



TESIS - TE185401

***DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER
FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN
HARGA CHARGE-DISCHARGE BATERAI YANG
BERBEDA***

EKI ROVIANTO
07111850010002

DOSEN PEMBIMBING
Dr.Eng. 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 - TE185401

***DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER
FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN
HARGA CHARGE-DISCHARGE BATERAI YANG
BERBEDA***

EKI ROVIANTO
07111850010002

DOSEN PEMBIMBING
Dr.Eng. 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:

EKI ROVIANTO

NRP: 07111850010002

Tanggal Ujian: 03 Januari 2020

Periode Wisuda: Maret 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

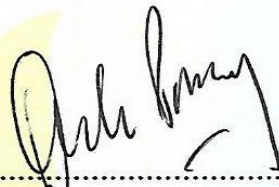
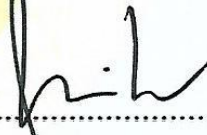


.....
..... 20/1/2020

Penguji:

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

2. Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT
NIP: 196404051990021001

3. Dedet Candra R., ST., M.Eng., Ph.D
NIP: 197311192000031001


.....

.....

.....


Kepala Departemen Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Elektro dan Informatika Cerdas
Dedet Candra R., 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 DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN HARGA CHARGE-DISCHARGE BATERAI YANG BERBEDA”*** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan 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, 19 Desember 2019



Eki Rovianto

NRP. 07111850010002

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN HARGA CHARGE-DISCHARGE BATERAI YANG BERBEDA

Nama mahasiswa : Eki Rovianto
NRP : 07111850010002
Pembimbing : 1. Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Vita Lystianingrum B.P., ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Penelitian yang diusulkan melakukan perhitungan untuk mengoptimasi pembangkit pada sistem *microgrid* yang terdiri dari *Wind turbine* (WT), *Photovoltaic* (PV), *Diesel generator* (DG) dan *Battery Energy Storage* (BES). Sistem *microgrid* yang dioptimasi akan terhubung pada *utility grid* yang diasumsikan sebagai sumber energi listrik tidak terbatas. Dengan adanya *wind turbine* pada sistem *microgrid* ini akan dilakukan pemodelan daya keluaran berdasarkan kecepatan angin. BES pada sistem ini akan difungsikan sebagai generator ketika *discharging* dan beban ketika *charging*. Penelitian yang diusulkan juga membahas harga BES ketika *charging* dan *discharging*. Sehingga harga ini akan mempengaruhi optimasi dalam sistem. Harga BES ketika *charging* dan *discharging* dipertimbangkan pada penelitian ini dengan memberikan perbedaan harga. Dalam penelitian ini juga mempertimbangkan *losses* saluran dengan memberi harga pada *losses*. Pemberian harga pada *losses* ini bertujuan untuk menurunkan *losses* pada saluran. *Dynamic Direct Current Optimal Power Flow* (DDCOPF) digunakan untuk menyelesaikan perhitungan dalam sistem ini untuk mendapatkan total daya pembangkitan dengan biaya minimal. Terdapat beberapa *constraints* yang diperhatikan dalam penelitian ini yaitu kapasitas saluran, kapasistas pembangkit, *ramp rate*, *state of charge* (SOC). Optimasi dilakukan dengan menggunakan MATLAB. Hasil dari penelitian ini akan memberikan pembangkitan daya maksimal dengan total biaya minimal.

Kata kunci: DCOPF, baterai, *microgrid*, *wind turbine*, *smart grid*

Halaman ini sengaja dikosongkan

DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING WIND FARM AND DIFFERENT CHARGE- DISCHARGE COST

By : Eki Rovianto
Student Identity Number : 07111850010002
Supervisor(s) : 1. Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, ST., MT.
2. Vita Lystianingrum B.P., ST., M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

The proposed research carries out calculations to optimize the generation of microgrid systems consisting of Wind turbine (WT), Photovoltaic (PV), Diesel generator (DG) and Battery Energy Storage (BES). The optimized microgrid system will be connected to the utility grid which is assumed to be an unlimited source of electrical energy. With the existence of a wind turbine in this microgrid system an output power model will be based on wind speed. BES on this system will function as a generator when discharging and load when charging. The proposed research also discusses the price of BES when charging and discharging. So, this price will affect optimization in the system. BES prices when charging and discharging are considered in this study by providing different prices. In this study also considers line losses by pricing the losses. Pricing on these losses aims to reduce losses on the transmission network. Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF) is used to complete calculations in this system to get the total power generation with minimal costs. There are several constraints that are considered in this study, namely line capacity, generating capacity, ramp rate, state of charge (SOC). Optimization is done using MATLAB. The results of this study will provide maximum power generation with a minimum total cost.

Key words: DCOPF, battery, microgrid, wind turbine, smart grid

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur senantiasa terpanjatkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan taufik dan hidayah-Nya sehingga penulis bisa menyelesaikan tesis dengan judul “ *DYNAMIC DIRECT CURRENT OPTIMAL POWER FLOW MEMPERTIMBANGKAN WIND FARM DAN HARGA CHARGE-DISCHARGE BATERAI YANG BERBEDA*”.

Dalam menyelesaikan tesis ini penulis banyak mendapatkan bantuan, dukungan dan informasi dari berbagai pihak. Untuk itu dalam kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT, karena atas izin-Nya lah penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Serta Nabi Muhammad SAW sebagai inspirator dan tuntunan penulis.
2. Papa Fidi Hariyanto dan Ibu Siti Tasbichah yang selalu memberikan dukungan dan do'a yang tidak ada putus-putusnya.
3. Bapak Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T. dan Ibu Vita Lystianingrum Budiharto Putri, ST., M.Sc., Ph.D. selaku dosen pembimbing pengerjaan tesis yang telah membimbing dan memberikan bantuan demi kelancaran pengerjaan tesis.
4. Seluruh Bapak-Ibu dosen dan karyawan Teknik Elektro ITS yang telah memberikan bayak ilmu kepada penulis.
5. Khairunnisa' yang selalu membantu dan memberikan dukungan.
6. Nurdin Sugiantoro dan Karimatun Nisa' selaku teman seperjuangan PSSL yang telah memberikan berbagai masukan yang bermanfaat.
7. Seluruh sahabat penulis, S2 Teknik Sistem Tenaga ITS angkatan 2018 atas segala kekompakan, semangat dan bantuannya.
8. Semua pihak yang tidak dapat disebutkan satu persatu dalam penyelesaian

Surabaya, 19 Desember 2019

Penulis

Halaman ini sengaja dikosongkan

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	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan	3
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Kontribusi	4
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA	5
2.1 Kajian Penelitian Terkait	5
2.2 Dasar Teori	6
2.2.1 <i>Dynamic Direct Current Optimal Power Flow (DDCOPF)</i>	6
2.2.2 <i>Mixed integer quadratic programming (MIQP)</i>	7
2.2.3 <i>Microgrid</i>	8
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 Sistem IEEE 30 bus modifikasi	18
3.2 Pemodelan <i>wind farm</i>	20
3.3 Data Tiap pembangkit	24
3.4 Penyelesaian DDCOPF menggunakan <i>Mixed Integer Quadratic Programming</i>	27
3.4.1 Pembentukan Fungsi Objektif	27
3.4.2 Pembentukan <i>constraints</i>	28

