ketiga *diesel generator* menyuplai daya pada sistem masing-masing sebesar 74.5 kW, 52 kW, dan 56 kW selama periode 24 jam.

Microturbine 1 dan *microturbine 2* menyuplai daya yang rendah terhadap sistem. Daya yang dihasilkan *microturbine 1* berkisar antara 0.0672 kW hingga 0.0695 kW. Sedangkan pada *microturbine 2* dayanya berkisar antara 0.3131 kW hingga 0.3165 kW. Rincian data daya pembangkitan *controllable source generator* dapat dilihat pada lampiran tabel 1.



Gambar 4.4 daya pembangkitan *controllable source generators* dengan *wind farm*



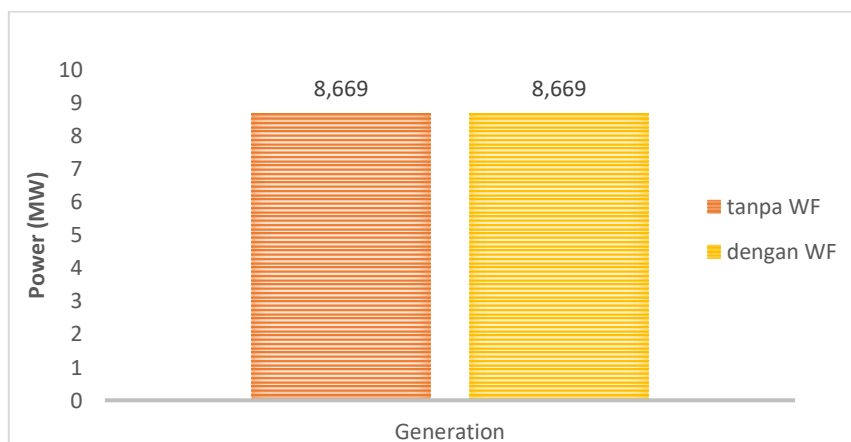
Gambar 4.5 daya pembangkitan *renewable source generators* dengan *wind farm*

Grafik *renewable source generator* dengan menggunakan *wind farm* berupa 2 buah PV, 1 buah *wind farm* dan 5 buah baterai ditunjukkan pada gambar 4.5. Daya tertinggi yang disuplai oleh *wind farm* sebesar 72.443 kW terdapat pada jam 05.00. PV mulai menghasilkan daya pada jam 09.00 hingga 17.00. Daya maksimal yang dikeluarkan oleh kedua PV terdapat pada jam 14.00 dengan nilai daya PV 1 sebesar 62.4 kW dan PV 2 sebesar 74.88 kW. Pada saat PV mulai menghasilkan daya, baterai mengalami kondisi *charge* yang tinggi seperti yang terlihat pada gambar 4.5 tersebut. Sama seperti kondisi tanpa *wind farm*, baterai yang mengalami kondisi

charge paling tinggi adalah baterai 1 pada jam 01.00 sebesar -34.72 kW. Sedangkan kondisi discharge tertinggi dimiliki oleh baterai 1 dengan daya sebesar 32.61 kW pada jam 19.00. Rincian data daya pembangkitan *renewable source generator* dapat dilihat pada lampiran tabel 1.

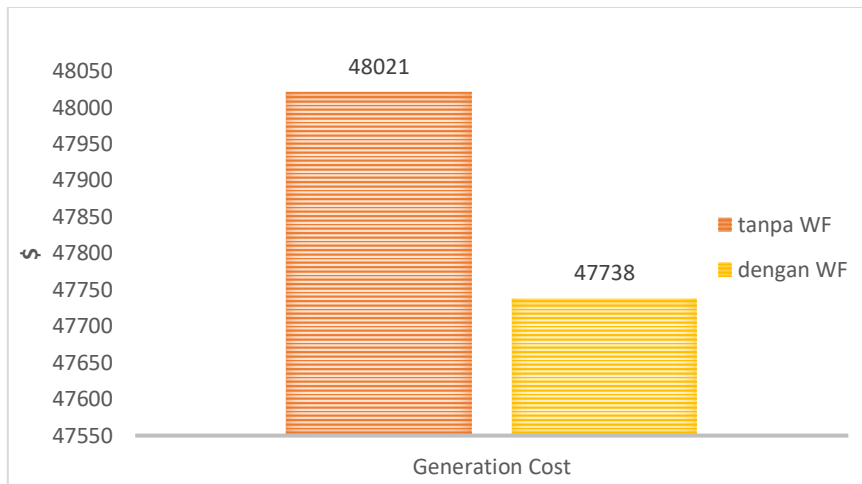
c. Perbandingan Hasil Data Optimisasi Studi Kasus 1

Perbandingan hasil data optimisasi percobaan studi kasus 1 ditunjukkan dalam bentuk grafik batang berupa total daya generator dan biaya pembangkitan. Dengan total daya permintaan sesuai dengan profil beban yaitu sebesar 8.669 MW, pengujian tanpa menggunakan *wind farm* dan juga dengan menggunakan *wind farm* memiliki total daya pembangkitan yang sama dengan total *demand*. Hal ini mengakibatkan tidak adanya *load shedding* pada kedua pengujian. Hasil perbandingan studi kasus 1 tentang total daya pembangkitan akan ditunjukkan oleh gambar 4.6.



Gambar 4.6 grafik perbandingan total daya generator kasus 1

Biaya pembangkitan studi kasus 1 dipaparkan oleh gambar 4.7. Dari gambar 4.7 tersebut dapat dilihat bahwa penggunaan *wind farm* pada sistem mengakibatkan total biaya pembangkitan menjadi lebih rendah dengan nilai sebesar \$47738. Dengan nilai total biaya pembangkitan yang dimiliki oleh pengujian tanpa menggunakan *wind farm* sebesar \$48021, maka selisih total biaya pembangkitan dari kedua pengujian tersebut bernilai \$283. Dapat disimpulkan bahwa penggunaan *wind farm* mampu memberikan biaya pembangkitan yang lebih rendah dengan daya yang besar.



Gambar 4.7 grafik perbandingan total biaya pembangkitan kasus 1

4.3 Studi Kasus 2 : Mempertimbangkan kondisi kontingensi

Pada studi kasus 2 ini akan dilakukan pengujian terhadap sistem *microgrid* sesuai gambar 3.2 dengan mempertimbangkan kondisi kontingensi. Saluran yang terdapat pada sistem *microgrid* 30 bus ini berjumlah 41. Tahap pertama yang dilakukan pada studi kasus 2 ini adalah melakukan pengecekan kondisi kontingensi pada setiap saluran. Dari tahap pertama tersebut, pemilihan studi kontingensi dilakukan pada saluran yang mengalami *overload* pada kondisi kontingensi tertentu.

a. Cek Kontingensi Semua Saluran

Seperti yang telah disebutkan bahwa tahap pertama dalam studi kasus 2 adalah pengecekan kondisi kontingensi pada tiap saluran. Kontingensi diterapkan pada seluruh saluran sehingga dapat diketahui kondisi aliran daya sebelum terjadinya *re-dispatch*. Hal ini bertujuan untuk mengetahui kondisi tiap saluran ketika sistem mengalami kontingensi sehingga didapatkan saluran *overload* yang dapat digunakan untuk percobaan dengan mempertimbangkan batas keamanan. Hasil yang diperoleh dalam pengecekan ini dipaparkan pada tabel 4.1

Tabel 4.1 hasil aliran daya cek kontingensi semua saluran

Saluran	Batas Saluran (kW)	Kontingensi Saluran																																													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41					
1	130	0.0	73.2	50.0	59.0	50.3	49.6	56.9	50.3	55.7	52.3	52.4	52.3	52.3	52.4	51.5	52.4	52.4	52.7	52.3	52.5	52.7	52.5	52.1	52.0	52.0	52.3	52.3	52.4	51.6	52.4	52.6	52.0	53.0	52.5	52.3	52.3	52.3	52.3	52.3	52.3	52.3	52.3	52.3			
2	130	73.2	0.0	23.3	14.2	22.9	23.6	16.4	22.9	17.5	21.0	20.9	20.9	20.9	20.9	21.8	20.9	20.8	20.5	21.0	20.7	20.5	20.7	21.1	21.2	21.2	20.9	20.9	20.9	21.6	20.8	20.7	21.2	20.2	20.7	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	20.9	
3	65	-19.0	16.7	0.0	9.8	9.9	11.1	-1.3	9.9	0.7	6.5	6.4	6.5	6.5	6.4	8.0	6.4	6.3	5.8	6.6	6.2	5.8	6.2	6.8	7.0	7.0	6.5	6.5	6.4	7.7	6.4	6.0	7.0	5.3	6.2	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	
4	32	59.0	-14.2	9.0	0.0	8.7	9.4	2.1	8.7	3.3	6.7	6.6	6.7	6.7	6.6	7.5	6.6	6.6	6.3	6.7	6.5	6.3	6.5	6.9	7.0	7.0	6.7	6.7	6.6	7.4	6.6	6.4	7.0	6.0	6.5	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	
5	32	1.4	13.0	11.0	10.8	0.0	12.3	13.5	0.0	26.3	9.7	9.8	9.7	9.7	9.7	9.8	9.7	9.8	10.0	9.7	9.9	10.0	9.9	9.6	9.5	9.4	9.7	9.7	9.7	9.1	9.8	9.9	9.4	10.3	9.9	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
6	32	-8.6	17.3	12.8	12.2	14.2	0.0	18.4	14.2	2.5	9.8	10.0	9.9	9.9	10.0	8.3	10.0	10.1	10.6	9.8	10.3	10.6	10.3	9.6	9.3	9.3	9.9	9.9	10.0	8.6	10.0	10.4	9.3	11.2	10.2	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9
7	90	42.0	6.7	12.9	13.6	21.9	23.6	0.0	21.9	8.1	16.5	18.0	17.3	16.8	18.0	3.5	17.5	18.9	23.1	16.4	20.0	22.9	19.9	14.2	12.3	12.0	17.2	17.0	17.6	6.1	18.1	21.1	12.1	27.6	19.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.8	16.9	17.0	16.9	17.0	16.9	17.0	
8	32	1.4	13.0	11.0	10.8	0.0	12.3	13.5	0.0	26.3	9.7	9.8	9.7	9.7	9.8	9.0	9.7	9.8	10.0	9.7	9.9	10.0	9.9	9.6	9.5	9.4	9.7	9.7	9.7	9.1	9.8	9.9	9.4	10.3	9.9	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
9	70	24.9	13.2	15.3	15.5	26.3	14.0	12.8	26.3	0.0	16.6	16.5	16.5	16.6	16.5	17.3	16.5	16.5	16.2	16.6	16.4	16.2	16.4	16.7	16.8	16.8	16.6	16.6	16.5	17.1	16.5	16.3	16.8	16.0	16.4	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
10	90	19.8	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.7	19.9	19.9	0.0	19.8	19.8	19.9	19.8	19.3	19.9	20.0	20.0	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.8	19.6	19.7	19.2	18.4	18.8	20.5	16.8	26.9	21.8	19.9	19.9	19.9	19.9	25.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	16.2	
11	65	-4.3	-3.1	-3.3	-3.3	-3.6	-3.7	-5.7	-3.6	-3.2	-3.1	0.0	-4.5	-3.4	0.0	-11.5	-3.1	-2.3	1.0	-3.6	-1.2	1.3	-1.1	-5.5	-6.9	-6.8	-2.1	-2.8	-0.6	-6.7	1.0	-2.1	2.8	-17.6	-7.4	-3.4	-3.4	-3.4	-3.5	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7		
12	32	-2.4	-1.8	-1.9	-1.9	-2.1	-2.1	-3.3	-2.1	-1.8	-1.8	-3.4	0.0	-2.0	-3.4	-6.6	-1.7	-1.3	0.6	-2.1	-0.7	0.7	-0.6	-3.1	-3.9	-3.9	-1.2	-1.6	-0.4	-3.8	0.6	-1.2	1.6	-10.1	-4.2	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0		
13	65	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	65	-4.3	-3.1	-3.3	-3.3	-3.6	-3.7	-5.7	-3.6	-3.2	-3.1	0.0	-4.5	-3.4	0.0	-11.5	-3.1	-2.3	1.0	-3.6	-1.2	1.3	-1.1	-5.5	-6.9	-6.8	-2.1	-2.8	-0.6	-6.7	1.0	-2.1	2.8	-17.6	-7.4	-3.4	-3.4	-3.4	-3.5	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7	-3.7		
15	70	-14.1	-16.3	-15.9	-15.8	-15.3	-15.2	-11.2	-15.3	-16.2	-15.3	-17.1	-16.3	-15.6	-17.1	0.0	-16.5	-18.2	-23.0	-15.2	-19.4	-22.8	-19.3	-12.6	-10.3	-10.0	-16.1	-15.9	-16.6	-3.2	-17.2	-20.7	-10.1	-28.3	-19.1	-15.6	-15.6	-15.6	-15.7	-15.7	-15.9	-15.9	-15.9	-15.9	-15.9		
16	90	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	
17	65	8.9	8.6	8.7	8.7	8.7	8.8	9.2	8.7	8.6	8.8	8.6	8.6	8.7	8.6	10.6	0.0	14.4	10.5	13.1	9.6	5.4	7.0	10.1	11.1	7.3	8.3	8.5	7.9	13.7	7.5	6.7	9.8	6.3	8.0	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
18	65	11.2	10.3	10.5	10.5	10.7	10.8	12.5	10.7	10.3	10.8	10.0	10.3	10.6	10.0	17.2	17.6	0.0	16.9	7.0	13.8	-1.1	4.7	15.5	19.1	5.7	9.3	9.9	7.9	28.1	6.3	3.5	14.3	2.1	8.2	10.6	10.6	10.6	10.5	10.4	10.5	10.4	10.5	10.4	10.5	10.4	10.5
19	32	16.2	15.2	15.4	15.4	15.6	15.7	17.5	15.6	15.2	15.5	14.7	15.2	15.5	14.7	22.6	16.3	17.8	0.0	15.1	7.7	23.2	19.4	12.2	9.8	27.4	16.7	16.1	18.0	5.5	19.5	19.6	16.3	13.7	15.0	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5	
20	32	-4.2	-4.5	-4.5	-4.5	-4.4	-4.4	-3.9	-4.4	-4.5	-4.4	-4.6	-4.5	-4.4	-4.6	-2.6	-13.1	1.3	-2.6	0.0	-3.5	-7.7	-6.1	-3.0	-2.0	-5.8	-4.8	-4.6	-5.2	0.5	-5.6	-6.4	-3.4	-6.8	-5.1	-4.4	-4.4	-4.4	-4.5	-4.5	-4.5	-4.5	-4.5	-4.5	-4.5	-4.5	
21	65	8.5	7.5	7.7	7.7	8.0	8.0	9.9	8.0	7.6	7.9	7.1	7.5	7.8	7.1	15.0	8.6	10.2	-7.7	7.4	0.0	15.5	11.7	4.5	2.1	19.7	9.0	8.4	10.3	-2.2	11.8	11.9	8.6	6.1	7.3	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
22	70	22.7	22.1	22.2	22.2	22.3	22.4	23.4	22.3	22.1	22.2	21.8	22.1	22.3	21.8	26.2	21.4	19.8	26.6	22.7	24.5	0.0	10.9	31.8	38.7	18.9	23.4	22.8	24.7	11.1	26.1	26.8	22.1	22.7	22.4	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3	22.3
23	65	11.7	11.2	11.2	11.3	11.4	11.4	12.4	11.4	11.2	11.3	10.8	11.1	11.3	10.8	15.3	10.5	8.9	15.7	11.7	13.5	-10.9	0.0	20.8	27.7	8.0	12.5	11.9	13.7	0.2	15.2	15.8	11.1	11.7	11.4	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3
24	65	-9.1	-9.7	-9.6	-9.5	-9.4	-9.4	-8.4	-9.4	-9.6	-9.5	-10.0	-9.7	-9.5	-10.0	-5.5	-10.3	-11.9	-5.1	-9.1	-7.3	-31.8	-20.8	0.0	6.9	-12.8	-8.3	-8.9	-7.1	-20.6	-5.6	-5.0	-9.7	-9.1	-9.4	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	-9.5	
25	32	16.0	16.6	16.5	16.4	16.3	16.3	15.3	16.3	16.5	16.4	16.9	16.6	16.4	16.9	12.4	17.2	18.8	12.0	16.0	14.2	38.7	27.7	6.9	0.0	19.7	15.2	15.8	14.0	27.5	12.5	11.9	16.6	16.0	16.3	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4	16.4
26	65	11.2	12.2	12.0	12.0	11.7	11.7	9.8	11.7	12.1	11.8	12.6	12.2	11.9	12.6	4.7	11.1	9.5	27.4	12.3	19.7	4.2	8.0	15.2	17.6	0.0	10.7	11.3	9.4	21.9	7.9	7.8	11.1	13.6	12.4	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9
27	65	-24.0	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-23.9	-24.2	-23.9	-23.9	-23.5	-23.4	-23.7	-23.9	-23.4	-24.9	-23.5	-22.9	-26.5	-24.1	-25.2	-28.4	-26.2	-22.0	-20.6	-21.9	0.0	-39.4	25.2	-40.3	-14.7	-17.3	-17.4	-38.7	-28.0	-23.9	-23.9	-23.9	-24.0	-24.2	-24.2	-24.2	-24.2	-24.2	-24.2	-24.2	
28	65	-17.8	-17.7	-17.7	-17.7	-17.7	-17.7	-17.9	-17.7	-17.7	-17.5	-17.4	-17.6	-17.7	-17.4	-18.3	-17.5	-17.1	-19.3	-17.8	-18.5	-20.4	-19.1	-16.6	-15.7	-16.5	-37.1	0.0	-57.5	-27.6	-12.2	-13.7	-13.8	-26.6	-20.2	-17.7	-17.7	-17.7	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8	-17.8
29	90	-49.2	-49.1	-49.1	-49.1	-49.1	-49.1	-49.4	-49.1	-48.7	-48.6	-48.9	-49.1	-48.6	-50.1	-48.7	-48.1	-51.7	-49.3	-50.4	-53.6	-51.4	-47.2	-45.8	-47.1	-25.2	-64.6	0.0	-65.5	-39.8	-42.5	-42.6	-63.9	-53.2	-49.1	-49.1	-49.1	-49.2	-49.4	-49.4	-49.4	-49.4	-49.4	-49.4	-49.4	-49.4	
30	90	-33.2	-33.8	-33.7	-33.7	-33.6	-33.5	-32.4	-33.6	-33.8	-33.3	-33.9	-33.7	-33.6	-33.9	-29.1	-34.5	-36.1	-																												