3.4.3	Urutan penyelesaian DDCOPF dengan contoh sistem 3 bus	30
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN		45
4.1	Profil pembebanan yang diskalakan.....	45
4.2	Studi kasus 1.....	46
4.2.1	Pengujian tanpa <i>wind farm</i>	46
4.2.2	Pengujian dengan <i>wind farm</i>	48
4.2.3	Perbandingan <i>microgrid</i> dengan <i>wind farm</i> dan tanpa <i>wind farm</i> ...	49
4.3	Studi kasus 2.....	51
4.3.1	Perbandingan Baterai dan Tanpa baterai	52
4.3.2	Pembangkitan 3 kondisi harga baterai.....	55
4.3.3	SOC baterai tiap kondisi.....	58
4.3.4	Perbandingan harga tiap kondisi.....	61
4.4	Studi kasus 3.....	62
4.4.1	Perbandingan rugi-rugi saluran tiap kondisi.....	62
4.4.2	Perbandingan total biaya pembangkitan tiap kondisi	64
BAB 5 PENUTUP		67
5.1	Kesimpulan.....	67
5.2	Saran.....	67
DAFTAR PUSTAKA.....		69
LAMPIRAN		71
RIWAYAT PENULIS		109

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Ilustrasi <i>wind turbine</i>	10
Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian.....	15
Gambar 3. 2 Rencana modifikasi sistem IEEE 30 Bus.....	18
Gambar 3. 3 Grafik daya output <i>wind farm</i> selama 24 jam	23
Gambar 3. 4 Fungsi biaya <i>diesel generator</i>	25
Gambar 3. 5 Fungsi biaya <i>micro turbine</i>	26
Gambar 3. 6 Fungsi biaya PLN.....	27
Gambar 3. 7 Sistem sederhana 3 bus dengan baterai	30
Gambar 4. 1 Profil pembebanan Jawa-Bali dalam 1 hari.....	46
Gambar 4. 2 Perbandingan daya keluaran tiap PV	47
Gambar 4. 3 Grafik pembangkitan tanpa <i>wind farm</i>	48
Gambar 4. 4 Grafik pembangkitan dengan menggunakan <i>wind farm</i>	49
Gambar 4. 5 Perbandingan total biaya pembangkitan wind dan no wind.....	50
Gambar 4. 6 Perbandingan daya output PV dan <i>wind farm</i>	50
Gambar 4. 7 Grafik pembangkitan tanpa baterai	52
Gambar 4. 8 Pembangkitan dengan baterai.....	52
Gambar 4. 9 Perbandingan total biaya dengan baterai dan tanpa baterai	53
Gambar 4. 10 Grafik pembangkitan harga \$0.....	56
Gambar 4. 11 Grafik pembangkitan harga <i>charge-discharge</i> \$0.105.....	56
Gambar 4. 12 Grafik pembangkitan harga <i>charge</i> \$0.105 dan <i>discharge</i> \$0.21 ..	57
Gambar 4. 13 SOC pada kondisi harga <i>charge-discharge</i> \$0.....	58
Gambar 4. 14 SOC pada kondisi harga <i>charge-discharge</i> \$0.105.....	58
Gambar 4. 15 SOC pada kondisi harga <i>charge</i> \$0.105 dan <i>discharge</i> \$0.21	59
Gambar 4. 16 Grafik perbandingan total biaya pembangkitan tiap	61
Gambar 4. 17 Perbandingan pada kondisi 1.....	63
Gambar 4. 18 Perbandingan pada kondisi 2.....	63
Gambar 4. 19 Perbandingan total biaya pembangkitan 2 kondisi.....	64

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Letak pembangkit tiap bus IEEE 30 bus modifikasi.....	19
Tabel 3. 2 Data Saluran IEEE 30 bus modifikasi.....	19
Tabel 3. 3 Data beban tiap bus IEEE 30 bus modifikasi.....	20
Tabel 3. 4 Kecepatan angin Sidrap tiap jam	20
Tabel 3. 5 Datasheet <i>Wind turbine</i>	21
Tabel 3. 6 Daya <i>wind farm</i> selama 24 jam.....	23
Tabel 3. 7 Daya keluaran PV	24
Tabel 3. 8 Parameter Baterai.....	25
Tabel 3. 9 Parameter <i>Diesel generator</i>	25
Tabel 3. 10 Data <i>Micro turbine</i>	26
Tabel 3. 11 Parameter <i>utility</i>	27
Tabel 4. 1 Sistem pengujian Tanpa <i>wind farm</i>	46
Tabel 4. 2 Pembangkitan tanpa baterai	54
Tabel 4. 3 Pembangkitan Dengan Baterai.....	54
Tabel 4. 4 Perubahan SOC pada harga <i>charge-discharge</i> \$0	59
Tabel 4. 5 Perubahan SOC pada harga <i>charge-discharge</i> \$0.105	60
Tabel 4. 6 Perubahan SOC pada harga <i>charge</i> \$0.105 dan <i>discharge</i> \$0.21.....	60
Tabel 4. 7 perhitungan keuntungan harga <i>charge</i> \$0.105 dan <i>discharge</i> \$0.21 ...	62
Tabel 4. 8 Perbandingan total <i>losses</i> selama 24 jam dari dua kondisi	64
Tabel 4. 9 Total biaya akibat <i>losses</i>	65
Tabel 4. 10 Total biaya pembangkitan setelah mempertimbangkan <i>losses</i>	65

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Jumlah permintaan energi listrik meningkat begitu pesat setiap tahunnya. Salah satu penyebabnya adalah kemajuan teknologi yang dalam pengoperasiannya tidak lepas dari energi listrik. Pembangkit energi listrik saat ini menyuplai kebutuhan energi listrik lebih banyak menggunakan pembangkit termal. Di mana pembangkit termal ini menggunakan bahan bakar fosil seperti batu bara. Namun, jumlah batu bara semakin menipis dan beban terus bertambah. Hal ini mengakibatkan perusahaan *utility* mengalami kesulitan dalam menyediakan energi listrik yang cukup untuk konsumen. Untuk itu diperlukan pembangkit baru yang dapat menekan penggunaan batu bara. Saat ini energi terbarukan adalah salah satu pilihan untuk mengatasi permasalahan tersebut dan sangat masif perkembangannya.

Energi terbarukan yang bersumber dari angin, cahaya matahari dan air dapat dimanfaatkan untuk pembangkit energi listrik dalam sistem *microgrid*. *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 [1].

Energi terbarukan merupakan energi yang tidak membutuhkan biaya bahan bakar. Selain tidak membutuhkan bahan bakar, energi terbarukan hanya menimbulkan emisi yang sangat minimal. Salah satu energi terbarukan yang berpotensi adalah PV yang dapat mengeluarkan daya sekitar 11 jam yaitu sekitar jam 7 pagi sampai jam 5 sore [2], [3]. Namun, karena PV hanya menghasilkan daya di jam-jam tertentu sehingga masih membutuhkan daya yang besar dari pembangkit fosil. Namun, *wind farm* memiliki potensi yang cukup besar bergantung pada daerah pembangunannya. Seperti di Sidrap, Sulawesi Selatan, Indonesia yang memiliki potensi angin dengan kecepatan angin yang ada di setiap jam [4]. Sehingga, dapat lebih meminimalkan harga pembangkitan dari sistem.

Namun, sifat energi terbarukan adalah *intermittent* atau tidak stabil sehingga terdapat kendala dalam suplai energi listrik ke beban. Untuk mengatasi masalah *intermittent* tidak cukup hanya mempertimbangkan distribusi angin karena masih memiliki resiko adanya rugi daya yang hilang. Untuk mengatasi daya yang berlebih karena keadaan *intermittent* dapat menggunakan BES. BES dapat menyimpan daya yang berlebih (*charging*) dan dapat menyalurkan ke beban (*discharging*) pada saat yang diperlukan [3]. Proses *charging* dan *discharging* dari BES ini dapat mengatasi masalah biaya dalam *microgrid* dengan memberikan harga ketika proses *charging* maupun proses *discharging* [5]. Daya yang dikirimkan dari suatu bus ke bus lain dapat berkurang karena adanya *losses* sehingga *losses* perlu dipertimbangkan[6], [7].

Untuk mendapatkan optimasi biaya minimal dalam sistem dapat dihitung menggunakan *optimal power flow* (OPF) [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],[10]. Perhitungan DCOPF untuk sistem yang kompleks terlalu rumit jika menggunakan perhitungan manual sehingga diperlukan metode optimasi. [11], [12] menggunakan optimasi *metaheuristic* untuk menyelesaikan permasalahan OPF. Namun optimasi *metaheuristic* memiliki waktu perhitungan yang lambat dan hasil yang berubah-ubah. Dengan menggunakan optimasi berbasis *differential* dapat mempercepat perhitungan dengan hasil yang tidak berubah-ubah seperti *mixed integer quadratic programming* [5].

Penelitian ini mengusulkan suatu sistem *microgrid* yang terhubung secara on grid. *Microgrid* dalam sistem ini terdiri dari energi terbarukan PV, WT, DG, serta BES. Kemudian pada sistem ini dilakukan optimasi untuk mendapatkan harga minimum dari keseluruhan sistem dengan mempertimbangkan *wind farm*. Selain mempertimbangkan *wind farm*, penelitian ini juga mempertimbangkan harga *charge-discharge* untuk BES dan *losses* saluran pada sistem *microgrid*.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengoptimalkan pengoperasian dari sistem *microgrid* dengan mempertimbangkan *wind farm*, harga *charge-discharge* baterai dan juga *losses*. Dalam pengoptimalan ini terdapat beberapa

constraints seperti *ramp rate*, kapasitas saluran, pembangkitan maksimal dan minimal setiap pembangkit dan *state of charge* BES. Metode *Dynamic direct current optimal power flow* digunakan untuk mendapatkan besar daya yang dibangkitkan masing-masing pembangkit selama 24 jam dengan tidak melanggar *constraints*. *Dynamic direct current optimal power flow* akan diselesaikan dengan menggunakan *mixed integer quadratic programming*.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada penelitian ini diuraikan sebagai berikut:

1. Bagaimana implementasi *dynamic direct current optimal power flow* pada *microgrid* yang terintegrasi dengan DG, *micro turbine* PV, *wind farm* dan BES dengan mempertimbangkan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda dan harga *losses*
2. Bagaimana pembebanan optimal setiap pembangkit untuk suplai beban dengan memperhatikan kapasitas saluran, *ramp rate*, *wind farm* dan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda
3. Bagaimana pengaruh pemberian harga *losses* pada sistem *microgrid*.

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 DG, *micro turbine* PV, *wind farm* dan BES.
2. Mendapatkan dan mengetahui pembebanan optimal dengan mempertimbangkan kapasitas saluran, *ramp rate*, *wind farm*, kapasitas generator dan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda.
3. Mengetahui pengaruh pemberian harga *losses* pada sistem *microgrid*

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Tidak memperhatikan peralatan elektronika daya
2. Tidak memperhatikan penempatan dan *sizing* baterai yang optimal

3. Menggunakan sistem IEEE 30 bus modifikasi
4. Tidak mempertimbangkan umur baterai
5. Mengabaikan proses jual beli energi dengan perusahaan *utility*
6. Semua pembangkit diasumsikan selalu beroperasi dan terkoneksi ke sistem
7. Pemodelan menggunakan MATLAB

1.5 Kontribusi

Kontribusi penelitian ini adalah dapat melakukan optimasi sistem *microgrid* yang terintegrasi dengan *micro turbine*, *diesel generator*, PV, *wind turbine* dan BES dengan mempertimbangkan pengaruh *wind farm* dan harga dari *charge-discharge* baterai serta memberi harga pada *losses*.

BAB 2

KAJIAN PUSTAKA

Dalam studi aliran daya optimal (*optimal power flow*), terdapat banyak faktor yang dapat dipertimbangkan seperti penambahan beban setiap tahunnya. Sehingga membutuhkan pembangkitan yang lebih banyak, Untuk mengatasi itu muncul pembangkitan dalam skala kecil yang biasa disebut dengan *microgrid*. *Microgrid* ini terdiri dari beberapa energi terbarukan (*renewable energy*) yang dapat mengatasi masalah penambahan beban. Sehingga *microgrid* ini dapat terhubung dengan *main grid* yang biasa disebut dengan *on grid*. Energi terbarukan pada *microgrid* ini memiliki masalah *intermittent* sehingga perlu ditambahkan *energy storage* seperti baterai. Baterai sendiri memiliki kondisi *charging* dan *discharging*. Dimana kedua kondisi ini dapat menghasilkan biaya, baik ketika *charging* maupun *discharging* sehingga perlu dipertimbangkan. *Losses* yang diakibatkan konduktansi saluran dapat membuat energi listrik yang disalurkan berkurang sehingga perlu dipertimbangkan.

2.1 Kajian Penelitian Terkait

Beberapa penelitian telah dilakukan untuk mengetahui penambahan *microgrid* dengan *energy storage* untuk mengatasi *intermittent* atau penetrasi dari energi terbarukan seperti pada [13]. Namun pada penelitian yang dilakukan tidak mempertimbangkan harga baterai dan tidak mempertimbangkan integrasi *wind farm*. Pada penelitian yang dilakukan pada [11] mempertimbangkan integrasi dari *wind turbine* namun tidak mempertimbangkan harga *charge-discharge* berbeda dan tidak memberi biaya pada *losses*. Penelitian [6] melakukan penelitian *dynamic economic dispatch* mempertimbangkan *losses* dengan membandingkan beberapa metode seperti *Quadratically Constrained Quadratic Programming*. [7] melakukan penelitian mengenai DCOPF mempertimbangkan *transmission losses* pada skala besar. [6], [7] tidak mempertimbangkan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda.

Penelitian lain yang dilakukan oleh [5] membahas mengenai cara mengatasi perambahan beban dengan menggunakan *microgrid* dan baterai. Pada penelitian ini baterai digunakan untuk mengatasi masalah *intermittent* atau penetrasi dari energi terbarukan dengan mempertimbangkan harga *charge-discharge* baterai. Namun pada penelitian ini tidak mempertimbangkan integrasi *wind farm* dan mempertimbangkan harga *losses* pada *microgrid*. Referensi [5], [11], [13]–[15] menjadi dasar penulis untuk melakukan penelitian *Dynamic DCOPF* dengan mempertimbangkan harga *charge-discharge* baterai dan *wind farm*.

2.2 Dasar Teori

Dalam sub bab ini akan dibahas mengenai teori yang digunakan dalam penelitian. Teori-teori yang akan dibahas adalah mengenai *dynamic direct current power flow, microgrid, DG, wind turbine, BES, utility grid, losses*. Hal-hal tersebut akan dijabarkan secara runtut pada sub-sub bab 2.2.1 hingga 2.2.3.