Halaman ini sengaja dikosongkan

Dari tabel 4.1 tersebut dapat dilihat bahwa terdapat 3 saluran yang mengalami *overload*. Kondisi saluran *overload* tersebut terjadi ketika kontingensi terjadi pada saluran 1, 22, dan 35. Tiap kontingensi memiliki total 1 saluran yang mengalami *overload*. Aliran daya pada tabel 4.1 tersebut dihitung dengan menggunakan persamaan 3.21 yang terdapat pada bab sebelumnya. Pada kontingensi 1, saluran yang mengalami *overload* adalah saluran 4 dengan nilai aliran daya sebesar 59 kW dan batas saluran 32 kW. Pada kontingensi 22, saluran yang mengalami *overload* adalah saluran 25 4 dengan nilai aliran daya sebesar 38.7 kW dan batas saluran 32 kW. Sedangkan pada kontingensi 35, saluran yang mengalami *overload* adalah saluran 31 dengan nilai aliran daya sebesar 38.4 kW dan batas saluran 32 kW. Untuk kontingensi saluran 16 dan 36 tidak dapat dilakukan dikarenakan sistem akan mengalami *islanded*. Dapat terlihat juga pada tabel 4.1 tersebut tidak memiliki aliran daya yang melanggar batas saluran pada kontingensi lainnya selain ketiga kontingensi yang telah disebutkan.

b. *Power Flow Mempertimbangkan Security Constraint*

Tahap selanjutnya adalah mencari *optimal power flow* pada sistem dengan menggunakan saluran *overload* sebagai acuan dalam mempertimbangkan *security constraint*. Tujuan mempertimbangkan *security constraint* ini adalah untuk mengantisipasi sistem agar tidak melanggar batas saluran ketika mengalami kontingensi. Dapat diketahui pada sub bab sebelumnya bahwa terdapat 3 kondisi kontingensi yang menyebabkan pelanggaran terhadap batas saluran yang dimiliki. Kontingensi tersebut adalah kontingensi 1, 22, dan 35. Dengan mengacu pada ketiga kontingensi tersebut, dibuatlah tabel perbandingan aliran daya yang dihasilkan ketika tanpa mempertimbangkan *security constraint* dan dengan mempertimbangkan *security constraint*. Tabel yang memaparkan hasil perbandingan tersebut terdapat pada tabel 4.2. Menurut tabel 4.2 tersebut, aliran daya pada saluran dengan mempertimbangkan *security constraint* tidak lagi melanggar batas saluran yang dimiliki. Pada kontingensi 1 saluran 4, aliran daya yang dimiliki semula bernilai 59 kW menjadi 32 kW. Pada kontingensi 22 saluran 25, aliran daya yang dimiliki semula bernilai 38.7 kW menjadi 32 kW. Pada kontingensi 35 saluran 31, aliran daya yang dimiliki semula bernilai -38.4 kW

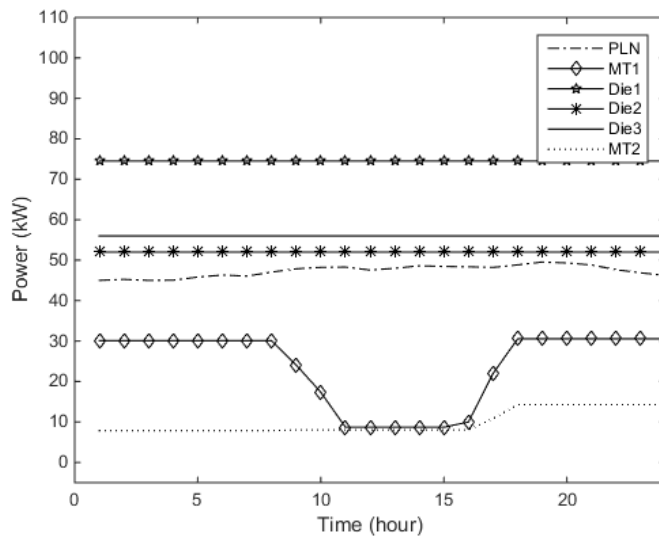
menjadi 26.3 kW. Hal ini dapat disimpulkan bahwa dengan mempertimbangkan *security constraint*, aliran daya ketika terjadi kontingensi dapat terjaga dalam sisi keamanan sistem. Percobaan studi kasus 2 ini dapat dikategorikan sebagai pencegahan agar aliran daya pada saluran tidak mengalami *overload* ketika sistem mengalami kontingensi.

Tabel 4.2 perbandingan aliran daya mempertimbangkan *security constraint*

Saluran	Batas Saluran (kW)	Kontingensi 1		Kontingensi 22		Kontingensi 35	
		tanpa <i>security constraint</i>	dengan <i>security constraint</i>	tanpa <i>security constraint</i>	dengan <i>security constraint</i>	tanpa <i>security constraint</i>	dengan <i>security constraint</i>
1	130	0.0	0.0	52.7	29.2	53.0	29.3
2	130	73.2	46.2	20.5	17.1	20.2	16.9
3	65	-19.0	-4.0	5.8	9.4	5.3	9.2
4	32	59.0	32.0	6.3	2.8	6.0	2.7
5	32	1.4	6.2	10.0	11.1	10.3	11.2
6	32	-8.6	2.1	10.6	12.9	11.2	13.2
7	90	42.0	26.4	22.9	18.0	27.6	20.7
8	32	1.4	6.2	10.0	11.1	10.3	11.2
9	70	24.9	20.1	16.2	15.2	16.0	15.1
10	90	19.8	18.9	19.9	18.9	26.9	24.2
11	65	-4.3	-1.3	1.3	3.4	-17.6	-11.7
12	32	-2.4	-0.8	0.7	1.9	-10.1	-6.7
13	65	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	65	-4.3	-1.3	1.3	3.4	-17.6	-11.7
15	70	-14.1	-13.0	-22.8	-20.4	-28.3	-23.5
16	90	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5	-74.5
17	65	8.9	9.1	5.4	6.0	6.3	7.2
18	65	11.2	11.9	-1.1	1.0	2.1	5.1
19	32	16.2	16.3	23.2	22.9	13.7	14.6
20	32	-4.2	-4.0	-7.7	-7.1	-6.8	-6.0
21	65	8.5	8.7	15.5	15.2	6.1	6.9
22	70	22.7	20.4	0.0	0.0	22.7	20.5
23	65	11.7	9.4	-10.9	-10.9	11.7	9.5
24	65	-9.1	-11.4	-31.8	-31.8	-9.1	-11.3
25	32	16.0	11.6	38.7	32.0	16.0	11.5
26	65	11.2	11.1	4.2	4.5	13.6	12.8
27	65	-24.0	-19.9	-28.4	-23.9	-38.7	-31.1
28	65	-17.8	-15.3	-20.4	-17.7	-26.6	-22.0
29	90	-49.2	-45.1	-53.6	-49.1	-63.9	-56.3
30	90	-33.2	-30.0	-26.3	-23.6	-45.0	-38.8
31	32	-15.0	-8.4	-21.9	-14.8	-38.4	-26.3
32	70	14.1	17.2	20.9	23.6	2.3	8.4
33	65	-15.0	-23.6	-15.1	-23.6	-50.3	-50.3
34	65	-50.3	-50.3	-50.3	-50.3	-50.3	-50.3
35	65	35.3	26.7	35.1	26.7	0.0	0.0
36	65	-10.0	-14.7	-9.9	-14.8	25.3	12.0
37	32	13.5	13.7	13.5	13.7	13.5	13.7
38	32	12.1	12.5	12.1	12.5	12.1	12.5
39	32	3.6	3.9	3.6	3.9	3.6	3.9
40	65	-5.4	-6.3	-5.3	-6.3	1.7	-1.0
41	65	-4.6	-8.4	-4.5	-8.4	23.6	12.9

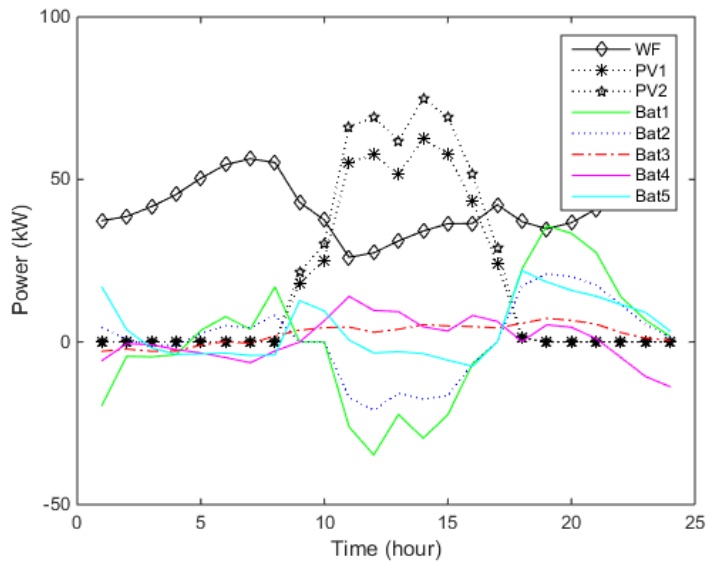
c. Hasil Daya Pembangkitan Sistem dengan Mempertimbangkan *Security Constraint*

Tahap selanjutnya adalah menganalisis daya pembangkitan sistem yang mempertimbangkan *security constraint* dengan menerapkan program *optimal power flow*. Gambar 4.8 menunjukkan daya pembangkitan yang dihasilkan oleh *controllable source generator* kasus 2 ini. Dapat dilihat bahwa generator yang menghasilkan daya linier selama periode 24 jam adalah 3 buah *diesel generator*. *Diesel generator* 1 menghasilkan daya tertinggi dengan nilai sebesar 74.5 kW. *Diesel generator* 2 menghasilkan daya sebesar 52 kW dan *diesel generator* 3 menyuplai daya sebesar 56 kW. *Microturbine* 2 menghasilkan daya terendah yaitu berkisar antara 7.84 kW hingga 14.27 kW.



Gambar 4.8 daya pembangkitan *controllable source generators* kasus 2

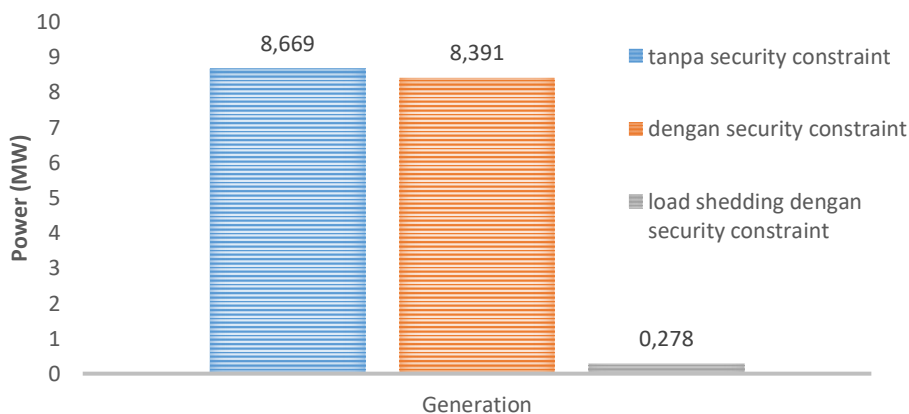
Grafik yang menunjukkan daya pembangkitan pada *renewable source generator* ditunjukkan oleh gambar 4.9. Kondisi kontingensi membuat daya pembangkitan oleh *wind farm* menjadi lebih berkurang dibandingkan dengan kondisi tanpa mempertimbangkan *security constraint*. Daya tertinggi yang dihasilkan oleh *wind farm* pada studi kasus 2 sebesar 57.94 kW pada jam 24.00. Baterai yang memiliki kondisi *charge* dan *discharge* yang tinggi dihasilkan oleh baterai 1. Nilai daya tertinggi yang dimiliki oleh baterai 1 pada kondisi *charge* adalah sebesar -34.72 kW pada jam 12.00 sedangkan pada kondisi *discharge* memiliki nilai sebesar 35.75 kW pada jam 19.00.



Gambar 4.9 daya pembangkitan *renewable source generators* kasus 2

d. Perbandingan Hasil Data Optimisasi Studi Kasus 2

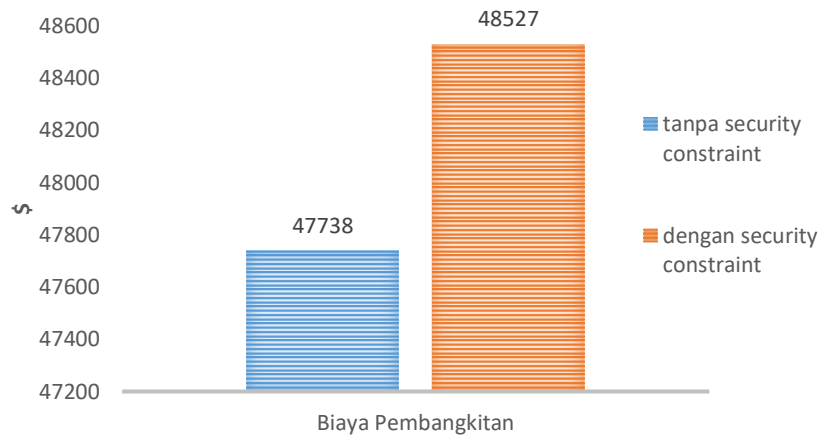
Sub bab perbandingan kali ini adalah membandingkan total daya pembangkitan, biaya pembangkitan, dan daya tiap baterai pada percobaan tanpa mempertimbangkan *security constraint* dengan percobaan yang mempertimbangkan *security constraint*. Gambar 4.10 menunjukkan total daya pembangkitan yang dihasilkan oleh kedua percobaan. Dapat dilihat bahwa dengan mempertimbangkan *security constraint*, sistem mengalami pelepasan beban sebesar 0.278 MW.



Gambar 4.10 grafik perbandingan total daya generator kasus 2

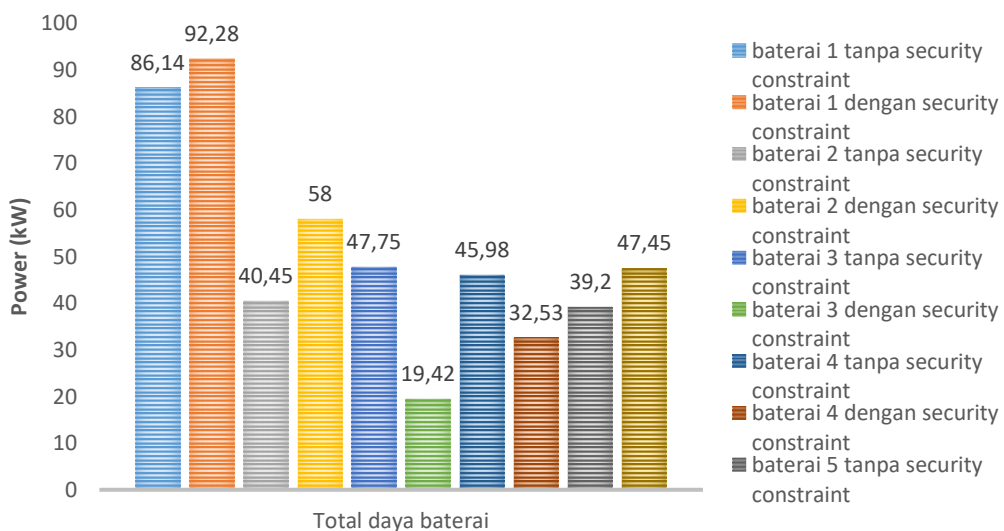
Perbandingan biaya pembangkitan studi kasus 2 dipaparkan oleh gambar 4.11. Dari gambar 4.11 tersebut dapat dilihat bahwa penggunaan *security constraint*

membuat total biaya pembangkitan sedikit lebih mahal. Pada sistem yang mempertimbangkan *security constraint* memiliki total biaya pembangkitan sebesar \$48257. Selisih total biaya yang dimiliki sebesar \$789.



Gambar 4.11 grafik perbandingan total biaya pembangkitan beban kasus 2

Perbandingan total daya pembangkitan yang dihasilkan oleh tiap baterai studi kasus 2 ditunjukkan oleh gambar 4.12. Total daya kelima baterai pada percobaan tanpa *security constraint* adalah 259.51 kW. Sedangkan pada percobaan dengan *security constraint* adalah 249.67 kW. Hal ini dapat disimpulkan bahwa dengan mempertimbangkan *security constraint* dapat lebih meminimalkan penggunaan daya baterai.