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

DC OPF sendiri merupakan perhitungan yang berbasis pada *Alternating Current Optimal Power Flow (AC OPF)* dengan mengabaikan daya reaktif (Q) dalam sistem. DC OPF pada dasarnya merupakan perhitungan gabungan antara *economic dispatch* dan *power flow*. Di mana dengan menggunakan DC OPF akan mendapatkan daya yang dapat dibangkitkan unit pembangkit pada tiap-tiap bus dengan mendapatkan biaya paling minimal.

Tujuan utama DC OPF adalah untuk mendapatkan biaya paling minimal dengan batasan-batasan atau *constraints* pada DC PF. DC OPF merupakan suatu perhitungan yang sebenarnya bukan menghitung daya DC pada sistem namun tetap daya AC. Perhitungan ini mengasumsikan bahwa besar tegangan bernilai tetap yaitu 1.0 pu. Pada [16] Persamaan dari DC PF dapat dinyatakan sebagai berikut:

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

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

Dimana:

P_{ij} = Daya yang mengalir dari bus i ke bus j

P_i = Daya yang dibangkitkan pada bus i

θ_i, θ_j = Sudut yang dihasilkan pada bus i atau bus j

x_{ij} = Saluran yang menghubungkan bus i dan bus j

Persamaan 2.1 sampai 2.2 merupakan persamaan untuk analisis *direct current power flow*. Untuk menghitung *optimal power flow* berdasarkan persamaan 2.2 dapat dituliskan sebagai fungsi *lagrange*. Fungsi *lagrange* merupakan fungsi yang terdiri antara fungsi objektif dan *constraints*. Menurut [16] fungsi tersebut dapat dituliskan seperti berikut:

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

Dimana:

$F_i(P_i)$ = Fungsi biaya pada pembangkitan ke-i

λ = Konstanta pengali lamda

\emptyset = *constraints*

Dari persamaan 2.3 akan didapatkan biaya minimal pembangkitan tiap generator. Untuk menyelesaikan *direct current optimal power flow* dalam kondisi pembebanan dengan periode waktu berbeda selama 24 jam digunakan *dynamic DCOPF*.

2.2.2 *Mixed integer quadratic programming (MIQP)*

Mixed integer quadratic programming adalah metode yang digunakan untuk menyelesaikan persamaan optimasi yang hanya memiliki maksimal orde 2 atau persamaan kuadrat. Penelitian ini menggunakan MIQP dari toolbox OPTI [17] Persamaan – persamaan yang digunakan pada MIQP adalah sebagai berikut:

1. Fungsi Objektif

$$F(x) = \min \frac{1}{2} x^T Hx + f^T x \quad (2.4)$$

2. *Equality constraint* Linier

$$A_{eq} x = b_{eq} \quad (2.5)$$

3. *Inequality constraint Linier*

$$Ax \leq b \quad (2.6)$$

4. *Quadratic inequality constraint*

$$x^T Qx + l^T x \leq r \quad (2.7)$$

5. *Low and up boundary constraint*

$$l_b \leq x \leq u_b \quad (2.8)$$

6. *Integer constraint*

$$x_i \in Z \quad (2.9)$$

2.2.3 *Microgrid*

Microgrid yang digunakan terdiri dari DG, PV, WT dan BES. Setiap pembangkit akan dijelaskan lebih rinci pada poin-poin berikut:

a. Pembangkit *micro turbine*

Micro turbine merupakan dengan *turbine* yang memanfaatkan bahan bakar gas maupun cair. Terdapat beberapa *turbine* saat ini yaitu *micro hidro turbine* dan *micro gas turbine*. Pembangkit *micro turbine* ini memiliki kapasitas dari 25 kW hingga 500 kW. 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:

$$F(P_{MT}) = aP_{MT}^2 + bP_{MT} + c \quad (2.10)$$

Di mana:

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

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

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

b. Pembangkit *diesel generator*

Pembangkit *diesel generator* merupakan pembangkit yang memanfaatkan bahan bakar fosil. Pembangkit *diesel generator* sendiri memiliki efisiensi yang cukup tinggi. Pembangkit ini digunakan sebagai *back up* ketika beban berada pada keadaan puncak. Pembangkit ini lebih difungsikan sebagai *back up* karena harga bahan bakar yang cukup mahal.

Fungsi biaya dari *diesel generator* dipengaruhi oleh harga bahan bakar dan dapat dimodelkan melalui persamaan berikut:

$$F(P_{DG}) = aP_{DG}^2 + bP_{DG} + c \quad (2.11)$$

Di mana:

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

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

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

c. Pembangkit *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:

$$P_{pv} = M(P_{STC} \frac{G}{G_{STC}} (1 + \alpha(T_c - T_r))) \quad (2.12)$$

Di mana:

P_{pv} = Daya output (Watt)

M = Jumlah modul PV

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

G = Radiasi aktual (W/m^2)

G_{STC} = Radiasi saat *STC* ($1000 W/m^2$)

α = Koefisien temperatur untuk daya modul ($\%/^{\circ}C$)

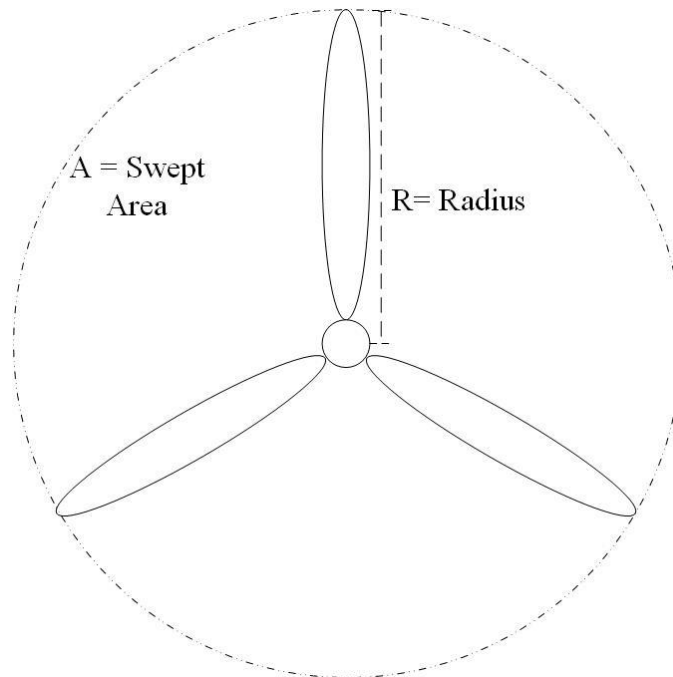
T_c = Temperatur sel ($^{\circ}C$)

T_r = Temperatur saat *STC* ($25^{\circ}C$).

d. Pembangkit *wind turbine*

Wind turbine merupakan pembangkit yang memanfaatkan kecepatan angin dalam membangkitkan daya. Daya output dari *wind turbine* dipengaruhi oleh beberapa variable yaitu dari kerapatan udara, kecepatan

angin dan luas putaran baling-baling turbin. Ilustrasi dari baling-baling *wind turbine* dapat dilihat pada Gambar 2.1.