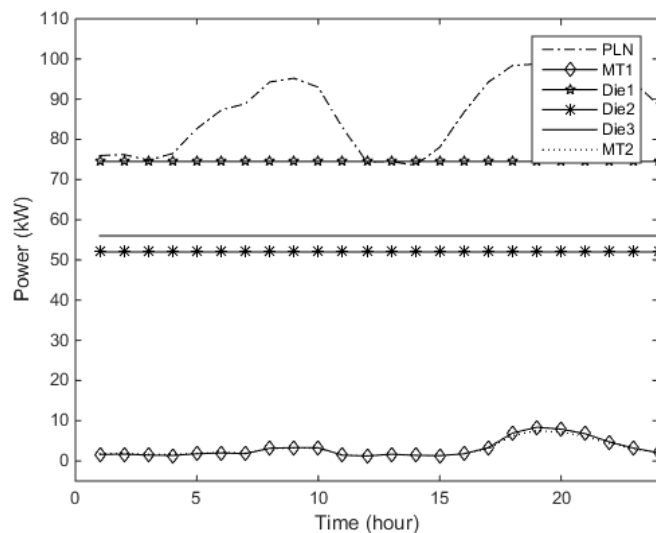
Gambar 4.12 perbandingan total daya pembangkitan baterai kasus 2

4.4 Studi Kasus 3 : Mengoptimasi total biaya pembangkitan dan umur baterai

Tujuan dari studi kasus 3 ini selain mendapatkan biaya pembangkitan, juga didapatkan daya baterai yang optimal agar dapat memperpanjang usia baterai. Kondisi yang diambil untuk studi kasus 3 adalah kondisi normal dengan menggunakan *wind farm* dan tanpa menggunakan *wind farm* seperti pada kasus 1. Pembobotan digunakan sebagai penyelesaian multi objektif pada penelitian kali ini. Bobot 1 untuk mengoptimasi fungsi objektif total biaya pembangkitan yang disimbolkan dengan W1 sedangkan bobot 2 untuk pengoptimasian transaksi baterai yang disimbolkan dengan W2. Bobot yang diberikan pada W1 adalah 0.99 dan bobot yang diberikan pada W2 adalah 0.01.

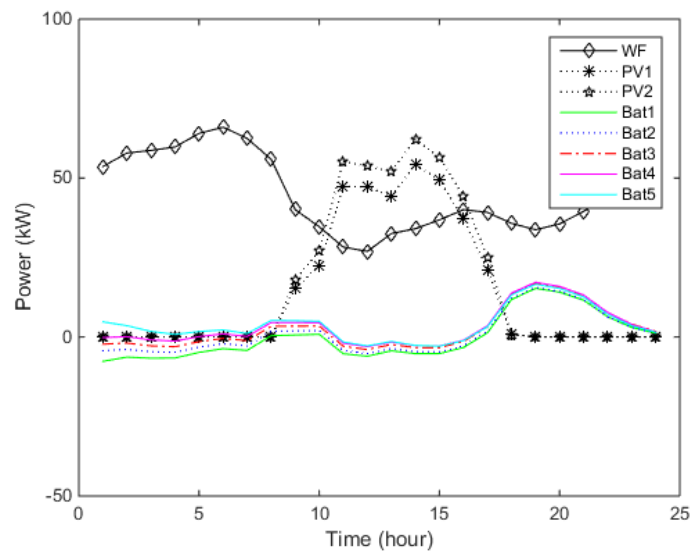
a. Kondisi daya pembangkitan dengan *wind farm*

Daya pembangkitan menggunakan *controllable source generator* digambarkan pada gambar 4.13 dan *renewable source generator* pada gambar 4.14. Pada gambar 4.13 dapat dilihat bahwa ketiga *diesel generator* memiliki daya yang linier selama periode 24 jam. *Diesel generator* 1 menyuplai daya sebesar 74.5 kW, *diesel generator* 2 menyuplai daya sebesar 52 kW, dan *diesel generator* 3 menyuplai sebesar 56 kW. Daya terkecil disuplai oleh *microturbine* 1 dan 2. Grid PLN menyuplai daya tertinggi sebesar 98.77 kW pada beban puncak jam 19.00.



Gambar 4.13 daya pembangkitan *controllable source generators* dengan *wind farm* kasus 3

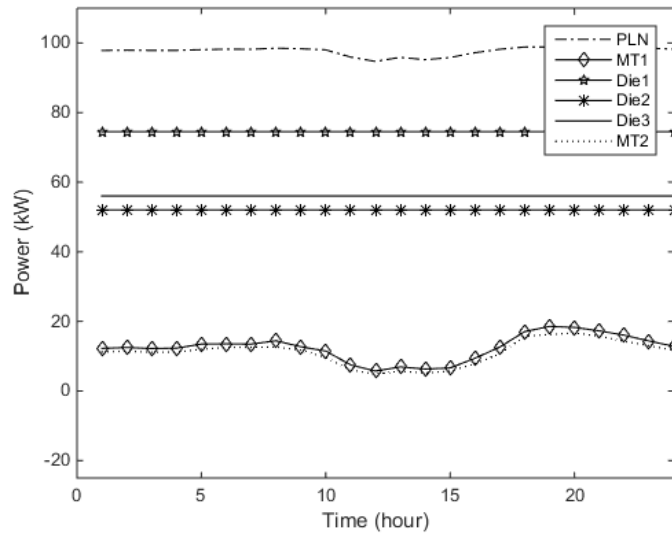
Pada gambar 4.14 terlihat bahwa ketika PV menghasilkan daya, baterai tidak mengalami keadaan *charge* yang sangat ekstrem dibandingkan dengan kasus 1. Baterai 1 memiliki kondisi *charge* dan *discharge* paling tinggi dibandingkan baterai lainnya. *Charge* baterai paling tinggi dilakukan oleh baterai 1 pada jam 01.00 sebesar -7.64 kW. Kondisi *discharge* juga tidak menunjukkan keadaan yang tinggi dibandingkan kasus 1. Baterai 3 memiliki daya *discharge* tertinggi pada jam 19.00 sebesar 17.05 kW.



Gambar 4.14 daya pembangkitan *renewable source generators* dengan *wind farm* kasus 3

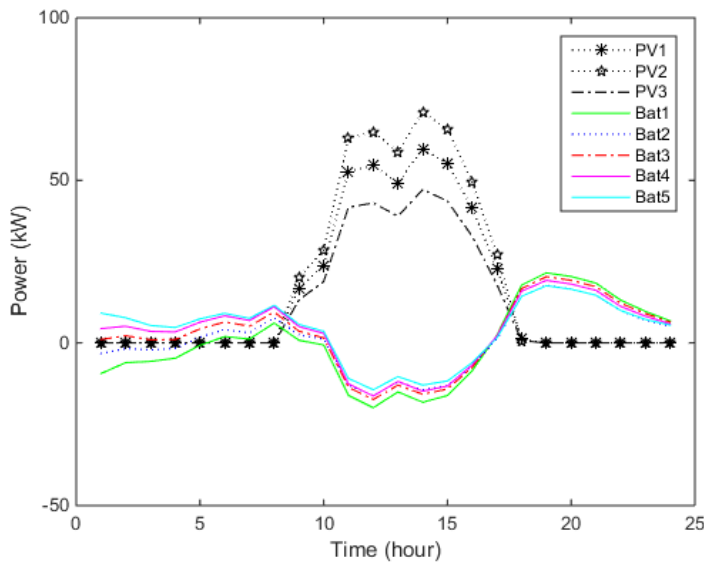
b. Kondisi daya pembangkitan tanpa *wind farm*

Seperti halnya pada sub bab sebelumnya, pengujian multi objektif juga dilakukan pada sistem tanpa menggunakan *wind farm*. Gambar 4.15 merupakan hasil dari daya pembangkitan dari *controllable source generator*. Pada gambar tersebut dapat dilihat bahwa penurunan daya akibat adanya suplai daya dari PV tidak terlihat sangat signifikan. Sama halnya dengan pengujian multi objektif dengan menggunakan *wind farm*, ketiga *diesel generator* memiliki suplai daya yang linier selama periode 24 jam. Daya yang dihasilkan oleh masing-masing *diesel generator* adalah 74.52 kW untuk *diesel generator* 1, 52.05 kW untuk *diesel generator* 2, dan 56.05 kW untuk *diesel generator* 3. Daya terkecil percobaan ini juga disuplai oleh *microturbine* 1 dan 2.



Gambar 4.15 daya pembangkitan *controllable source generators* tanpa *wind farm* kasus 3

Pada gambar 4.16 dapat terlihat bahwa dinamika kondisi *charge* dan *discharge* lebih signifikan dibandingkan percobaan kasus 4 dengan menggunakan *wind farm*. Dari kelima baterai, baterai 1 memiliki kondisi *charge* paling tinggi sebesar -19.91 kW pada jam 12.00. Baterai 1 juga memiliki kondisi *discharge* paling tinggi sebesar 21.56 kW pada jam 19.00.



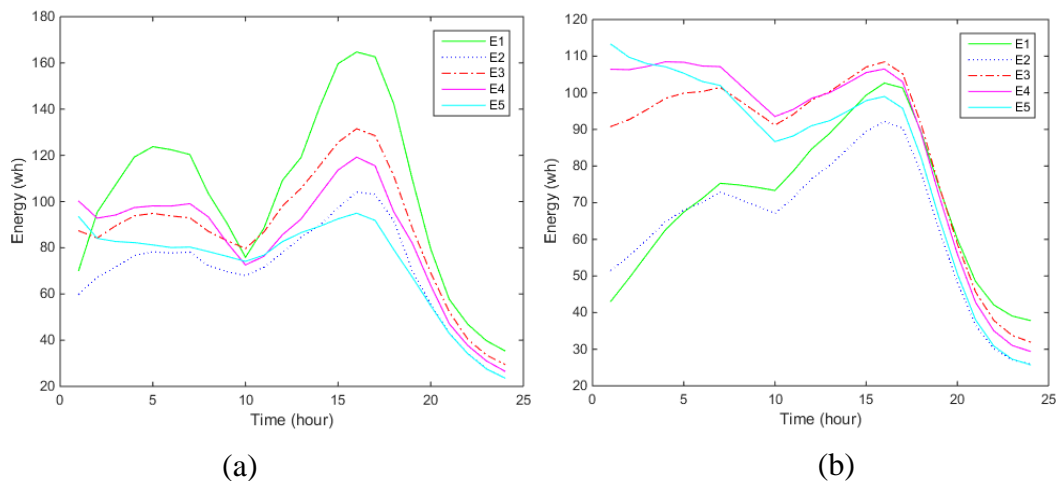
Gambar 4.16 daya pembangkitan *renewable source generators* tanpa *wind farm* kasus 4

a. Perbandingan baterai dengan *wind farm*

Perbandingan kondisi baterai dengan *wind farm* dilakukan menggunakan kondisi baterai yang dihasilkan oleh kasus 1 dan kasus 3. Kondisi baterai tersebut antara lain energi baterai, SOC, dan daya baterai.

- Energi Baterai

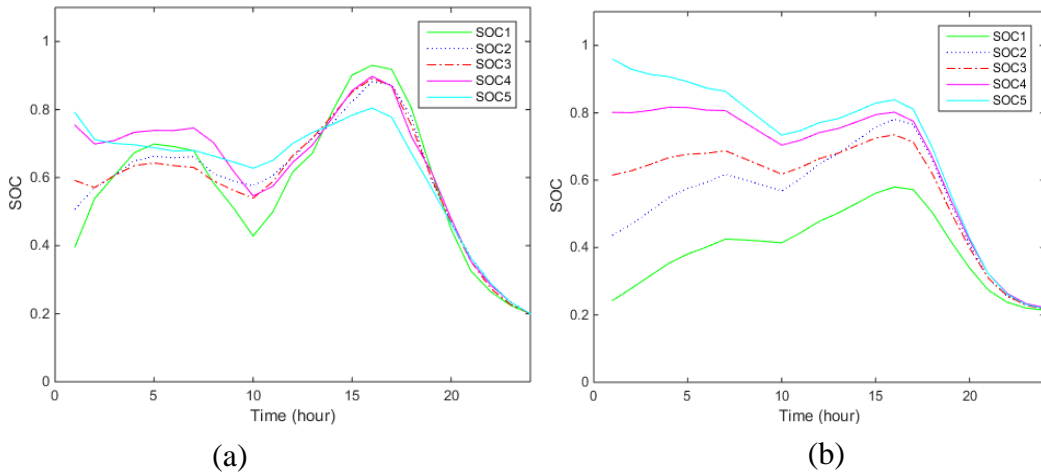
Gambar 4.17 merupakan perbandingan grafik energi baterai percobaan *single* dan multi objektif. Dapat dilihat dari grafik yang telah dihasilkan bahwa energi baterai yang dihasilkan pada percobaan *single* objektif lebih tinggi dibandingkan multi objektif. Gambar 4.17 (a) menunjukkan energi tertinggi dihasilkan oleh baterai 1 dengan nilai 164.74 wh pada jam 16.00. Sedangkan gambar 4.17 (b) menunjukkan energi tertinggi dihasilkan oleh baterai 5 dengan nilai 113.89 wh pada jam 01.00.



Gambar 4.17 energi baterai dengan *wind farm single* objektif (a) dan multi objektif (b)

- SOC Baterai

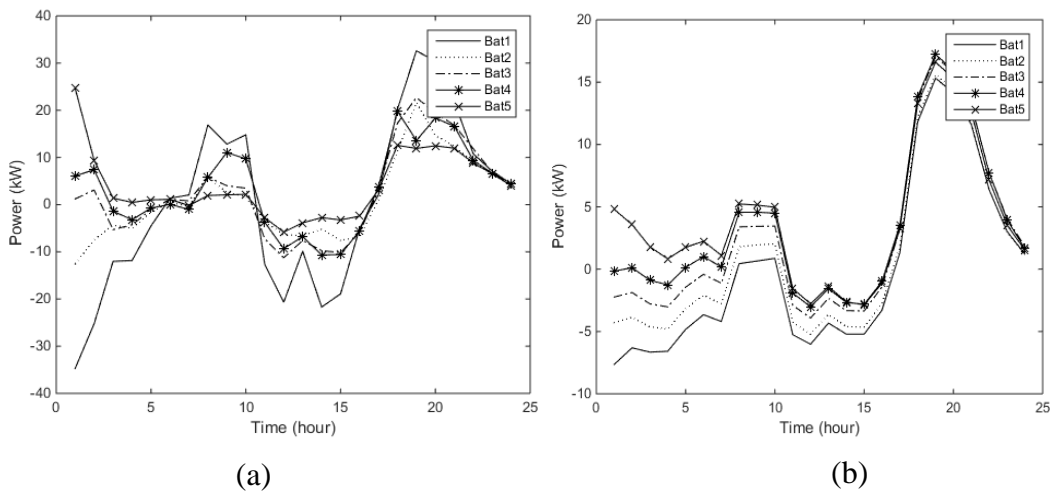
Kondisi perbandingan grafik SOC baterai antara *single* dengan multi objektif dipaparkan oleh gambar 4.18 (a) dan (b). Pada kasus *single* objektif dapat terlihat bahwa SOC mengalami kondisi *charge* dan *discharge* yang tidak teratur. Hal ini tampak pada gambar grafik SOC baterai gambar 4.18 (a). Sedangkan pada gambar 4.18 (b), semua baterai memiliki kondisi yang teratur. Pada baterai 5 yang memiliki SOC awal sebesar 100% mengalami kondisi *discharge* terlebih dahulu. Sedangkan pada baterai 1 hingga 4 mengalami kondisi sebaliknya.



Gambar 4.18 SOC baterai dengan *wind farm single* objektif (a) dan multi objektif (b)

- Daya Baterai

Daya yang dihasilkan oleh baterai percobaan menggunakan *wind farm* ditunjukkan dengan gambar 4.19 (a) dan (b). Dapat dilihat pada gambar tersebut kondisi *charge* dan *discharge* antara *single* objektif dengan multi objektif sangat berbeda. Dengan mempertimbangkan usia baterai, maka daya baterai terlihat lebih terkontrol sehingga tidak terlalu sering mengalami *charge* maupun *discharge* yang dapat memengaruhi usia baterai.



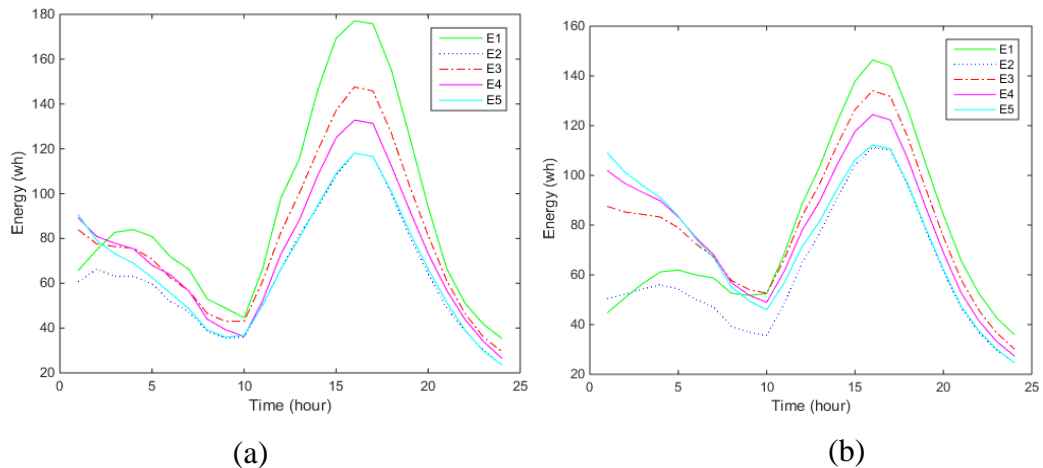
Gambar 4.19 daya baterai dengan *wind farm single* objektif (a) dan multi objektif (b)

b. Perbandingan baterai tanpa *wind farm*

Perbandingan kondisi baterai tanpa *wind farm* juga dilakukan menggunakan kondisi baterai yang dihasilkan oleh kasus 1 dan kasus 3 sama halnya dengan kasus dengan *wind farm*. Kondisi baterai tersebut antara lain energi baterai, SOC, dan daya baterai.

- Energi baterai

Gambar 4.20 merupakan perbandingan grafik energi baterai percobaan *single* dan multi objektif. Dapat dilihat dari grafik yang telah dihasilkan bahwa energi baterai tertinggi yang dihasilkan pada percobaan *single* objektif sama jika dibandingkan multi objektif. Gambar 4.20 (a) menunjukkan energi tertinggi dihasilkan oleh baterai 1 dengan nilai 177.12 wh pada jam 16.00 begitu juga pada gambar 4.20 (b) menunjukkan energi tertinggi dihasilkan oleh baterai 1 dengan nilai 146.40 wh pada jam 16.00.