Gambar 2. 1 Ilustrasi *wind turbine*

Di mana persamaan daya output dari *wind turbine* adalah sebagai berikut [18]:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.13)$$

Di mana:

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

ρ = Kerapatan udara (kg/m^3)

A = *Swept area* (m^2)

v = Kecepatan angin (m/s)

C_p = koefisien daya (0.59)

e. BES

BES merupakan salah satu peralatan penyimpanan energi listrik. BES mempunyai kemampuan *charging* maupun *discharging*. Ketika BES melakukan *charging*, BES berperan sebagai beban dalam sistem. Dan

sebaliknya ketika *discharging*, BES berperan sebagai pembangkit dalam sistem. Dengan adanya dua proses utama ini BES dapat berfungsi untuk menyimpan kelebihan energi listrik ketika beban rendah dan dapat berfungsi untuk menyuplai energi listrik ke beban ketika beban puncak. Sehingga fungsi biaya baterai dibagi menjadi dua yaitu ketika *discharging* dan *charging* sebagai berikut:

$$F(P_{dis}) = \gamma_{dis}(ud.P_{dis}) \quad (2.14)$$

$$F(P_{char}) = \gamma_{char}(uc.P_{char}) \quad (2.15)$$

BES yang terintegrasi pada sistem membuat perubahan pada *constraints* DCOPTF. Sehingga terdapat beberapa persamaan yang dapat dituliskan sebagai berikut:

$$E^t = E_0 - \sum_{t=1}^T P_{dis}^t - P_{char}^t \quad (2.16)$$

$$E^T = E^{fin} \quad (2.17)$$

$$E^0 = E^{init} \quad (2.18)$$

Di mana:

$F(P_{dis})^t$ = Fungsi biaya *discharging* baterai pada periode t

$F(P_{char})^t$ = Fungsi biaya *charging* baterai pada periode t

$\gamma_{dis}, \gamma_{char}$ = Koefisien biaya *charge-discharge* baterai

ud^t, uc^t = Keadaan *charge-discharge* baterai pada periode t

P_{dis}^t, P_{char}^t = Daya *charge-discharge* baterai pada periode t

E^t = Energi tersimpan dalam BES pada periode t

E^{fin} = energi final (akhir)

E^{init} = energi *initial* (awal)

f. *Utility*

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 *microgrid* akan dibatasi oleh kapasitas trafo. Fungsi biaya dari *utility* dapat diasumsikan sebagai harga jual listrik per kWh. Persamaan fungsi biaya dapat ditulis sebagai berikut:

$$F(P_{utility}) = \frac{\text{harga listrik per kwh dalam IDR}}{\text{kurs USD ke IDR}} \times P_{utility} \quad (2.19)$$

Dimana:

$F(P_{utility})$	= Harga listrik <i>utility</i> (PLN) (\$)
$P_{utility}$	= Daya yang disuplai <i>utility</i> (PLN) (kW)
harga listrik	= Bernilai Rp 1.467,28/kWh
kurs USD ke IDR	= Rp 13.947,31

g. Rugi-rugi saluran pada sistem DC

Rugi-rugi saluran pada sistem adalah sesuatu yang perlu dipertimbangkan karena berpengaruh dengan pasokan listrik ke beban tiap waktu. Pada umumnya perhitungan DC OPF merupakan pendekatan dari AC OPF yang mengabaikan memperhitungkan rugi-rugi saluran. Namun dengan mempertimbangkan saluran, DC OPF dapat menjadi lebih akurat mendekati AC OPF. Rugi-rugi dalam sistem AC OPF dinyatakan sebagai berikut:

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j [g_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + b_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (2.20)$$

Di mana:

P_{ij}	= aliran daya aktif yang mengalir dari bus i ke bus j
g_{ij}	= konduktansi saluran
b_{ij}	= suseptansi saluran
$V_i V_j$	= Magnitude tegangan pada bus i ke bus j
$\theta_i \theta_j$	= Sudut tegangan pada bus i ke bus j

Dari persamaan 2.20, rugi-rugi saluran transmisi dapat ditulis dengan menggunakan persamaan 2.21 berikut:

$$\begin{aligned} S_{ij} &= P_{ij} + P_{ji} \\ &= (V_i^2 + V_j^2)g_{ij} - 2V_iV_jg_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j) \end{aligned} \quad (2.21)$$

Dalam operasi normal jaringan transmisi AC, tegangan magnitude mendekati 1 p.u., dan perbedaan sudut fasa yang melalui suatu saluran umumnya juga kecil. Sehingga sudut pada $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx 0$. Dengan mengaplikasikan deret Taylor pada persamaan 2.30 maka pendekatan dari persamaan rugi-rugi saluran adalah sebagai berikut:

$$S_{ij} = 2g_{ij} - 2g_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j) \quad (2.22)$$

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1 - 0.5(\theta_i - \theta_j)^2 \quad (2.23)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan 2.23 ke persamaan 2.22 maka persamaan rugi-rugi saluran dapat didekati menjadi persamaan 2.24 [6]:

$$S_{ij} = g_{ij}(\theta_i - \theta_j)^2 \quad (2.24)$$

di mana g_{ij} dapat ditulis menjadi persamaan berikut:

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} \quad (2.25)$$

Kemudian dari persamaan 2.24 akan diberi harga dan meminimalkan harga yang diakibatkan oleh rugi-rugi transmisi.

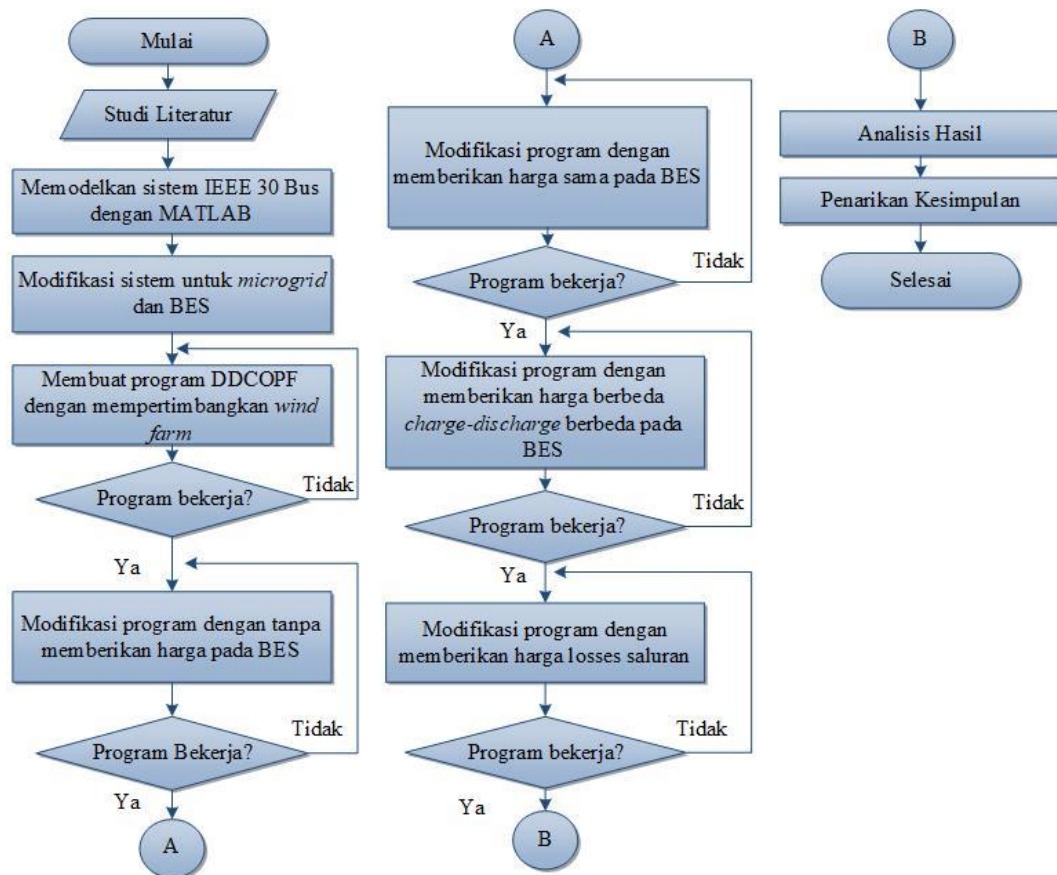
$$F(S_{ij}) = \frac{\text{harga listrik per kwh dalam IDR}}{\text{kurs USD ke IDR}} (g_{ij}(\theta_i - \theta_j)^2) \quad (2.26)$$

$$F(S_{ij}) = k(g_{ij}(\theta_i - \theta_j)^2) \quad (2.27)$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB 3 METODOLOGI 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 BES.



Gambar 3. 1 Diagram alir penelitian

Gambar 3.1 menunjukkan diagram alir penelitian yang akan dilakukan selama penelitian hingga mencapai kesimpulan. Diagram penelitian ini dapat diuraikan dalam beberapa langkah:

1. Langkah 1 (Studi Literatur)

yang dimulai dari studi literatur 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 perhitungan secara numerik. Cara lainnya yaitu 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. Untuk menguji *inequality constraints* juga dilakukan dengan cara memberi nilai yang dapat melanggar *constraints* tersebut, jika nilai 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 kasus operasi)

Setelah program DDCOPF bekerja dengan baik, selanjutnya adalah memberlakukan beberapa kasus. Kasus 1 adalah memberlakukan beban tidak lebih dari kapasitas pembangkitan. Hal ini dilakukan agar dapat mengetahui efek dari penambahan BES dan *wind turbine* pada pembangkitan. Kasus 2 adalah memberlakukan beban melebihi kapasitas pembangkitan Kasus ini diberlakukan untuk mengetahui peran BES ketika keadaan *intermittent*.

6. Langkah 6 (Pemberian asumsi pada BES)

Setelah pemberlakuan beberapa kasus tersebut, selanjutnya adalah pemberian harga pada BES. Pemberian harga diberikan untuk dua kondisi BES yaitu ketika berfungsi sebagai beban (*charging*) dan berfungsi sebagai generator (*discharging*). Harga *charging* ini diibaratkan melakukan pembelian daya ke *utility* akibat daya pada *microgrid* tidak memenuhi untuk pengisian BES. Sedangkan harga *discharging* merupakan harga daya BES yang dijual ke *utility* ketika beban dalam sistem *microgrid* telah terpenuhi dan BES memiliki daya yang diperbolehkan untuk dijual. Pemberian harga BES ini akan dilakukan berdasarkan 3 asumsi:

a. Asumsi 1 (BES merupakan milik pihak *microgrid*)

Dalam asumsi ini akan diberlakukan dua skema harga baterai. Pertama adalah ketika harga *charge* dan *discharge* memiliki harga yang sama. Kedua adalah ketika hanya diberikan harga ketika *discharging* dan harga *charging* nol

b. Asumsi 2 (BES merupakan milik pihak ke-3)

Asumsi ini akan diberlakukan harga *discharge* yang lebih tinggi dibandingkan dengan harga *charge*. Ini dikarenakan pihak ke-3 ingin mendapatkan keuntungan lebih banyak dari penjualan. Pada asumsi ini pihak ke-3 akan membeli energi listrik dari *utility*.

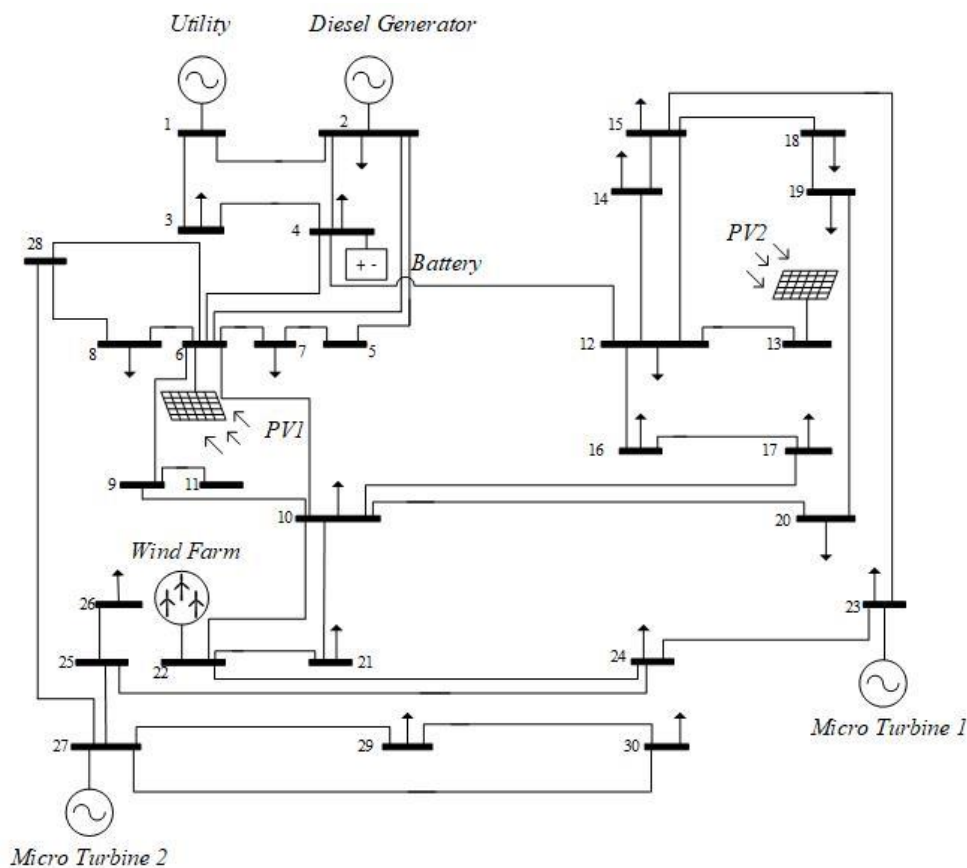
7. Langkah 7

Pada langkah ini, diberikan harga *losses* saluran pada fungsi objektif untuk mendapatkan hasil semirip mungkin dengan AC OPF. Setelah menyederhanakan persamaan *losses* dari AC OPF, maka persamaan tersebut dapat dimasukkan dalam Hessian matriks.

8. Langkah 8

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. Juga dilakukan perbandingan antara harga *charge-discharge* yang berbeda. Kemudian melakukan penarikan kesimpulan.

3.1 Sistem IEEE 30 bus modifikasi



Gambar 3. 2 Rencana modifikasi sistem IEEE 30 Bus

Untuk penelitian yang akan dilakukan akan menggunakan sistem IEEE 30 bus yang dimodifikasi. Modifikasi sistem akan dilakukan seperti pada Gambar 3.2. untuk letak tiap pembangkit pada tiap bus dapat lebih jelas dilihat pada Tabel 3.1. Data saluran dan beban dapat dilihat pada Tabel 3.2 dan 3.3.