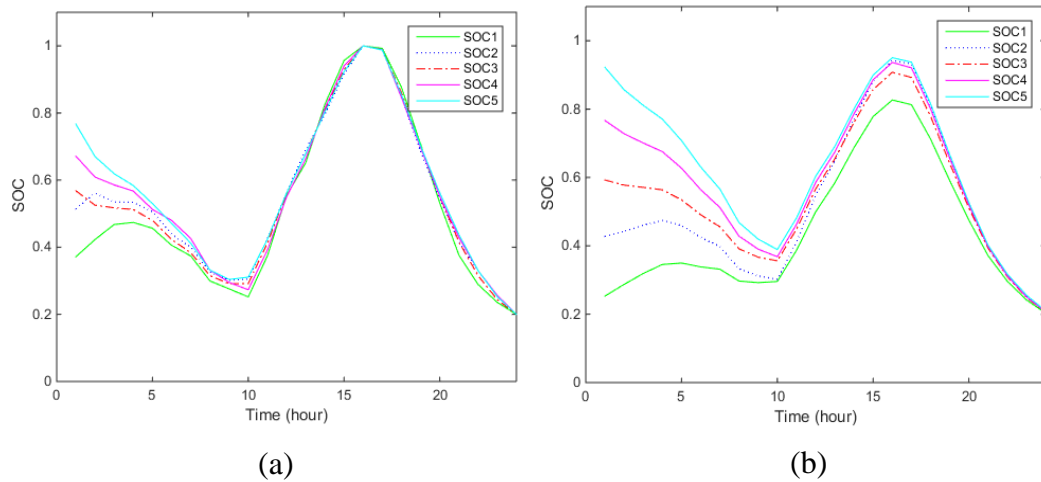


Gambar 4.20 energi baterai tanpa *wind farm* *single* objektif (a) dan multi objektif (b)

- SOC Baterai

Gambar 4.21 (a) dan (b) menunjukkan kondisi perbandingan grafik SOC baterai antara *single* dengan multi objektif. Dari gambar tersebut dapat terlihat kondisi grafik kelima baterai memiliki kemiripan. Namun pada kasus *single* objektif dapat terlihat bahwa SOC mengalami kondisi *charge* dan *discharge* yang hampir sama pada kelima baterai. Gambar 4.21 (b) semua baterai memiliki kondisi yang teratur dan memiliki perbedaan yang signifikan antara baterai 1 dengan yang lainnya. Pada baterai 5 yang memiliki SOC awal sebesar 100% mengalami kondisi

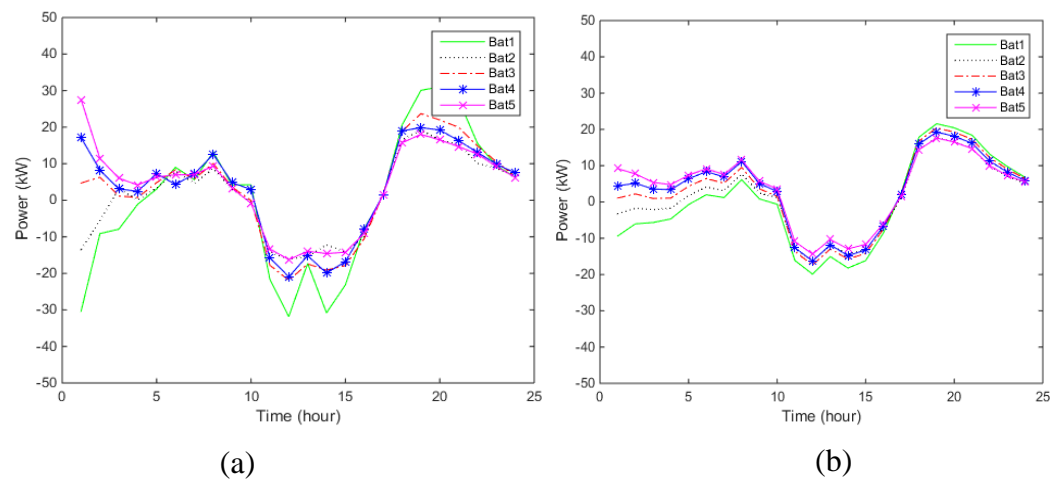
discharge terlebih dahulu. Hal ini juga terjadi pada baterai 3 dan 4. Sedangkan baterai 1 dan 2 mengalami kondisi *charge* terlebih dahulu dari jam ke-1 hingga jam ke-5.



Gambar 4.21 SOC baterai tanpa *wind farm single* objektif (a) dan multi objektif (b)

- Daya Baterai

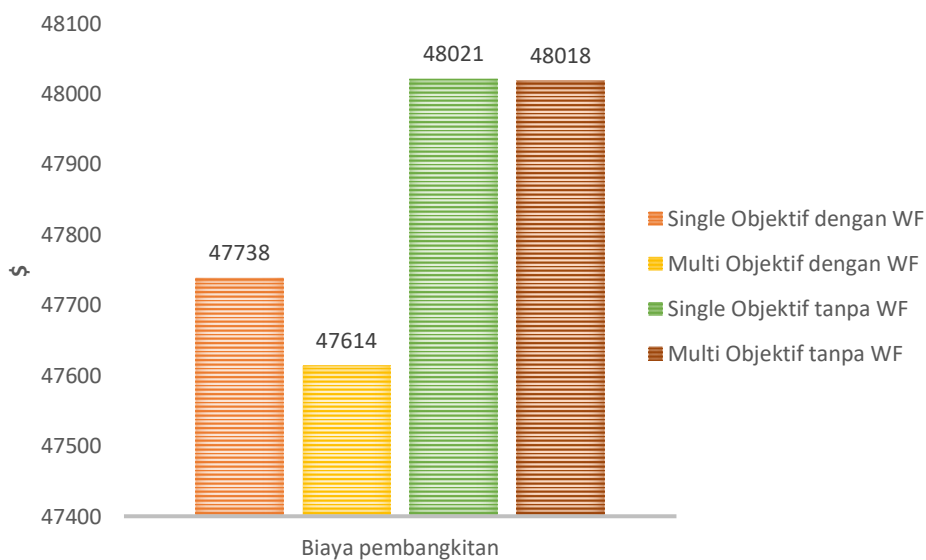
Daya yang dihasilkan oleh baterai percobaan tanpa *wind farm* ditunjukkan dengan gambar 4.22 (a) dan (b). Dapat dilihat pada gambar tersebut kondisi *charge* dan *discharge* antara *single* objektif dengan multi objektif sangat berbeda sama halnya dengan percobaan dengan menggunakan *wind farm*. Kedua gambar juga memiliki bentuk kurva yang hampir sama tetapi pada multi objektif, daya baterai yang dihasilkan lebih diperkecil.



Gambar 4.22 daya baterai tanpa *wind farm single* objektif (a) dan multi objektif (b)

c. Perbandingan biaya pembangkitan

Grafik total biaya pembangkitan yang dihasilkan oleh percobaan dengan menggunakan *wind farm* dan tanpa *wind farm* studi kasus *single* objektif dan multi objektif ditunjukkan oleh gambar 4.23. Pada gambar tersebut dapat dilihat bahwa biaya pembangkitan paling mahal dihasilkan ketika sistem menggunakan *wind farm* tanpa mempertimbangkan usia baterai. Biaya yang dihasilkan mencapai \$48021. Biaya terendah dihasilkan ketika sistem menggunakan *wind farm* dengan kondisi *multi* objektif yaitu sebesar \$47614. Hal ini dapat disimpulkan bahwa dengan menggunakan *wind farm* dan baterai, sistem menghasilkan biaya pembangkitan yang jauh lebih murah. Ketika mempertimbangkan dua fungsi objektif, jika salah satu fungsi objektif diberikan bobot yang lebih besar maka fungsi objektif tersebut lebih dipertimbangkan.

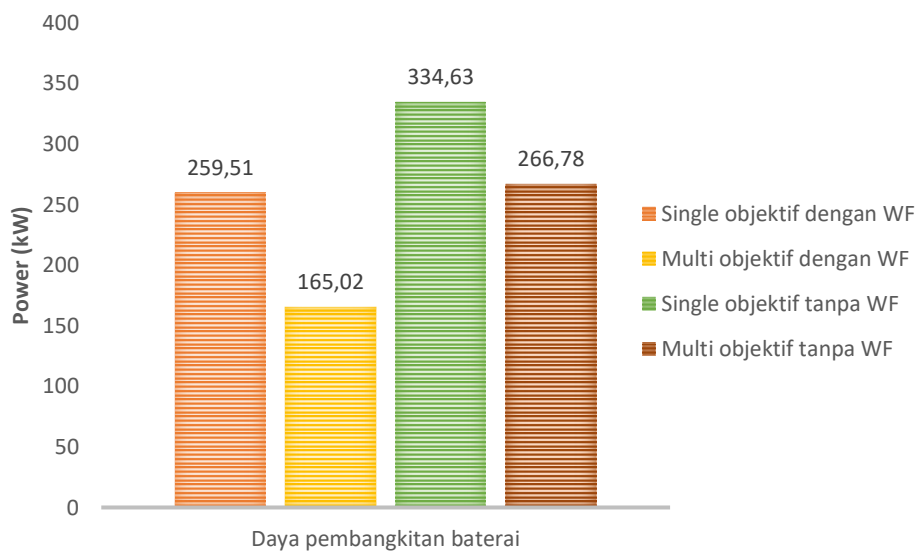


Gambar 4.23 total biaya pembangkitan kasus 3

d. Perbandingan transaksi baterai

Setelah melihat keadaan total biaya pembangkitan, total transaksi daya baterai juga perlu dilakukan peninjauan. Gambar 4.24 menunjukkan 4 keadaan total transaksi daya baterai. Daya baterai tertinggi dihasilkan ketika sistem tanpa menggunakan *wind farm* dan tanpa mempertimbangkan usia baterai. Daya yang dihasilkan mencapai 334.63 kW. Sedangkan daya terendah dihasilkan oleh sistem yang menggunakan *wind farm* dan mempertimbangkan usia baterai sebagai fungsi

objektif. Daya yang dihasilkan sebesar 192.44 kW. Hal yang dapat disimpulkan adalah ketika sistem juga mempertimbangkan usia baterai, penggunaan baterai dibatasi sehingga pembangkit lain yang bertugas menyuplai kebutuhan permintaan beban. Sistem tanpa menggunakan *wind farm* menghasilkan daya baterai dan total biaya yang lebih besar dibandingkan dengan sistem yang menggunakan *wind farm*. Hal ini dapat dikatakan bahwa penggunaan *wind farm* dapat membantu memperkecil total biaya pembangkitan dan daya pembangkitan yang disuplai oleh baterai.



Gambar 4.24 total transaksi daya baterai kasus 3

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan pengujian yang telah dilakukan pada beberapa studi kasus, maka dapat disimpulkan beberapa poin berikut:

1. Penambahan *wind farm* pada sistem *microgrid* dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dibandingkan dengan penambahan PV.
2. Frekuensi kecepatan angin yang bertiup selama 24 jam membuat *wind farm* dapat menghasilkan daya selama 24 jam sehingga pembangkitan pada sistem *microgrid* dengan *wind farm* lebih murah.
3. LODF mampu digunakan untuk menganalisis kondisi kontingensi saluran pada sistem dan aliran daya pada saluran tidak akan mengalami *overload* ketika sistem mempertimbangkan *security constraint*.
4. *Weighted sum* dapat menyelesaikan persamaan multi objektif total biaya dan umur baterai sehingga didapatkan nilai yang optimal untuk kedua fungsi objektif.
5. Sistem akan berusaha memenuhi batasan dengan mengatur pembebanan pembangkit, namun jika masih tidak bisa maka sistem akan memilih untuk melepaskan beban.

5.2 Saran

Untuk pengembangan penelitian lebih lanjut, terdapat beberapa hal yang disarankan penulis terkait penelitian ini:

1. Penelitian selanjutnya dapat mempertimbangkan probabilitas distribusi angin sehingga kecepatan angin yang digunakan untuk *wind farm* lebih akurat.
2. Penelitian selanjutnya dapat dikembangkan dengan menggunakan *Artificial intelligence* untuk penempatan dan sizing masing-masing pembangkit yang optimal.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] J. Tholath Jose, “Economic load dispatch including wind power using Bat Algorithm,” *2014 Int. Conf. Adv. Electr. Eng. ICAEE 2014*, 2014.
- [2] F. A. Mohamed and H. N. Koivo, “Power management strategy for solving power dispatch problems in MicroGrid for residential applications,” *2010 IEEE Int. Energy Conf. Exhib. EnergyCon 2010*, pp. 746–751, 2010.
- [3] R. H. Lasseter, “MicroGrids,” *IEEE Power Eng. Soc. Winter Meet*, vol. 1, pp. 305-308, 2002.
- [4] A. Taradini, “Multi Objektif Direct Current Optimal Power Flow pada Microgrid untuk Meminimalkan Biaya Pembangunan dan Memaksimalkan Umur Baterai”, Master Degree, Electrical Engineering, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, 2017.
- [5] A. Sobu, S. Member, and G. Wu, “for Microgrid System Considering Forecast Errors of Renewable Power Generations,” 2012.
- [6] EMD International A/S, “Wind Prospecting,” 2004. [Online]. Available: <http://indonesia.windprospecting.com/>. [Accessed: 2-March-2020].
- [7] R. S. Wibowo, Y. B. Nugraha, D. A. Asfani, O. Penangsang, and N. K. Aryani, “Security constrained dynamic optimal power flow with multiple energy storage,” *IEEE Reg. 10 Annu. Int. Conf. Proceedings/TENCON*, vol. 2017–Decem, no. 1, pp. 1885–1889, 2017.
- [8] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, “*Power, Generation, Operation, and Control*”, John Willey & Sons Inc, America, Ch.4, 2014.
- [9] T. K. Nagsarkar and M. S. Sukhija, *Power System Analysis*. Oxford University Press, 2016.
- [10] Y. Levron, J. M. Guerrero, and Y. Beck, “Optimal power flow in microgrids with energy storage,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3226–3234, 2013.
- [11] S. K. Jadhav, “Optimal Power Flow in Wind farm Microgrid using Dynamic programming,” pp. 2018–2021, 2018.
- [12] B. Ioan, B. Horia, O. Pop, and T. Susana, “Determination of the Power Generated by a Wind Turbine in Constant Wind and Variable Wind,” pp. 769–773, 2015.
- [13] J. Ulas and J. P. I. Iloh, “Application of Linear Sensitivity Factors for Real Time Power System Post Contingency Flow,” no. July 2019.
- [14] H. Glavitsch & R. Bacher, “Optimal Power Flow Algorithms”, Control and Dynamic Systems, Academic Press, pp. 135-205, 1991

- [15] R. S. Wibowo, T. P. Fathurroddi, O. Penangsang and A. Soeprijanto, "Security constrained optimal power flow incorporating preventive and corrective control," *2014 Electrical Power, Electronics, Communications, Control and Informatics Seminar (EECCIS)*, Malang, 2014, pp. 29-34.
- [16] R. P. Devon Manz, "Look Before You Leap: The Role of Energy Storage in the Grid," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 10, no. 4, pp. 75-84, 2012
- [17] Y. Zhang, "Day-Ahead Smart Grid Cooperative Distributed Energy Scheduling With Renewable and Storage Integration," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1739 - 1748, 2016.
- [18] Y. Wen, C. Guo, D. S. Kirschen, S. Dong, "Enhanced Security-Constrained OPF With Distributed Battery Energy Storage", *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 98-108, 2015.
- [19] Windspot, "Windspot 7.5 kW," 2016. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1372-windspot-7.5kw#datasheet>. [Accessed: 2-March-2019].
- [20] R. S. Wibowo, F. Y. Purnomo, N. K. Aryani, and O. Penangsang, "Dynamic OPF considering different charging and discharging cost of energy storage using mixed-integer quadratic programming," *2017 Int. Semin. Intell. Technol. Its Appl. Strength. Link Between Univ. Res. Ind. to Support ASEAN Energy Sect. ISITIA 2017 - Proceeding*, vol. 2017–Janua, pp. 58–63, 2017.
- [21] Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-S'anchez, "MATPOWER User's Manual 6.0," Power Systems Engineering Research Center (Pserc), 2016. [Online]. Available: <https://matpower.org/download/>. [Accessed: 10-Feb-2020].

LAMPIRAN

Tabel 1 Pembebanan Optimal Studi kasus 1 dengan *Wind Farm*

Tabel 2 Pembebanan Optimal Studi kasus 1 tanpa *Wind Farm*

Tabel 3 Pembebanan Optimal Studi kasus 2 mempertimbangkan *security constraint*

Tabel 4 Pembebanan Optimal Studi kasus 3 dengan *Wind Farm*

Tabel 5 Pembebanan Optimal Studi kasus 3 tanpa *Wind Farm*

Tabel 6 Aliran daya studi kasus 1 dengan *wind farm*

Tabel 7 Aliran daya studi kasus 1 tanpa *wind farm*

Tabel 8 Aliran daya studi kasus 2 mempertimbangkan *security constraint*

Tabel 9 Aliran daya studi kasus 3 dengan *wind farm*

Tabel 10 Aliran daya studi kasus 3 tanpa *wind farm*

Tabel 1 Pembebanan Optimal Studi kasus 1 dengan *Wind Farm*

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Grid PLN</i>	76.33	75.86	75.33	76.11	76.94	77.24	76.99	76.37
<i>Microturbine 1</i>	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Baterai 1	-34.72	-25.22	-12.03	-11.85	-4.52	1.35	2.06	16.90
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	-12.60	-7.43	-4.37	-4.99	-1.60	0.49	-0.38	5.87
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	1.23	3.10	-5.30	-4.28	-1.08	1.14	0.80	5.83
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	6.08	7.39	-1.38	-3.21	-0.72	0.06	-1.02	5.74
WF	62.17	65.88	69.49	71.71	72.44	72.71	69.73	58.82
<i>Microturbine 2</i>	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32
Baterai 5	24.64	9.36	1.38	0.47	1.02	1.12	-0.21	1.94
Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
<i>Grid PLN</i>	75.36	74.14	72.53	72.11	73.82	76.75	81.14	86.39
<i>Microturbine 1</i>	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Baterai 1	12.80	14.79	-12.66	-20.69	-9.87	-21.70	-18.91	-5.05
PV 1	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
Baterai 2	2.57	1.70	-3.59	-6.35	-6.58	-5.18	-7.57	-6.86
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	21.60	30.24	66.24	69.12	61.92	74.88	69.12	51.84
Baterai 3	4.01	3.49	-7.24	-11.25	-7.60	-9.77	-10.16	-5.88
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	11.05	9.72	-3.75	-9.33	-6.78	-10.67	-10.57	-5.56
WF	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	46.43
<i>Microturbine 2</i>	0.32	0.32	0.32	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Baterai 5	2.08	2.19	-2.75	-5.82	-3.86	-2.75	-3.24	-2.45

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Grid PLN</i>	90.55	92.52	92.66	92.38	92.37	89.68	81.02	73.24
<i>Microturbine 1</i>	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Baterai 1	2.11	20.22	32.61	30.38	21.78	10.76	7.10	4.37
PV 1	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	1.00	11.34	21.63	14.64	12.39	8.91	6.44	4.12
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	28.80	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	3.04	17.26	22.66	19.47	16.82	11.85	6.85	4.05
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	3.79	19.80	13.60	18.36	16.59	9.39	6.64	4.49
WF	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
<i>Microturbine 2</i>	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31
Baterai 5	3.15	12.56	11.91	12.47	11.95	8.78	6.55	3.97

Tabel 2 Pembebanan Optimal Studi kasus 1tanpa *Wind Farm*

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Grid PLN</i>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
<i>Microturbine 1</i>	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42
Baterai 1	-30.38	-9.12	-7.92	-1.09	3.06	9.01	5.63	13.19
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	-13.50	-5.55	3.13	0.09	3.33	7.88	4.64	8.66
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	4.71	6.31	1.17	0.74	4.83	8.32	5.88	10.05
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	17.11	8.27	3.08	2.45	7.28	4.32	7.19	12.53
PV 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Microturbine 2</i>	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58
Baterai 5	27.55	11.40	6.04	4.16	6.36	6.96	7.01	9.41
Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
<i>Grid PLN</i>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
<i>Microturbine 1</i>	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42
Baterai 1	4.17	4.24	-21.63	-31.83	-17.31	-30.81	-23.17	-7.74
PV 1	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
Baterai 2	2.97	-0.47	-14.22	-16.10	-15.38	-12.22	-14.18	-9.94
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	21.60	30.24	66.24	69.12	61.92	74.88	69.12	51.84
Baterai 3	3.55	-0.06	-17.80	-21.88	-17.44	-19.11	-17.86	-10.47
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	4.84	2.90	-15.74	-20.97	-15.16	-19.92	-16.79	-7.95
PV 3	14.40	20.16	44.16	46.08	41.28	49.92	46.08	34.56
<i>Microturbine 2</i>	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58
Baterai 5	3.29	-0.82	-13.30	-16.24	-13.94	-14.58	-14.23	-9.07

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Grid PLN</i>	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
<i>Microturbine 1</i>	10.22	10.22	10.22	10.22	10.22	10.22	10.22	10.22
Baterai1	1.33	20.55	30.06	31.05	27.45	15.51	9.42	6.32
PV 1	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	1.52	16.56	19.13	16.55	15.29	10.08	8.77	6.56
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	28.80	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	1.75	18.87	23.70	21.97	19.96	14.83	10.53	6.47
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	1.50	18.96	19.88	19.22	16.30	13.07	9.84	7.50
PV 3	19.20	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Microturbine 2</i>	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27	9.27
Baterai 5	1.49	15.74	18.02	16.49	14.67	12.63	9.19	6.23

Tabel 3 Pembangkitan optimal studi kasus 2 mempertimbangkan *security constraint*

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Grid PLN	45.00	45.25	45.00	45.04	45.82	46.32	46.06	47.05
Microturbine 1	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10	30.10
Baterai 1	-19.43	-4.38	-4.55	-3.89	3.56	7.83	3.93	16.94
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	4.47	0.87	-0.96	-1.10	2.69	5.05	4.35	8.25
Diesel generator 1	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	-2.83	-2.16	-2.82	-2.73	-0.94	0.18	-0.40	1.85
Diesel generator 2	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
Diesel generator 3	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	-5.72	-0.48	-0.82	-2.32	-3.35	-4.76	-6.36	-2.76
WF	37.35	38.60	41.65	45.38	50.38	54.55	56.37	55.22
Microturbine 2	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84	7.84
Baterai 5	16.90	3.78	-1.77	-3.80	-3.64	-3.39	-4.11	-3.96
Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
Grid PLN	47.86	48.22	48.29	47.56	47.98	48.61	48.44	48.35
Microturbine 1	24.07	17.34	8.69	8.69	8.69	8.69	8.69	9.99
Baterai 1	0.00	0.00	-26.09	-34.73	-22.30	-29.57	-22.37	-6.65
PV 1	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
Baterai 2	0.00	0.00	-17.04	-21.01	-15.74	-17.58	-16.48	-6.62
Diesel generator 1	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	21.60	30.24	66.24	69.12	61.92	74.88	69.12	51.84
Baterai 3	3.64	4.43	4.62	2.99	3.93	5.35	4.96	4.74
Diesel generator 2	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
Diesel generator 3	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	0.00	6.57	14.06	9.72	9.35	4.66	3.42	8.18
WF	42.97	37.52	26.06	27.46	31.09	34.15	36.39	36.48
Microturbine 2	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03	8.03
Baterai 5	12.71	9.58	0.60	-3.35	-2.99	-3.55	-5.59	-7.42

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Grid PLN</i>	48.21	48.83	49.54	49.30	48.81	47.64	46.86	46.23
<i>Microturbine 1</i>	21.99	30.56	30.56	30.56	30.56	30.56	30.56	30.56
Baterai 1	0.00	22.47	35.75	33.45	27.53	13.98	6.77	1.75
PV 1	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	0.00	17.33	20.96	20.14	17.53	11.55	5.42	1.53
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	28.80	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	4.36	5.74	7.28	6.67	5.51	2.93	1.18	0.56
<i>Diesel generator 2</i>	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00	52.00
<i>Diesel generator 3</i>	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00	56.00
Baterai 4	6.36	0.15	5.29	4.55	1.06	-4.72	-10.59	-13.75
WF	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
<i>Microturbine 2</i>	10.83	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27
Baterai 5	0.00	21.98	18.48	15.89	14.10	11.56	9.12	3.34

Tabel 4 Pembebanan optimal studi kasus 3 dengan *wind farm*

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Grid PLN</i>	75.97	76.22	74.84	76.47	82.67	87.27	88.89	94.28
<i>Microturbine 1</i>	1.60	1.69	1.45	1.37	1.78	1.98	1.81	3.15
Baterai 1	-7.64	-6.31	-6.65	-6.58	-4.83	-3.65	-4.20	0.44
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	-4.30	-3.86	-4.63	-4.79	-3.17	-2.10	-2.76	1.79
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	-2.23	-1.88	-2.78	-3.03	-1.44	-0.41	-1.13	3.39
<i>Diesel generator 2</i>	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01
<i>Diesel generator 3</i>	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01
Baterai 4	-0.16	0.12	-0.89	-1.27	0.14	1.01	0.17	4.56
WF	53.64	57.88	58.70	59.77	64.05	66.01	62.49	55.92
<i>Microturbine 2</i>	1.79	1.86	1.65	1.58	1.91	2.12	1.94	3.06
Baterai 5	4.79	3.57	1.79	0.82	1.75	2.24	1.11	5.23
Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
<i>Grid PLN</i>	95.20	92.97	82.90	74.37	74.47	73.59	78.03	86.76
<i>Microturbine 1</i>	3.30	3.28	1.42	1.23	1.66	1.39	1.31	1.77
Baterai 1	0.65	0.87	-5.26	-6.02	-4.33	-5.21	-5.21	-3.30
PV 1	15.20	22.50	47.36	47.25	44.36	54.24	49.42	37.32
Baterai 2	1.95	2.03	-4.24	-5.23	-3.62	-4.61	-4.65	-2.75
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	18.03	26.97	55.27	53.70	52.09	62.28	56.51	44.35
Baterai 3	3.43	3.46	-2.90	-3.92	-2.34	-3.33	-3.35	-1.42
<i>Diesel generator 2</i>	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01
<i>Diesel generator 3</i>	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01
Baterai 4	4.57	4.49	-1.92	-3.02	-1.57	-2.67	-2.82	-0.99
WF	40.09	34.68	28.32	26.92	32.57	34.08	36.86	40.07
<i>Microturbine 2</i>	3.24	3.16	1.49	1.27	1.65	1.39	1.34	1.75
Baterai 5	5.14	4.97	-1.55	-2.79	-1.39	-2.62	-2.87	-1.13

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Grid PLN</i>	94.26	98.39	98.77	98.66	98.41	97.22	94.13	88.64
<i>Microturbine 1</i>	3.29	6.93	8.38	7.90	6.74	4.70	3.16	2.05
Baterai 1	1.33	11.81	15.32	14.14	11.60	6.38	3.03	1.20
PV 1	21.14	0.92	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	1.82	12.18	15.62	14.35	11.72	6.38	2.98	1.19
<i>Diesel generator 1</i>	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50	74.50
PV 2	24.97	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	3.20	13.61	17.05	15.80	13.16	7.75	4.09	1.82
<i>Diesel generator 2</i>	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01	52.01
<i>Diesel generator 3</i>	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01	56.01
Baterai 4	3.53	13.83	17.23	15.93	13.23	7.75	3.98	1.64
WF	39.21	35.77	33.76	35.58	39.56	43.94	49.27	52.44
<i>Microturbine 2</i>	3.06	6.31	7.54	7.12	6.12	4.31	3.04	2.04
Baterai 5	3.23	13.28	16.61	15.29	12.60	7.15	3.55	1.53

Tabel 5 Pembebanan Optimal Studi kasus 3 tanpa *Wind Farm*

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Grid PLN</i>	97.85	97.93	97.87	97.88	98.08	98.22	98.20	98.51
<i>Microturbine 1</i>	12.25	12.50	12.21	12.31	13.49	13.56	13.47	14.43
Baterai 1	-9.40	-6.04	-5.67	-4.67	-0.73	1.98	1.21	6.14
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	-3.26	-1.73	-2.12	-1.71	1.78	4.13	3.09	7.74
<i>Diesel generator 1</i>	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	1.07	2.22	0.97	1.07	4.32	6.46	5.16	9.52
<i>Diesel generator 2</i>	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05
<i>Diesel generator 3</i>	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05
Baterai 4	4.44	5.14	3.57	3.39	6.40	8.36	6.93	11.14
PV 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Microturbine 2</i>	11.23	11.43	11.15	11.20	11.99	12.53	12.56	12.64
Baterai 5	9.19	7.74	5.39	4.76	7.41	9.13	7.59	11.60
Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
<i>Grid PLN</i>	98.34	98.04	95.96	94.71	95.88	95.20	95.83	97.21
<i>Microturbine 1</i>	12.70	11.49	7.49	5.73	6.92	6.31	6.63	9.42
Baterai 1	0.83	-0.62	-16.12	-19.91	-15.05	-18.23	-16.16	-8.55
PV 1	16.83	23.89	52.76	54.54	49.26	59.73	55.21	41.44
Baterai 2	2.46	1.20	-12.86	-16.20	-11.96	-14.40	-13.11	-7.09
<i>Diesel generator 1</i>	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52
PV 2	20.15	28.66	63.00	64.96	58.85	71.05	65.79	49.53
Baterai 3	3.62	1.56	-13.66	-17.39	-12.97	-15.76	-14.17	-7.49
<i>Diesel generator 2</i>	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05	52.05	52.04	52.05
<i>Diesel generator 3</i>	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05	56.05
Baterai 4	5.04	2.94	-12.59	-16.30	-11.82	-14.83	-13.24	-6.74
PV 3	13.26	18.89	41.72	43.05	38.98	47.17	43.64	32.81
<i>Microturbine 2</i>	11.74	9.62	6.00	4.85	5.71	5.15	5.73	7.83
Baterai 5	5.72	3.60	-10.90	-14.39	-10.35	-12.95	-11.67	-6.03

Pembangkit	Daya Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Grid PLN</i>	98.21	98.86	98.85	98.76	98.73	98.67	98.52	98.21
<i>Microturbine 1</i>	12.64	17.09	18.54	18.28	17.27	16.05	14.35	12.85
Baterai1	2.40	17.83	21.56	20.44	18.41	13.17	9.72	6.81
PV 1	22.76	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 2	1.14	14.39	17.72	16.59	14.69	9.86	7.04	5.07
<i>Diesel generator 1</i>	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52	74.52
PV 2	27.25	0.72	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Baterai 3	2.27	16.77	20.38	19.26	17.29	12.24	9.04	6.43
<i>Diesel generator 2</i>	52.05	52.05	52.06	52.05	52.05	52.05	52.04	52.04
<i>Diesel generator 3</i>	56.05	56.05	56.06	56.06	56.05	56.05	56.05	56.05
Baterai 4	2.12	15.95	19.26	18.12	16.18	11.25	8.22	5.88
PV 3	17.98	0.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Microturbine 2</i>	10.64	15.73	16.23	16.68	15.77	14.27	13.01	11.69
Baterai 5	1.54	14.36	17.61	16.53	14.70	9.99	7.25	5.51

Tabel 6 Aliran daya studi kasus 1 dengan *wind farm*

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	52.45	52.65	52.75	53.28	54.26	54.78	54.60	55.01
1	3	130	23.88	23.21	22.58	22.84	22.68	22.46	22.38	21.36
2	4	65	10.74	9.70	8.87	9.02	8.29	7.69	7.70	5.95
3	4	32	10.88	9.96	9.58	9.80	8.86	8.15	8.33	6.31
2	5	32	8.83	9.13	9.50	9.61	9.89	10.08	10.10	10.45
2	6	32	8.95	9.43	10.45	10.65	10.63	10.65	10.92	10.88
4	6	90	-5.33	1.18	9.31	9.57	12.60	15.23	16.41	23.69
5	7	32	8.83	9.13	9.50	9.61	9.89	10.08	10.10	10.45
6	7	70	15.17	15.32	14.50	14.46	15.63	16.35	15.85	17.34
6	8	90	14.51	16.45	17.09	17.14	18.44	19.34	19.31	21.69
6	9	65	-4.74	-5.64	-2.23	-1.95	-1.98	-1.76	-1.38	-1.56
6	10	32	-2.71	-3.22	-1.28	-1.12	-1.13	-1.00	-0.79	-0.89
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	-4.74	-5.64	-2.23	-1.95	-1.98	-1.76	-1.38	-1.56
4	12	70	-22.78	-22.02	-17.89	-17.64	-15.92	-14.55	-14.54	-11.91
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	7.09	7.32	8.11	8.14	8.54	8.83	8.81	9.42
12	15	65	6.62	7.08	10.24	10.31	10.58	10.93	11.21	11.95
12	16	32	16.01	15.66	16.26	16.35	16.07	15.95	16.15	15.75
14	15	32	-4.91	-4.91	-3.89	-3.89	-4.22	-4.38	-4.16	-4.48
16	17	65	9.01	8.53	9.26	9.33	8.62	8.24	8.59	7.64
15	18	70	23.17	22.44	24.78	24.53	23.99	23.58	23.53	22.39
18	19	65	13.17	12.25	14.78	14.50	13.35	12.57	12.72	10.81
19	20	65	-5.83	-7.11	-4.22	-4.55	-6.85	-8.35	-7.83	-11.19
10	20	32	14.61	14.20	19.52	18.85	18.56	18.23	17.84	16.94
10	17	65	8.99	9.81	8.74	8.72	10.51	11.58	10.88	13.20
10	21	65	-32.24	-30.24	-27.54	-27.24	-26.38	-25.51	-24.91	-22.44
10	22	65	-22.41	-21.27	-19.59	-19.42	-19.09	-18.68	-18.26	-17.02
21	22	90	-55.24	-53.68	-50.54	-50.31	-50.84	-50.84	-49.78	-49.08
15	23	90	-37.46	-36.58	-34.43	-34.16	-34.64	-34.66	-33.78	-33.44
22	24	32	-25.64	-22.95	-18.14	-17.73	-17.93	-17.53	-16.04	-14.10
23	24	70	10.54	11.27	13.57	13.82	12.86	12.53	13.57	13.29
24	25	65	-26.02	-21.61	-22.95	-24.17	-23.87	-23.65	-21.87	-14.75
25	26	65	-55.17	-58.74	-62.49	-64.70	-65.00	-65.00	-62.16	-50.71
25	27	65	29.15	37.14	39.53	40.53	41.13	41.35	40.30	35.97
28	27	65	-27.10	-19.30	-14.23	-14.24	-13.75	-13.05	-11.21	-6.95
27	29	32	3.72	10.22	13.21	13.62	14.23	14.71	14.98	15.16