Tabel 3. 1 Letak pembangkit tiap bus IEEE 30 bus modifikasi

Bus	Pembangkit
1	<i>Utility (PLN)</i>
2	<i>Diesel generator</i>
4	<i>Battery</i>
6	<i>PV 1</i>
13	<i>PV 2</i>
22	<i>Wind farm</i>
23	<i>Micro turbine 1</i>
27	<i>Micro turbine 2</i>

Tabel 3. 2 Data Saluran IEEE 30 bus modifikasi

Dari Bus	Ke Bus	X (p.u)	Kapasitas Saluran (kW)	Dari Bus	Ke Bus	X (p.u)	Kapasitas Saluran (kW)
1	2	0.06	130.00	15	18	0.22	16.00
1	3	0.19	130.00	18	19	0.13	16.00
2	4	0.17	65.00	19	20	0.07	32.00
3	4	0.04	130.00	10	20	0.21	32.00
2	5	0.2	130.00	10	17	0.08	32.00
2	6	0.18	65.00	10	21	0.07	32.00
4	6	0.04	90.00	10	22	0.15	32.00
5	7	0.12	70.00	21	22	0.02	65.00
6	7	0.08	130.00	15	23	0.2	16.00
6	8	0.04	65.00	22	24	0.18	16.00
6	9	0.21	65.00	23	24	0.27	16.00
6	10	0.56	32.00	24	25	0.33	32.00
9	11	0.21	65.00	25	26	0.38	16.00
9	10	0.11	65.00	25	27	0.21	32.00
4	12	0.26	65.00	28	27	0.4	65.00
12	13	0.14	65.00	27	29	0.42	16.00
12	14	0.26	32.00	27	30	0.6	16.00
12	15	0.13	32.00	29	30	0.45	16.00
12	16	0.2	32.00	8	28	0.2	32.00
14	15	0.2	16.00	6	28	0.06	32.00
16	17	0.19	16.00				

Tabel 3. 3 Data beban tiap bus IEEE 30 bus modifikasi

Bus	Beban (kW)	Bus	Beban (kW)
1	0.0	16	3.5
2	21.7	17	9.0
3	2.4	18	3.2
4	67.6	19	9.5
5	34.2	20	2.2
6	0	21	17.5
7	22.8	22	0.0
8	30.0	23	3.2
9	0.0	24	8.7
10	5.8	25	0.0
11	0.0	26	3.5
12	11.2	27	0.0
13	0.0	28	0.0
14	6.2	29	2.4
15	8.2	30	10.6

3.2 Pemodelan *wind farm*

Pemodelan *wind farm* ini menggunakan data kecepatan angin dari daerah Sidrap, Sulawesi Selatan, Indonesia. Di mana kecepatan angin dari daerah tersebut didapatkan dari [4]. Dalam sumber tersebut dapat dilihat data historis kecepatan angin tiap jam hingga tiap tahun. Dari sumber tersebut data angin didapatkan seperti pada table 3.4.

Tabel 3. 4 Kecepatan angin Sidrap tiap jam

Jam	Kecepatan Angin (m/s)
00.00-01.00	8.2
01.00-02.00	8.36
02.00-03.00	8.51
03.00-04.00	8.6
04.00-05.00	8.63
05.00-06.00	8.65
06.00-07.00	8.52
07.00-08.00	8.05
08.00-09.00	7.25
09.00-10.00	6.93
10.00-11.00	6.87
11.00-12.00	6.96

Tabel 3. 5 Kecepatan angin Sidrap tiap jam (lanjutan)

Jam	Kecepatan Angin (m/s)
12.00-13.00	7.11
13.00-14.00	7.32
14.00-15.00	7.46
15.00-16.00	7.44
16.00-17.00	7.21
17.00-18.00	6.9
18.00-19.00	6.76
19.00-20.00	6.88
20.00-21.00	7.13
21.00-22.00	7.41
22.00-23.00	7.74
23.00-24.00	8.01

Dari data kecepatan angin tersebut akan dilakukan perhitungan untuk mendapatkan daya output dari *wind turbine*. *Wind turbine* yang digunakan dalam permodelan ini merupakan *wind turbine* dengan kapasitas 7.5 kW [19]. Spesifikasi dari *wind turbine* ini dapat dilihat pada Tabel 3.5.

Tabel 3. 6 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:	-

Tabel 3. 7 Datasheet *Wind turbine* (lanjutan)

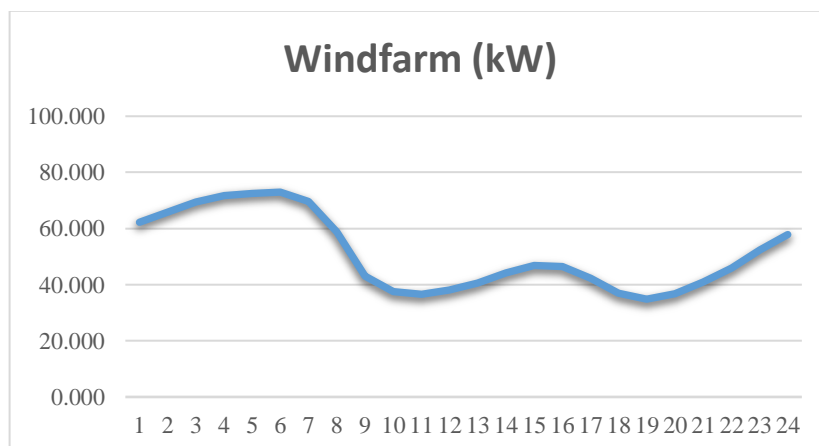
	Power density 1:	240.4
		W/m²
	Power density 2:	4.2 m ² /kW
Gear box		Weight
Type:	direct drive	Single blade: -
Stages:	-	Hub: -
Ratio:	-	Rotor: -
Manufacturer:	-	Nacelle: -
		Tower, max: -
		Total weight: 0.4 t
Generator		Miscellaneous
Type:	synchronous permanent	Installation: -
Number:	1	Offshore: 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:	-	

Datasheet tersebut digunakan untuk mencari daya *output wind turbine* dengan menggunakan persamaan 2.13. Setelah memasukkan data – data dari Tabel 3.4 dan 3.5 maka didapatkan daya output *wind turbine* dan *wind farm* seperti pada Tabel 3.6.

Tabel 3. 8 Daya *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

Dari Tabel tersebut dapat dilihat grafik daya output *wind farm* tiap jam seperti pada Gambar 3.3.



Gambar 3. 3 Grafik daya output *wind farm* selama 24 jam

3.3 Data Tiap pembangkit

Pada sub bab ini ditampilkan parameter-parameter masing-masing pembangkit. Parameter-parameter dari masing-masing pembangkit yang ditampilkan adalah sebagai berikut:

1. *Photovoltaic*

Data dari *photovoltaic* diambil dari Gedung AJ Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember. *Photovoltaic* array yang digunakan merupakan 900 WP yang terdiri dari 8 modul *polycrystalline* 80 WP dan 4 modul *monocrystalline* 65 WP. Daya keluaran PV ini dapat dilihat pada Tabel 3.7

Tabel 3. 9 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

Data dari Tabel 3.5 akan disusun menjadi 100unit dan 120 unit. PV dengan 100 unit 900 WP ditempatkan pada bus 13 dan untuk PV dengan 120unit ditempatkan pada bus 6.