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	32	-1.36	7.94	12.41	12.98	13.46	13.90	14.42	14.17
29	30	32	-5.28	1.05	4.21	4.60	4.66	4.80	5.25	4.74
8	28	65	-8.49	-6.98	-5.91	-5.92	-6.01	-5.99	-5.56	-4.94
9	28	65	-18.62	-12.31	-8.32	-8.31	-7.74	-7.06	-5.65	-2.01
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	53.81	52.94	49.84	49.04	50.84	52.04	55.14	59.58
1	3	130	21.55	21.21	22.69	23.07	22.98	24.71	26.00	26.81
2	4	65	6.43	6.19	9.27	10.25	9.39	11.15	11.85	11.40
3	4	32	5.69	4.98	6.40	7.51	7.00	8.09	9.55	10.46
2	5	32	7.19	5.89	-0.19	-0.84	0.68	-1.19	0.28	3.81
2	6	32	10.97	10.97	10.75	10.97	11.34	11.47	12.72	14.25
4	6	90	22.04	23.08	8.99	5.82	11.15	4.20	6.91	15.68
5	7	32	7.19	5.89	-0.19	-0.84	0.68	-1.19	0.28	3.81
6	7	70	4.09	-1.14	-24.94	-28.03	-22.79	-30.54	-27.52	-16.82
6	8	90	24.37	25.57	26.66	25.68	26.03	26.84	26.46	26.20
6	9	65	0.40	1.93	4.74	5.21	5.94	6.34	7.54	7.75
6	10	32	0.23	1.10	2.71	2.98	3.40	3.62	4.31	4.43
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	0.40	1.93	4.74	5.21	5.94	6.34	7.54	7.75
4	12	70	-15.42	-15.83	-24.78	-26.70	-23.06	-25.82	-23.40	-17.75
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	7.81	7.35	4.12	3.58	4.55	3.56	4.19	5.94
12	15	65	5.11	2.98	-8.54	-9.41	-6.60	-11.00	-8.55	-2.21
12	16	32	19.32	20.88	26.58	27.29	26.46	28.01	27.63	25.34
14	15	32	-6.83	-7.62	-10.91	-10.78	-10.20	-11.78	-10.99	-9.16
16	17	65	10.78	12.14	17.81	18.91	17.86	19.07	18.77	16.53
15	18	70	27.88	30.02	40.29	41.62	39.61	43.04	42.21	37.68
18	19	65	15.68	17.54	27.76	29.65	27.32	30.26	29.56	25.10
19	20	65	-7.50	-6.17	3.96	6.90	3.97	5.98	5.52	1.19
10	20	32	15.69	15.16	15.82	16.32	15.92	16.57	17.29	17.27
10	17	65	11.18	10.32	4.75	2.63	4.27	3.94	4.00	6.11
10	21	65	-20.84	-19.16	-16.65	-16.64	-16.98	-16.16	-16.90	-17.53
10	22	65	-16.25	-15.32	-13.83	-13.65	-13.96	-13.62	-14.02	-14.37
21	22	90	-48.90	-47.86	-45.47	-44.17	-45.25	-45.56	-45.99	-46.46
15	23	90	-27.52	-24.40	-13.56	-11.84	-14.16	-11.39	-12.87	-17.32
22	24	32	-13.15	-11.18	-7.30	-5.82	-7.21	-7.18	-8.01	-8.84
23	24	70	18.72	21.62	32.42	34.58	32.01	34.39	33.01	28.61

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
24	25	65	-4.12	-1.06	0.07	-0.91	-2.87	-5.18	-7.08	-7.17
25	26	65	-34.43	-28.79	-27.79	-29.63	-31.92	-35.28	-37.95	-37.63
25	27	65	30.31	27.73	27.85	28.72	29.05	30.09	30.87	30.45
28	27	65	0.24	3.46	8.41	9.11	7.67	6.85	6.21	5.64
27	29	32	15.96	16.30	18.38	18.87	18.50	18.73	18.75	18.33
27	30	32	14.90	15.21	18.20	19.28	18.54	18.53	18.65	18.08
29	30	32	4.98	5.06	7.11	8.09	7.44	7.23	7.37	7.01
8	28	65	-3.69	-3.14	-2.16	-1.85	-2.23	-2.55	-2.64	-2.73
9	28	65	3.93	6.59	10.57	10.96	9.91	9.40	8.85	8.37
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	63.20	66.08	66.83	66.51	66.06	63.62	57.64	52.30
1	3	130	27.35	26.44	25.83	25.87	26.32	26.05	23.38	20.93
2	4	65	10.88	8.49	7.23	7.46	8.33	9.11	7.79	6.51
3	4	32	11.14	9.61	8.29	8.57	9.51	10.41	8.52	6.70
2	5	32	7.79	12.37	12.94	12.84	12.58	11.96	10.76	9.70
2	6	32	14.67	14.20	14.36	14.33	14.17	13.75	11.72	9.88
4	6	90	19.78	27.81	33.88	32.77	28.36	23.15	19.62	16.79
5	7	32	7.79	12.37	12.94	12.84	12.58	11.96	10.76	9.70
6	7	70	-1.86	17.51	19.44	19.11	18.45	16.91	16.67	16.58
6	8	90	25.29	25.25	27.04	26.27	25.06	22.97	21.24	19.89
6	9	65	3.49	-1.57	-1.89	-0.85	-1.33	-1.68	-2.49	-3.44
6	10	32	2.00	-0.90	-1.08	-0.49	-0.76	-0.96	-1.43	-1.97
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	3.49	-1.57	-1.89	-0.85	-1.33	-1.68	-2.49	-3.44
4	12	70	-14.36	-8.91	-5.98	-6.33	-8.14	-10.92	-13.35	-15.64
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	7.69	10.05	10.86	10.65	10.27	9.68	9.18	8.70
12	15	65	4.18	11.65	13.52	13.10	12.47	12.05	11.37	10.58
12	16	32	20.84	15.40	14.46	15.14	15.17	15.39	15.46	15.49
14	15	32	-7.28	-5.49	-5.33	-5.33	-5.24	-4.76	-4.54	-4.44
16	17	65	12.11	6.34	5.02	5.82	6.12	6.97	7.46	7.83
15	18	70	29.88	20.17	17.98	19.41	19.94	20.68	21.76	22.26
18	19	65	17.41	7.22	4.49	6.10	7.01	8.65	10.33	11.31
19	20	65	-6.28	-17.39	-21.14	-19.19	-17.55	-14.20	-11.39	-9.49
10	20	32	15.70	13.07	11.96	13.04	13.66	14.39	15.96	16.39
10	17	65	10.33	16.97	19.26	18.13	17.16	14.69	13.12	11.88
10	21	65	-18.40	-19.65	-14.55	-17.76	-19.24	-20.22	-22.27	-23.91

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
10	22	65	-14.86	-15.76	-12.87	-14.74	-15.51	-15.82	-16.86	-17.70
21	22	90	-47.08	-49.43	-45.57	-48.38	-48.98	-47.89	-48.55	-49.09
15	23	90	-24.14	-33.30	-31.38	-32.93	-33.40	-32.64	-33.22	-33.64
22	24	32	-9.94	-13.20	-6.44	-11.12	-12.48	-11.71	-13.42	-14.80
23	24	70	21.89	12.34	13.83	12.42	12.25	13.73	13.63	13.60
24	25	65	-5.46	-3.07	-1.94	-2.96	-5.62	-9.03	-12.58	-15.32
25	26	65	-33.53	-27.97	-25.39	-27.40	-31.82	-37.45	-44.28	-50.28
25	27	65	28.07	24.91	23.44	24.44	26.20	28.42	31.70	34.96
28	27	65	2.14	-2.82	0.75	-1.28	-3.55	-5.03	-7.70	-9.68
27	29	32	15.89	12.71	13.72	13.25	12.93	12.99	13.07	13.46
27	30	32	14.63	9.69	10.79	10.22	10.02	10.71	11.24	12.13
29	30	32	4.67	1.06	1.58	1.27	1.30	2.16	2.79	3.61
8	28	65	-3.40	-4.53	-3.99	-4.34	-4.68	-4.70	-5.05	-5.29
6	28	65	5.54	1.72	4.74	3.06	1.12	-0.34	-2.65	-4.39

Tabel 7 Aliran daya studi kasus 1 tanpa *wind farm*

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	66.57	67.52	67.53	67.81	68.12	68.44	68.26	68.74
1	3	130	33.43	32.48	32.47	32.19	31.88	31.56	31.74	31.26
2	4	65	18.68	16.99	17.04	16.56	15.84	15.17	15.54	14.48
3	4	32	20.43	19.23	19.47	19.16	18.06	17.24	17.68	16.20
2	5	32	13.65	14.39	14.45	14.68	14.75	14.90	14.81	14.97
2	6	32	19.66	21.11	21.45	21.92	21.44	21.36	21.38	20.92
4	6	90	9.11	22.79	24.11	28.28	29.15	31.67	30.15	32.58
5	7	32	13.65	14.39	14.45	14.68	14.75	14.90	14.81	14.97
6	7	70	10.35	10.07	9.55	9.39	10.77	11.53	11.14	12.82
6	8	90	18.49	21.29	21.61	22.02	23.07	24.02	23.44	24.87
6	9	65	1.68	3.50	2.94	4.83	3.82	3.71	3.88	3.25
6	10	32	0.96	2.00	1.68	2.76	2.18	2.12	2.21	1.86
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	1.68	3.50	2.94	4.83	3.82	3.71	3.88	3.25
4	12	70	-15.39	-10.97	-10.52	-8.69	-8.14	-6.76	-7.52	-6.08
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	8.39	9.32	9.58	9.84	10.02	10.37	10.17	10.53
12	15	65	11.21	14.18	15.44	16.30	15.83	16.37	16.01	15.87
12	16	32	17.52	17.61	16.96	17.60	17.11	16.76	17.02	16.55
14	15	32	-3.61	-2.90	-2.42	-2.19	-2.74	-2.84	-2.81	-3.37
16	17	65	10.52	10.48	9.96	10.58	9.67	9.05	9.45	8.45
15	18	70	22.18	21.36	22.08	22.56	21.71	20.67	21.49	20.78
18	19	65	12.18	11.17	12.08	12.53	11.08	9.66	10.68	9.20
19	20	65	-6.82	-8.19	-6.92	-6.52	-9.12	-11.26	-9.86	-12.81
10	20	32	12.11	12.08	15.75	15.81	14.92	13.96	14.79	14.33
10	17	65	7.48	7.86	8.04	7.47	9.47	10.77	10.01	12.40
10	21	65	-23.99	-17.55	-14.98	-14.72	-14.68	-12.35	-14.16	-13.84
10	22	65	-17.46	-13.65	-12.06	-11.91	-12.07	-10.78	-11.81	-11.86
21	22	90	-46.99	-40.98	-37.98	-37.79	-39.14	-37.68	-39.02	-40.48
15	23	90	-30.58	-26.39	-25.06	-24.49	-25.63	-24.76	-25.59	-26.80
22	24	32	-12.44	-2.64	1.96	2.30	0.79	3.54	1.17	-0.33
23	24	70	17.42	21.46	22.94	23.49	21.86	22.43	21.76	19.93
24	25	65	5.08	9.78	10.98	11.19	11.85	11.57	11.74	12.44
25	26	65	7.00	7.13	7.00	7.02	7.44	7.71	7.57	8.11
25	27	65	66.57	67.52	67.53	67.81	68.12	68.44	68.26	68.74
28	27	65	33.43	32.48	32.47	32.19	31.88	31.56	31.74	31.26
27	29	32	18.68	16.99	17.04	16.56	15.84	15.17	15.54	14.48

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	32	20.43	19.23	19.47	19.16	18.06	17.24	17.68	16.20
29	30	32	13.65	14.39	14.45	14.68	14.75	14.90	14.81	14.97
8	28	65	19.66	21.11	21.45	21.92	21.44	21.36	21.38	20.92
9	28	65	9.11	22.79	24.11	28.28	29.15	31.67	30.15	32.58
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	67.92	67.75	65.70	65.08	65.94	65.15	65.59	66.68
1	3	130	32.08	32.25	34.30	34.92	34.06	34.85	34.41	33.32
2	4	65	15.70	15.91	19.39	20.61	19.05	20.25	19.54	17.70
3	4	32	16.22	16.03	18.01	19.36	18.08	18.24	17.97	16.97
2	5	32	11.60	10.37	4.50	3.83	5.27	2.97	4.04	6.96
2	6	32	20.76	20.94	21.16	21.34	21.54	20.69	21.08	21.24
4	6	90	26.70	26.59	12.83	8.45	15.96	7.06	11.80	20.36
5	7	32	11.60	10.37	4.50	3.83	5.27	2.97	4.04	6.96
6	7	70	-0.32	-5.62	-29.63	-32.70	-27.38	-34.69	-31.28	-19.97
6	8	90	26.17	26.98	27.17	26.10	26.93	27.49	27.43	27.39
6	9	65	6.67	8.87	15.16	15.11	15.55	14.62	15.25	13.41
6	10	32	3.81	5.07	8.66	8.63	8.89	8.35	8.72	7.66
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	6.67	8.87	15.16	15.11	15.55	14.62	15.25	13.41
4	12	70	-8.91	-9.13	-15.85	-18.27	-14.57	-18.56	-16.43	-12.29
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	9.01	8.54	5.54	4.94	5.92	4.75	5.32	6.87
12	15	65	9.36	7.17	-3.52	-4.63	-1.75	-6.80	-4.53	1.09
12	16	32	20.38	22.20	29.06	29.59	28.72	29.87	29.44	26.57
14	15	32	-5.63	-6.44	-9.49	-9.43	-8.83	-10.59	-9.86	-8.22
16	17	65	11.84	13.46	20.29	21.21	20.11	20.93	20.59	17.77
15	18	70	27.95	31.32	44.63	45.89	43.57	46.67	45.30	39.44
18	19	65	15.75	18.84	32.10	33.92	31.28	33.89	32.65	26.86
19	20	65	-7.43	-4.87	8.29	11.17	7.93	9.61	8.61	2.96
10	20	32	16.08	17.41	22.04	22.67	21.79	22.28	21.89	20.08
10	17	65	10.12	9.00	2.26	0.33	2.01	2.08	2.18	4.88
10	21	65	-14.01	-14.28	-15.40	-15.54	-15.31	-14.84	-15.20	-14.88
10	22	65	-12.15	-12.39	-13.08	-12.99	-12.95	-12.82	-13.00	-12.78
21	22	90	-42.07	-42.98	-44.22	-43.07	-43.57	-44.23	-44.30	-43.81
15	23	90	-22.14	-20.31	-11.46	-9.98	-11.89	-9.63	-10.80	-14.87
22	24	32	-2.22	-3.38	-5.30	-4.06	-4.52	-5.06	-5.30	-4.59
23	24	70	24.10	25.70	34.52	36.44	34.27	36.15	35.08	31.07

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
24	25	65	5.97	4.01	-7.82	-8.94	-6.30	-10.55	-8.51	-2.86
25	26	65	-5.86	-11.42	-35.39	-37.70	-32.68	-40.97	-37.22	-25.75
25	27	65	67.92	67.75	65.70	65.08	65.94	65.15	65.59	66.68
28	27	65	32.08	32.25	34.30	34.92	34.06	34.85	34.41	33.32
27	29	32	15.70	15.91	19.39	20.61	19.05	20.25	19.54	17.70
27	30	32	16.22	16.03	18.01	19.36	18.08	18.24	17.97	16.97
29	30	32	11.60	10.37	4.50	3.83	5.27	2.97	4.04	6.96
8	28	65	20.76	20.94	21.16	21.34	21.54	20.69	21.08	21.24
9	28	65	26.70	26.59	12.83	8.45	15.96	7.06	11.80	20.36
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	67.51	69.16	69.71	69.70	69.47	68.79	68.41	68.18
1	3	130	32.49	30.84	30.29	30.30	30.53	31.21	31.59	31.82
2	4	65	16.31	13.35	12.26	12.32	12.83	14.27	15.10	15.64
3	4	32	16.28	14.00	12.76	12.99	13.72	15.57	16.73	17.59
2	5	32	10.59	14.97	15.42	15.47	15.40	15.11	14.99	14.94
2	6	32	20.90	19.99	19.88	20.19	20.43	20.75	21.12	21.53
4	6	90	24.73	33.23	37.35	38.51	37.44	32.75	30.85	30.39
5	7	32	10.59	14.97	15.42	15.47	15.40	15.11	14.99	14.94
6	7	70	-4.66	14.91	16.96	16.47	15.63	13.76	12.44	11.34
6	8	90	26.67	27.05	28.19	28.00	27.37	25.48	24.50	23.77
6	9	65	7.98	1.49	1.74	2.72	2.88	2.92	2.96	3.61
6	10	32	4.56	0.85	0.99	1.55	1.65	1.67	1.69	2.06
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	7.98	1.49	1.74	2.72	2.88	2.92	2.96	3.61
4	12	70	-9.52	-4.76	-2.51	-2.10	-2.85	-5.44	-6.75	-7.26
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	8.58	10.91	11.44	11.45	11.28	10.69	10.41	10.26
12	15	65	7.33	14.69	15.57	15.94	16.04	15.60	15.72	16.07
12	16	32	21.64	15.65	15.31	15.72	15.88	16.31	16.47	16.82
14	15	32	-6.39	-4.63	-4.75	-4.52	-4.24	-3.75	-3.31	-2.88
16	17	65	12.91	6.59	5.86	6.41	6.83	7.89	8.47	9.15
15	18	70	30.26	19.19	17.85	18.42	18.70	19.64	20.39	21.31
18	19	65	17.79	6.24	4.36	5.11	5.77	7.61	8.96	10.36
19	20	65	-5.90	-18.36	-21.28	-20.18	-18.80	-15.24	-12.76	-10.45
10	20	32	16.62	12.45	11.07	11.52	11.77	12.44	13.65	14.92
10	17	65	9.54	16.72	18.42	17.55	16.44	13.77	12.10	10.56
10	21	65	-13.75	-12.84	-11.45	-11.75	-11.66	-13.17	-13.38	-13.71

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
10	22	65	-12.07	-11.68	-11.01	-11.13	-10.96	-11.59	-11.53	-11.59
21	22	90	-42.43	-42.63	-42.48	-42.37	-41.40	-40.84	-39.67	-38.90
15	23	90	-20.47	-28.42	-28.61	-28.30	-27.58	-27.04	-26.26	-25.64
22	24	32	-2.50	-2.31	-1.49	-1.50	-0.36	-0.43	0.80	1.52
23	24	70	25.55	17.22	16.60	17.05	18.08	19.34	20.59	21.60
24	25	65	3.35	11.86	12.06	12.15	12.04	11.52	11.81	12.00
25	26	65	-10.47	8.11	9.44	9.32	9.05	8.42	8.00	7.66
25	27	65	67.51	69.16	69.71	69.70	69.47	68.79	68.41	68.18
28	27	65	32.49	30.84	30.29	30.30	30.53	31.21	31.59	31.82
27	29	32	16.31	13.35	12.26	12.32	12.83	14.27	15.10	15.64
27	30	32	16.28	14.00	12.76	12.99	13.72	15.57	16.73	17.59
29	30	32	10.59	14.97	15.42	15.47	15.40	15.11	14.99	14.94
8	28	65	20.90	19.99	19.88	20.19	20.43	20.75	21.12	21.53
6	28	65	24.73	33.23	37.35	38.51	37.44	32.75	30.85	30.39

Tabel 8 Aliran daya studi kasus 2 mempertimbangkan *security constraint*

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	27.07	27.95	27.76	27.81	28.75	29.31	28.94	30.29
1	3	130	17.93	17.30	17.24	17.22	17.08	17.00	17.12	16.76
2	4	65	11.64	10.42	10.47	10.42	9.70	9.29	9.64	8.44
3	4	32	4.93	4.05	4.24	4.19	3.25	2.69	3.06	1.71
2	5	32	9.99	10.56	10.57	10.59	10.85	11.00	10.86	11.33
2	6	32	11.54	12.61	12.82	12.84	12.77	12.69	12.59	12.83
4	6	90	2.43	12.44	13.18	13.49	16.24	17.64	15.70	21.86
5	7	32	9.99	10.56	10.57	10.59	10.85	11.00	10.86	11.33
6	7	70	14.01	13.89	13.43	13.48	14.67	15.43	15.09	16.46
6	8	90	16.99	18.90	18.86	18.91	20.02	20.63	20.09	22.02
6	9	65	-5.31	-3.34	-3.22	-3.07	-2.68	-2.43	-2.77	-1.96
6	10	32	-3.03	-1.91	-1.84	-1.75	-1.53	-1.39	-1.58	-1.12
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	-5.31	-3.34	-3.22	-3.07	-2.68	-2.43	-2.77	-1.96
4	12	70	-20.29	-17.63	-18.02	-17.81	-15.67	-14.35	-15.29	-12.14
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	7.88	8.26	8.14	8.18	8.66	8.96	8.77	9.43
12	15	65	9.42	10.42	10.36	10.43	11.01	11.37	11.09	12.00
12	16	32	14.90	15.76	15.98	16.02	15.76	15.59	15.57	15.44
14	15	32	-4.12	-3.97	-3.86	-3.85	-4.10	-4.26	-4.20	-4.46
16	17	65	7.90	8.63	8.98	9.00	8.32	7.88	8.00	7.34
15	18	70	19.84	20.27	20.45	20.46	20.15	19.95	19.99	19.71
18	19	65	9.84	10.08	10.45	10.44	9.52	8.94	9.18	8.13
19	20	65	-9.16	-9.28	-8.55	-8.62	-10.68	-11.99	-11.36	-13.87
10	20	32	12.16	11.73	11.55	11.54	11.85	12.05	12.01	12.29
10	17	65	10.10	9.71	9.02	9.05	10.82	11.94	11.46	13.51
10	21	65	-21.29	-21.18	-21.58	-21.54	-20.40	-19.68	-20.03	-18.64
10	22	65	-15.84	-15.84	-16.01	-16.00	-15.50	-15.19	-15.33	-14.73
21	22	90	-44.29	-44.62	-44.58	-44.60	-44.86	-45.01	-44.90	-45.27
15	23	90	-30.53	-30.12	-29.95	-29.93	-30.25	-30.45	-30.41	-30.70
22	24	32	-8.13	-8.46	-8.59	-8.60	-8.36	-8.20	-8.23	-8.01
23	24	70	17.47	17.73	18.05	18.04	17.24	16.74	16.94	16.04
24	25	65	-13.39	-8.53	-8.36	-9.92	-12.54	-14.94	-16.03	-14.41
25	26	65	-30.35	-31.46	-34.65	-38.36	-42.94	-46.84	-48.80	-47.11
25	27	65	16.95	22.93	26.29	28.43	30.40	31.90	32.77	32.70
28	27	65	-14.69	-7.04	-5.36	-5.40	-5.89	-6.61	-7.31	-5.32
27	29	32	6.88	12.50	14.50	15.37	16.13	16.56	16.57	17.57

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	32	3.22	11.24	14.27	15.51	16.22	16.57	16.73	17.66
29	30	32	-2.12	3.32	5.50	6.34	6.56	6.64	6.84	7.15
8	28	65	-6.01	-4.53	-4.14	-4.16	-4.44	-4.70	-4.78	-4.61
9	28	65	-8.69	-2.51	-1.22	-1.24	-1.45	-1.91	-2.53	-0.70
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	30.80	32.16	31.96	30.94	31.95	31.85	32.14	32.91
1	3	130	17.06	16.06	16.33	16.62	16.03	16.76	16.30	15.44
2	4	65	8.48	6.56	6.98	7.90	6.65	7.53	6.84	5.43
3	4	32	1.20	-0.16	0.04	1.06	0.05	0.15	-0.14	-0.91
2	5	32	6.86	4.69	-2.35	-3.05	-1.65	-3.65	-2.63	0.46
2	6	32	10.24	8.31	5.95	6.06	6.16	6.00	6.26	6.81
4	6	90	10.03	9.50	-2.92	-6.30	-0.54	-5.00	-0.89	7.60
5	7	32	6.86	4.69	-2.35	-3.05	-1.65	-3.65	-2.63	0.46
6	7	70	4.42	0.06	-22.78	-25.82	-20.45	-28.08	-24.61	-13.47
6	8	90	22.33	23.55	25.25	24.33	24.85	25.95	25.78	25.75
6	9	65	-1.44	-2.76	-2.79	-2.72	-2.51	-1.71	-1.24	-2.81
6	10	32	-0.82	-1.58	-1.60	-1.56	-1.43	-0.98	-0.71	-1.61
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	-1.44	-2.76	-2.79	-2.72	-2.51	-1.71	-1.24	-2.81
4	12	70	-18.65	-21.83	-34.94	-37.42	-33.50	-36.07	-33.76	-28.60
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	7.21	6.26	2.00	1.33	2.46	1.43	2.10	3.96
12	15	65	2.97	-0.89	-16.06	-17.38	-13.98	-18.54	-15.91	-9.21
12	16	32	18.83	19.85	26.05	26.79	25.49	27.42	26.72	23.47
14	15	32	-7.43	-8.72	-13.04	-13.03	-12.29	-13.91	-13.08	-11.13
16	17	65	10.29	11.11	17.28	18.41	16.88	18.48	17.86	14.66
15	18	70	24.10	25.66	33.42	34.24	32.56	34.95	33.88	30.07
18	19	65	11.90	13.18	20.89	22.27	20.27	22.17	21.23	17.49
19	20	65	-11.28	-10.53	-2.92	-0.47	-3.08	-2.11	-2.80	-6.41
10	20	32	7.90	6.34	-1.42	-2.24	-0.56	-2.95	-1.88	1.93
10	17	65	11.67	11.35	5.27	3.13	5.24	4.53	4.91	7.98
10	21	65	-19.69	-19.96	-22.01	-22.30	-21.31	-19.98	-19.68	-19.32
10	22	65	-15.55	-15.80	-17.05	-17.05	-16.56	-15.91	-15.69	-15.45
21	22	90	-47.75	-48.66	-50.83	-49.83	-49.58	-49.38	-48.78	-48.26
15	23	90	30.80	32.16	31.96	30.94	31.95	31.85	32.14	32.91
22	24	32	17.06	16.06	16.33	16.62	16.03	16.76	16.30	15.44
23	24	70	8.48	6.56	6.98	7.90	6.65	7.53	6.84	5.43

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
24	25	65	1.20	-0.16	0.04	1.06	0.05	0.15	-0.14	-0.91
25	26	65	6.86	4.69	-2.35	-3.05	-1.65	-3.65	-2.63	0.46
25	27	65	10.24	8.31	5.95	6.06	6.16	6.00	6.26	6.81
28	27	65	10.03	9.50	-2.92	-6.30	-0.54	-5.00	-0.89	7.60
27	29	32	6.86	4.69	-2.35	-3.05	-1.65	-3.65	-2.63	0.46
27	30	32	4.42	0.06	-22.78	-25.82	-20.45	-28.08	-24.61	-13.47
29	30	32	22.33	23.55	25.25	24.33	24.85	25.95	25.78	25.75
8	28	65	-1.44	-2.76	-2.79	-2.72	-2.51	-1.71	-1.24	-2.81
9	28	65	-0.82	-1.58	-1.60	-1.56	-1.43	-0.98	-0.71	-1.61
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	31.37	31.75	32.93	32.66	32.00	30.48	29.52	28.81
1	3	130	16.85	17.08	16.60	16.65	16.81	17.16	17.34	17.42
2	4	65	7.91	7.95	6.71	6.92	7.49	8.78	9.54	10.05
3	4	32	0.63	0.25	-0.93	-0.66	0.00	1.52	2.48	3.19
2	5	32	5.63	11.35	12.04	11.96	11.74	11.24	10.96	10.78
2	6	32	9.88	11.94	12.37	12.39	12.30	12.14	12.15	12.27
4	6	90	10.87	19.94	27.12	26.31	23.52	17.32	14.16	12.48
5	7	32	5.63	11.35	12.04	11.96	11.74	11.24	10.96	10.78
6	7	70	0.30	18.53	20.34	19.98	19.29	17.63	16.48	15.50
6	8	90	23.98	22.98	24.82	24.54	23.55	21.34	19.79	18.91
6	9	65	-2.45	-1.43	-0.98	-1.23	-1.33	-1.66	-0.95	-0.87
6	10	32	-1.40	-0.82	-0.56	-0.70	-0.76	-0.95	-0.54	-0.50
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	-2.45	-1.43	-0.98	-1.23	-1.33	-1.66	-0.95	-0.87
4	12	70	-21.04	-8.71	-5.83	-6.56	-7.89	-11.09	-12.52	-13.91
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	6.46	10.25	10.90	10.75	10.45	9.73	9.33	8.99
12	15	65	-0.16	12.35	13.67	13.46	13.09	12.22	11.92	11.58
12	16	32	19.73	14.71	14.42	14.46	14.62	15.00	15.58	15.93
14	15	32	-8.50	-5.29	-5.29	-5.22	-5.07	-4.71	-4.38	-4.15
16	17	65	11.00	5.65	4.98	5.14	5.57	6.58	7.58	8.26
15	18	70	25.42	19.10	18.61	18.67	18.87	19.33	19.83	20.16
18	19	65	12.95	6.15	5.12	5.36	5.94	7.30	8.40	9.21
19	20	65	-10.74	-18.46	-20.51	-19.92	-18.62	-15.55	-13.32	-11.60
10	20	32	6.58	12.90	13.39	13.33	13.13	12.67	12.17	11.84
10	17	65	11.45	17.66	19.30	18.82	17.70	15.08	12.99	11.45
10	21	65	-19.86	-16.10	-14.98	-15.31	-16.03	-17.72	-18.94	-19.88

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
10	22	65	-15.74	-13.63	-13.13	-13.27	-13.58	-14.32	-14.87	-15.29
21	22	90	-48.54	-45.89	-46.01	-45.92	-45.77	-45.39	-45.23	-45.07
15	23	90	31.37	31.75	32.93	32.66	32.00	30.48	29.52	28.81
22	24	32	16.85	17.08	16.60	16.65	16.81	17.16	17.34	17.42
23	24	70	7.91	7.95	6.71	6.92	7.49	8.78	9.54	10.05
24	25	65	0.63	0.25	-0.93	-0.66	0.00	1.52	2.48	3.19
25	26	65	5.63	11.35	12.04	11.96	11.74	11.24	10.96	10.78
25	27	65	9.88	11.94	12.37	12.39	12.30	12.14	12.15	12.27
28	27	65	10.87	19.94	27.12	26.31	23.52	17.32	14.16	12.48
27	29	32	5.63	11.35	12.04	11.96	11.74	11.24	10.96	10.78
27	30	32	0.30	18.53	20.34	19.98	19.29	17.63	16.48	15.50
29	30	32	23.98	22.98	24.82	24.54	23.55	21.34	19.79	18.91
8	28	65	-2.45	-1.43	-0.98	-1.23	-1.33	-1.66	-0.95	-0.87
6	28	65	-1.40	-0.82	-0.56	-0.70	-0.76	-0.95	-0.54	-0.50

Tabel 9 Aliran daya studi kasus 3 dengan *wind farm*

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	53.09	53.33	52.42	53.51	57.69	60.80	61.84	65.50
1	3	130	22.88	22.89	22.42	22.96	24.97	26.47	27.05	28.78
2	4	65	9.16	9.03	8.78	9.11	10.17	10.98	11.46	12.28
3	4	32	9.88	9.64	9.42	9.92	11.15	12.15	12.99	13.72
2	5	32	10.00	10.06	9.86	10.06	10.90	11.52	11.72	12.70
2	6	32	11.55	11.48	11.23	11.65	12.88	13.85	14.52	15.88
4	6	90	13.04	13.30	13.26	13.71	14.73	15.66	16.62	19.27
5	7	32	10.00	10.06	9.86	10.06	10.90	11.52	11.72	12.70
6	7	70	14.00	14.40	14.14	14.01	14.62	14.91	14.23	15.09
6	8	90	17.86	18.10	17.83	17.96	18.95	19.65	19.66	21.38
6	9	65	-1.30	-1.27	-1.35	-1.00	-0.15	0.50	0.96	1.23
6	10	32	-0.74	-0.73	-0.77	-0.57	-0.09	0.29	0.55	0.70
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	-1.30	-1.27	-1.35	-1.00	-0.15	0.50	0.96	1.23
4	12	70	-16.64	-16.22	-16.71	-16.31	-14.18	-12.70	-12.59	-10.20
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	8.33	8.42	8.31	8.38	8.82	9.12	9.12	9.67
12	15	65	11.02	10.99	10.94	11.14	11.58	11.95	12.32	12.84
12	16	32	16.52	16.46	16.54	16.62	16.53	16.50	16.69	16.32
14	15	32	-3.67	-3.81	-3.69	-3.65	-3.94	-4.09	-3.85	-4.23
16	17	65	9.52	9.32	9.54	9.60	9.09	8.79	9.12	8.22
15	18	70	23.79	23.88	24.01	24.14	24.25	24.30	24.34	23.45
18	19	65	13.79	13.69	14.01	14.12	13.61	13.28	13.53	11.87
19	20	65	-5.21	-5.67	-4.99	-4.94	-6.59	-7.64	-7.01	-10.13
10	20	32	17.44	17.74	17.77	17.99	18.67	19.06	18.95	18.32
10	17	65	8.48	9.02	8.46	8.45	10.05	11.03	10.34	12.63
10	21	65	-25.12	-25.44	-25.57	-25.48	-25.35	-25.09	-24.45	-22.76
10	22	65	-18.14	-18.39	-18.41	-18.36	-18.47	-18.43	-17.98	-17.21
21	22	90	-48.12	-48.88	-48.57	-48.55	-49.81	-50.42	-49.32	-49.39
15	23	90	-32.45	-33.01	-32.76	-32.70	-33.62	-34.06	-33.18	-33.37
22	24	32	-14.25	-15.26	-14.97	-14.90	-16.27	-16.84	-15.29	-14.59
23	24	70	15.56	14.85	15.25	15.28	13.88	13.14	14.18	13.38
24	25	65	-15.85	-17.61	-17.60	-17.93	-20.33	-21.41	-19.32	-16.34
25	26	65	-46.64	-50.74	-51.70	-52.75	-56.61	-58.30	-54.92	-47.81
25	27	65	30.79	33.13	34.10	34.82	36.28	36.89	35.60	31.47
28	27	65	-10.38	-11.06	-10.54	-10.15	-11.23	-11.51	-9.46	-8.50
27	29	32	11.82	12.58	13.05	13.48	13.93	14.26	14.44	13.82

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	32	10.39	11.36	12.17	12.77	13.03	13.24	13.64	12.22
29	30	32	2.82	3.41	4.05	4.45	4.36	4.34	4.71	3.40
8	28	65	-5.14	-5.34	-5.17	-5.10	-5.51	-5.68	-5.21	-5.25
9	28	65	-5.24	-5.72	-5.36	-5.04	-5.72	-5.83	-4.25	-3.25
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	65.79	64.19	56.94	51.21	51.43	50.65	53.70	59.79
1	3	130	29.41	28.77	25.96	23.16	23.03	22.94	24.34	26.97
2	4	65	12.84	12.45	11.20	9.59	9.25	9.25	10.11	11.54
3	4	32	13.55	12.55	9.68	7.59	7.06	6.32	7.89	10.62
2	5	32	10.31	8.81	2.92	1.83	2.40	0.51	1.88	5.17
2	6	32	16.66	16.26	14.17	12.29	11.95	11.61	12.65	14.66
4	6	90	20.42	20.24	16.15	14.55	14.45	12.95	13.98	16.91
5	7	32	10.31	8.81	2.92	1.83	2.40	0.51	1.88	5.17
6	7	70	3.76	-1.35	-20.20	-20.35	-17.27	-24.08	-20.94	-12.30
6	8	90	24.26	25.42	27.20	26.08	26.11	27.41	26.94	26.24
6	9	65	3.53	4.10	6.74	5.45	4.69	6.10	6.28	5.81
6	10	32	2.02	2.34	3.85	3.11	2.68	3.49	3.59	3.32
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	3.53	4.10	6.74	5.45	4.69	6.10	6.28	5.81
4	12	70	-11.68	-13.09	-19.33	-21.35	-20.91	-21.76	-20.16	-16.92
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	8.65	8.02	5.56	5.22	5.41	4.82	5.35	6.49
12	15	65	8.08	5.34	-3.47	-3.64	-3.55	-6.54	-4.42	-0.26
12	16	32	19.25	20.60	25.53	25.24	24.70	26.35	25.58	23.67
14	15	32	-5.99	-6.96	-9.48	-9.15	-9.34	-10.52	-9.83	-8.60
16	17	65	10.71	11.86	16.76	16.86	16.09	17.40	16.73	14.86
15	18	70	27.41	29.34	37.02	36.45	35.91	38.73	37.56	34.54
18	19	65	15.21	16.86	24.49	24.48	23.62	25.95	24.91	21.96
19	20	65	-7.97	-6.85	0.68	1.74	0.27	1.67	0.87	-1.95
10	20	32	16.74	15.88	14.75	14.16	14.36	14.44	15.13	15.94
10	17	65	11.25	10.60	5.79	4.68	6.03	5.60	6.04	7.78
10	21	65	-18.85	-17.44	-15.08	-15.62	-16.49	-15.75	-16.25	-17.08
10	22	65	-15.05	-14.29	-12.89	-13.05	-13.67	-13.37	-13.63	-14.11
21	22	90	-46.91	-46.14	-43.90	-43.16	-44.76	-45.14	-45.34	-46.02
15	23	90	-26.81	-23.95	-14.75	-14.68	-16.38	-13.95	-15.54	-19.18
22	24	32	-9.96	-8.43	-4.79	-4.19	-6.42	-6.50	-6.96	-8.12
23	24	70	19.44	22.08	31.24	31.76	29.80	31.83	30.35	26.77

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
24	25	65	-6.69	-3.07	3.22	4.20	0.92	0.94	-0.93	-3.72
25	26	65	-31.55	-25.94	-19.55	-18.54	-23.97	-25.14	-28.01	-31.26
25	27	65	24.86	22.87	22.78	22.74	24.89	26.07	27.08	27.54
28	27	65	-0.29	2.70	11.11	11.10	8.04	9.66	8.61	5.81
27	29	32	14.71	15.16	17.89	17.63	17.50	18.67	18.60	17.79
27	30	32	13.09	13.56	17.49	17.48	17.08	18.45	18.43	17.30
29	30	32	3.73	3.93	6.62	6.85	6.44	7.17	7.21	6.47
8	28	65	-3.80	-3.29	-1.62	-1.45	-2.16	-1.99	-2.16	-2.70
9	28	65	3.51	5.99	12.73	12.55	10.20	11.65	10.77	8.51
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	65.09	68.27	68.55	68.48	68.34	67.52	65.50	61.92
1	3	130	29.18	30.11	30.22	30.18	30.08	29.70	28.63	26.72
2	4	65	12.68	12.68	12.56	12.60	12.62	12.68	12.13	10.95
3	4	32	12.96	13.28	12.68	12.88	13.27	14.07	13.77	12.49
2	5	32	9.21	13.92	14.39	14.29	14.03	13.50	12.82	11.92
2	6	32	16.56	17.52	17.60	17.55	17.40	17.17	16.29	14.81
4	6	90	20.62	24.94	25.81	25.46	24.66	23.40	21.77	20.12
5	7	32	9.21	13.92	14.39	14.29	14.03	13.50	12.82	11.92
6	7	70	-0.43	16.24	17.98	17.66	17.00	15.37	14.62	14.36
6	8	90	25.28	24.85	25.69	25.34	24.60	23.06	21.81	20.74
6	9	65	4.33	0.80	0.26	0.44	0.76	1.36	1.30	0.53
6	10	32	2.47	0.46	0.15	0.25	0.43	0.78	0.74	0.30
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	4.33	0.80	0.26	0.44	0.76	1.36	1.30	0.53
4	12	70	-12.34	-6.60	-5.49	-5.82	-6.57	-8.32	-9.99	-11.91
12	13	90	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50	-74.50
12	14	65	8.24	10.54	10.86	10.77	10.56	10.11	9.72	9.32
12	15	65	6.12	13.38	13.52	13.53	13.51	13.57	13.30	12.77
12	16	32	20.36	15.50	14.97	15.11	15.41	16.04	16.36	16.42
14	15	32	-6.73	-5.00	-5.33	-5.21	-4.95	-4.33	-4.00	-3.82
16	17	65	11.64	6.43	5.53	5.80	6.36	7.62	8.36	8.76
15	18	70	29.07	21.10	20.23	20.52	21.13	22.22	22.96	23.24
18	19	65	16.60	8.15	6.74	7.21	8.20	10.19	11.53	12.29
19	20	65	-7.09	-16.46	-18.89	-18.08	-16.37	-12.66	-10.19	-8.51
10	20	32	16.36	15.80	15.33	15.59	16.14	16.94	17.53	17.64
10	17	65	10.81	16.88	18.76	18.16	16.91	14.03	12.22	10.95
10	21	65	-17.78	-18.44	-17.97	-18.29	-19.00	-20.00	-21.13	-22.03

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
10	22	65	-14.49	-15.04	-14.92	-15.06	-15.37	-15.69	-16.18	-16.58
21	22	90	-46.46	-48.23	-49.00	-48.90	-48.74	-47.67	-47.41	-47.22
15	23	90	-24.66	-32.71	-33.63	-33.50	-33.26	-32.23	-31.94	-31.82
22	24	32	-8.94	-11.25	-11.91	-11.95	-12.10	-11.34	-11.59	-11.79
23	24	70	21.38	12.94	11.59	11.86	12.41	14.16	14.92	15.43
24	25	65	-5.23	-6.50	-6.03	-6.79	-8.44	-9.89	-12.12	-13.34
25	26	65	-30.48	-26.70	-24.32	-26.26	-30.51	-35.52	-41.27	-44.77
25	27	65	25.26	20.21	18.29	19.48	22.07	25.63	29.15	31.44
28	27	65	2.12	-4.83	-6.01	-5.95	-5.87	-4.61	-4.88	-5.44
27	29	32	15.86	12.42	11.80	12.09	12.67	13.65	14.30	14.46
27	30	32	14.58	9.27	8.01	8.55	9.64	11.68	13.02	13.58
29	30	32	4.64	0.76	-0.34	0.12	1.03	2.83	4.01	4.60
8	28	65	-3.40	-4.94	-5.34	-5.27	-5.14	-4.61	-4.48	-4.45
6	28	65	5.52	0.11	-0.67	-0.68	-0.73	0.00	-0.40	-1.00

Tabel 10 Aliran daya studi kasus 3 tanpa *wind farm*

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	65.51	65.70	65.69	65.73	65.94	66.21	66.13	66.53
1	3	130	32.34	32.23	32.18	32.15	32.14	32.01	32.07	31.98
2	4	65	17.58	17.30	17.29	17.23	16.97	16.58	16.73	16.24
3	4	32	19.34	18.98	19.18	19.11	18.32	17.70	18.01	16.93
2	5	32	14.54	14.68	14.67	14.72	14.98	15.05	15.04	15.29
2	6	32	21.64	21.76	21.94	22.02	21.96	21.70	21.89	21.64
4	6	90	22.68	24.43	25.27	25.87	26.71	27.22	27.37	28.33
5	7	32	14.54	14.68	14.67	14.72	14.98	15.05	15.04	15.29
6	7	70	9.46	9.77	9.33	9.34	10.53	11.38	10.91	12.50
6	8	90	20.93	21.54	21.44	21.59	22.57	23.16	22.91	24.16
6	9	65	4.38	4.37	4.67	4.75	4.32	3.92	4.26	3.47
6	10	32	2.50	2.50	2.67	2.71	2.47	2.24	2.43	1.98
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	4.38	4.37	4.67	4.75	4.32	3.92	4.26	3.47
4	12	70	-10.15	-9.47	-9.48	-9.24	-8.10	-7.49	-7.63	-6.39
12	13	90	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52
12	14	65	9.52	9.68	9.66	9.71	10.01	10.18	10.13	10.47
12	15	65	15.23	15.43	15.72	15.85	15.78	15.69	15.87	15.66
12	16	32	17.61	17.52	17.66	17.65	17.23	16.93	17.11	16.52
14	15	32	-2.48	-2.55	-2.34	-2.32	-2.75	-3.04	-2.85	-3.43
16	17	65	10.61	10.38	10.66	10.63	9.79	9.22	9.54	8.41
15	18	70	22.64	22.39	22.61	22.58	21.98	21.56	21.82	20.97
18	19	65	12.64	12.20	12.61	12.55	11.35	10.55	11.01	9.39
19	20	65	-6.36	-7.16	-6.39	-6.50	-8.86	-10.38	-9.53	-12.61
10	20	32	15.29	15.13	15.43	15.46	15.16	14.93	15.18	14.67
10	17	65	7.39	7.96	7.34	7.42	9.35	10.60	9.92	12.43
10	21	65	-16.87	-16.27	-15.93	-15.68	-15.24	-14.98	-14.93	-14.43
10	22	65	-13.19	-12.89	-12.62	-12.48	-12.40	-12.37	-12.28	-12.21
21	22	90	-39.87	-39.71	-38.93	-38.74	-39.70	-40.31	-39.80	-41.07
15	23	90	-25.89	-25.81	-25.22	-25.09	-25.96	-26.53	-26.10	-27.26
22	24	32	-1.01	-0.54	0.50	0.83	-0.05	-0.62	-0.02	-1.23
23	24	70	22.17	22.09	22.83	22.93	21.59	20.71	21.30	19.52
24	25	65	8.60	9.37	9.90	10.11	9.87	9.72	9.83	9.75
25	26	65	7.00	7.13	7.00	7.02	7.44	7.71	7.57	8.11
25	27	65	1.60	2.23	2.90	3.09	2.42	2.01	2.26	1.65
28	27	65	4.98	6.12	7.55	8.03	6.88	6.06	6.78	5.38
27	29	32	10.03	10.88	11.57	11.87	11.62	11.44	11.80	11.22

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	32	7.79	8.89	10.03	10.44	9.68	9.16	9.81	8.45
29	30	32	1.03	1.71	2.57	2.85	2.05	1.53	2.06	0.79
8	28	65	-2.07	-1.90	-1.56	-1.47	-1.88	-2.17	-1.96	-2.48
9	28	65	7.05	8.02	9.11	9.50	8.77	8.23	8.74	7.86
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	66.10	65.91	63.72	62.90	63.89	63.19	63.74	64.88
1	3	130	32.23	32.13	32.23	31.82	31.99	32.02	32.09	32.33
2	4	65	16.55	16.38	17.29	17.18	16.98	17.11	17.04	17.00
3	4	32	16.37	15.90	15.95	16.25	16.02	15.40	15.64	15.98
2	5	32	11.95	10.48	4.27	3.49	4.82	2.73	3.70	6.86
2	6	32	21.03	20.59	19.58	19.23	19.51	18.98	19.26	20.25
4	6	90	24.30	23.02	14.65	13.50	15.62	12.72	14.25	18.87
5	7	32	11.95	10.48	4.27	3.49	4.82	2.73	3.70	6.86
6	7	70	0.50	-4.42	-26.96	-29.31	-24.59	-31.79	-28.55	-18.11
6	8	90	25.58	26.36	27.24	26.41	26.81	27.80	27.51	27.14
6	9	65	6.64	7.57	13.40	13.84	12.65	14.30	13.67	11.44
6	10	32	3.80	4.32	7.66	7.91	7.23	8.17	7.81	6.54
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	6.64	7.57	13.40	13.84	12.65	14.30	13.67	11.44
4	12	70	-8.85	-10.08	-16.32	-17.92	-16.12	-17.60	-16.69	-13.32
12	13	90	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52
12	14	65	9.08	8.48	5.61	5.16	5.84	5.02	5.43	6.85
12	15	65	9.62	6.98	-3.27	-3.86	-2.03	-5.83	-4.15	1.00
12	16	32	20.13	21.53	28.28	28.96	27.56	29.61	28.72	25.68
14	15	32	-5.56	-6.49	-9.42	-9.21	-8.91	-10.32	-9.75	-8.25
16	17	65	11.59	12.79	19.51	20.58	18.96	20.67	19.86	16.87
15	18	70	27.68	30.33	42.61	43.76	41.28	45.16	43.45	37.80
18	19	65	15.48	17.85	30.08	31.79	28.99	32.38	30.80	25.22
19	20	65	-7.70	-5.87	6.28	9.05	5.64	8.10	6.76	1.32
10	20	32	16.27	16.79	19.91	20.31	19.62	20.44	20.05	18.75
10	17	65	10.37	9.67	3.05	0.96	3.16	2.34	2.91	5.77
10	21	65	-14.64	-14.54	-15.44	-15.77	-15.38	-15.53	-15.39	-14.76
10	22	65	-12.53	-12.55	-13.10	-13.13	-13.00	-13.23	-13.11	-12.71
21	22	90	-42.70	-43.25	-44.26	-43.30	-43.65	-44.92	-44.49	-43.69
15	23	90	-22.98	-21.15	-12.35	-11.02	-13.04	-10.72	-11.80	-15.65
22	24	32	-3.17	-3.75	-5.31	-4.38	-4.60	-6.11	-5.56	-4.35
23	24	70	23.31	24.92	33.67	35.46	33.17	35.11	34.13	30.33

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
24	25	65	4.44	2.89	-5.53	-5.58	-4.14	-7.55	-6.17	-2.15
25	26	65	-4.72	-10.16	-32.95	-34.67	-30.38	-38.23	-34.78	-24.00
25	27	65	9.15	13.05	27.42	29.09	26.24	30.68	28.61	21.85
28	27	65	6.33	7.43	11.31	12.76	11.58	11.62	11.48	10.31
27	29	32	14.47	15.72	21.71	22.36	21.15	22.89	22.19	19.79
27	30	32	12.75	14.37	23.02	24.35	22.38	24.56	23.64	20.20
29	30	32	3.49	4.49	10.43	11.59	10.09	11.39	10.80	8.47
8	28	65	-2.48	-2.34	-1.58	-1.12	-1.45	-1.59	-1.58	-1.80
9	28	65	8.81	9.77	12.89	13.88	13.03	13.22	13.07	12.11
bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	65.97	66.99	67.04	66.94	66.94	66.73	66.67	66.53
1	3	130	32.24	31.86	31.81	31.82	31.78	31.94	31.84	31.69
2	4	65	16.52	15.50	15.25	15.35	15.42	15.99	16.06	16.04
3	4	32	16.03	15.03	14.28	14.52	14.97	16.30	16.99	17.45
2	5	32	10.97	15.76	16.25	16.18	16.00	15.75	15.43	15.12
2	6	32	21.20	21.74	21.71	21.75	21.76	22.16	22.10	21.93
4	6	90	25.21	31.95	32.89	32.62	32.39	31.80	31.20	30.53
5	7	32	10.97	15.76	16.25	16.18	16.00	15.75	15.43	15.12
6	7	70	-3.81	14.12	16.13	15.77	15.03	13.12	12.00	11.16
6	8	90	26.61	26.65	27.47	27.15	26.60	25.31	24.40	23.65
6	9	65	8.14	3.56	2.88	3.12	3.33	4.16	4.40	4.45
6	10	32	4.65	2.03	1.64	1.78	1.90	2.38	2.51	2.54
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	8.14	3.56	2.88	3.12	3.33	4.16	4.40	4.45
4	12	70	-8.97	-3.00	-2.03	-2.28	-2.98	-4.38	-5.58	-6.66
12	13	90	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52	-74.52
12	14	65	8.74	11.23	11.52	11.45	11.27	10.88	10.59	10.34
12	15	65	7.90	15.82	15.85	15.93	15.99	16.30	16.37	16.37
12	16	32	21.48	15.98	15.44	15.59	15.83	16.49	16.84	17.07
14	15	32	-6.23	-4.31	-4.67	-4.53	-4.25	-3.55	-3.13	-2.80
16	17	65	12.75	6.92	6.00	6.27	6.78	8.06	8.84	9.40
15	18	70	29.85	19.90	18.99	19.23	19.56	20.49	21.03	21.44
18	19	65	17.38	6.95	5.50	5.92	6.63	8.46	9.60	10.49
19	20	65	-6.31	-17.65	-20.13	-19.37	-17.94	-14.39	-12.12	-10.31
10	20	32	16.51	13.83	13.24	13.42	13.58	14.19	14.51	14.83
10	17	65	9.69	16.39	18.28	17.68	16.49	13.59	11.74	10.31
10	21	65	-13.85	-12.82	-12.49	-12.61	-12.75	-13.08	-13.35	-13.60

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
10	22	65	-12.14	-11.66	-11.63	-11.65	-11.62	-11.54	-11.52	-11.52
21	22	90	-42.53	-42.61	-43.51	-43.22	-42.49	-40.75	-39.64	-38.78
15	23	90	-20.88	-28.39	-29.40	-29.12	-28.51	-26.99	-26.07	-25.40
22	24	32	-2.62	-2.22	-3.09	-2.81	-2.06	-0.23	0.88	1.74
23	24	70	25.19	17.30	15.87	16.28	17.20	19.44	20.83	21.90
24	25	65	3.50	9.02	9.11	8.96	9.34	10.01	10.51	10.91
25	26	65	-9.25	8.33	9.44	9.32	9.05	8.42	8.00	7.66
25	27	65	12.75	0.69	-0.34	-0.36	0.29	1.58	2.51	3.24
28	27	65	8.74	4.18	2.92	3.08	4.15	6.63	8.09	9.13
27	29	32	16.55	11.98	11.39	11.59	11.81	12.49	12.79	12.84
27	30	32	15.58	8.62	7.42	7.82	8.40	10.00	10.83	11.22
29	30	32	5.33	0.32	-0.75	-0.39	0.17	1.67	2.50	2.98
8	28	65	-2.08	-3.13	-3.55	-3.46	-3.14	-2.36	-1.89	-1.53
6	28	65	10.82	7.32	6.47	6.55	7.28	9.00	9.98	10.66