2. Baterai

Pada penelitian ini menggunakan baterai *lead acid* MT122050FT dengan kapasitas 205 Ah dan tegangan 12 V. Kemudian 8 unit baterai tersebut disusun 6 seri dan 2 paralel sehingga memiliki kapasitas 30 kWh. Baterai ini ditempatkan pada bus 4. Parameter baterai yang digunakan dalam penelitian ini ditunjukkan pada Tabel 3.8

Tabel 3. 10 Parameter Baterai

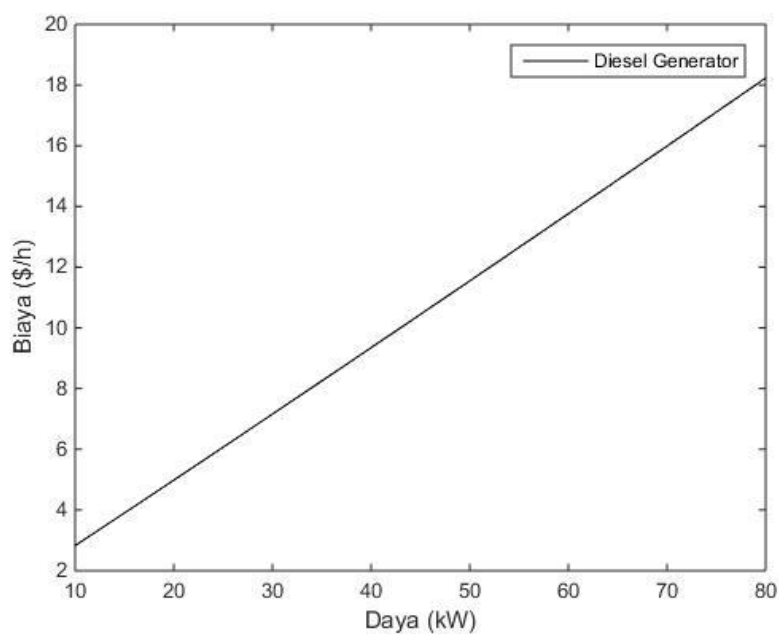
Kapasitas (kWh)	SOC min	SOC max	SOC awal	Max discharge	Max Charge
30	20%	100%	20%	6 kW	3 kW

3. *Diesel generator*

Penelitian ini menggunakan *diesel generator* berkapasitas 80 kW (*cummins power C100 D2R*) dengan rincian parameter seperti pada Tabel 3.9 dan grafik pada Gambar 3.4.

Tabel 3. 11 Parameter *Diesel generator*

P min (kW)	Pmax (kW)	Koefisien biaya		
		a	b	c
10	80	0.00006785	0.214	0.67875



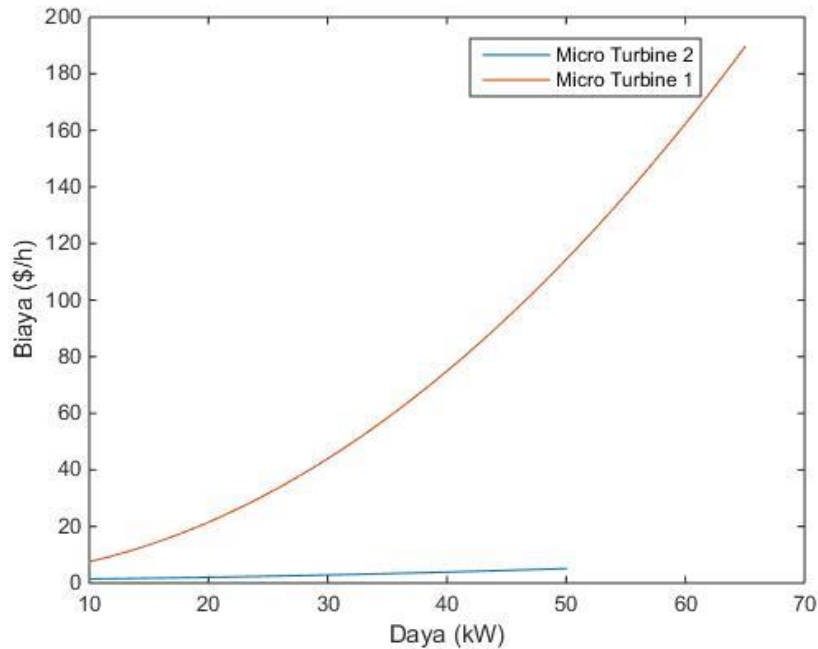
Gambar 3. 4 Fungsi biaya *diesel generator*

4. *Micro turbine*

Data *micro turbine* pada penelitian ini ada pada Tabel 3.10 dan grafik pada Gambar 3.5

Tabel 3. 12 Data *Micro turbine*

P min (kW)	Pmax (kW)	Koefisien biaya		
		a	b	c
10	65	0.0425	0.12	2.13
10	50	0.00108	0.027009	1.08036



Gambar 3. 5 Fungsi biaya *micro turbine*

5. Utility (PLN)

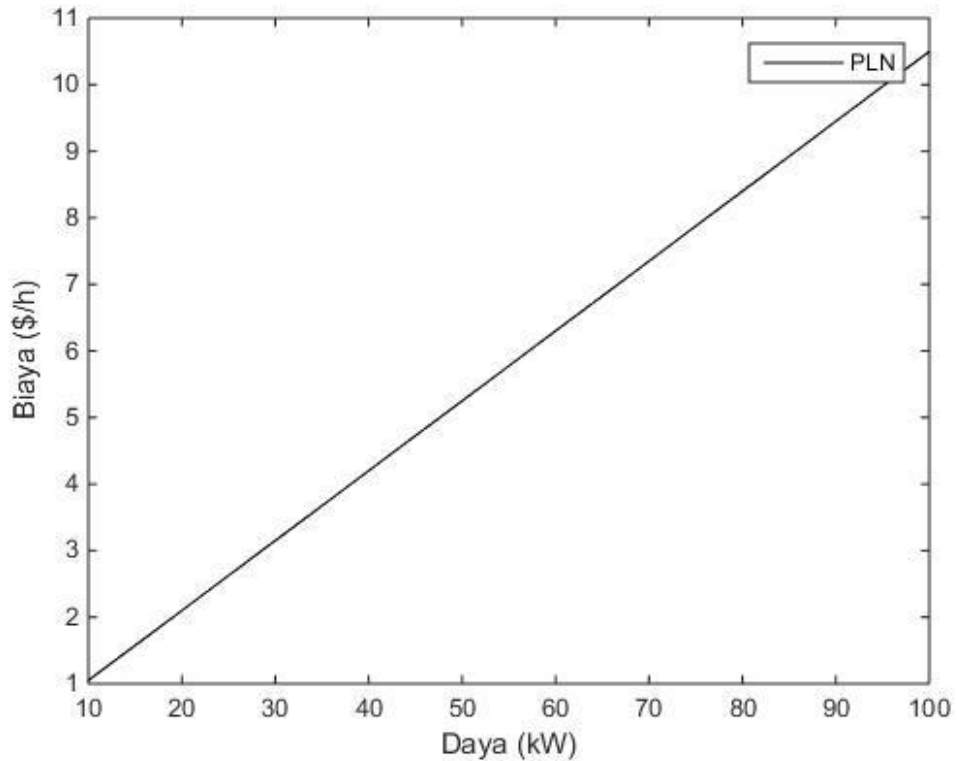
Penelitian ini menggunakan sistem yang terhubung dengan *utility* dan dibatasi dengan transformator 100 kW. Untuk koefisien biaya *utility* adalah sebagai berikut:

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

Parameter PLN dapat lebih jelas pada Tabel 3.11 dan grafik fungsi biaya pada Gambar 3.6

Tabel 3. 13 Parameter *utility*

Pmin (kW)	Pmax (kW)	Koefisien biaya (k)
10	100	0.105



Gambar 3. 6 Fungsi biaya PLN

3.4 Penyelesaian DDCOPF menggunakan *Mixed Integer Quadratic Programming*

3.4.1 Pembentukan Fungsi Objektif

Fungsi Objektif pada *Dynamic DC OPF* adalah :

$$F = \text{Minimize} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{ngen} F_{cost}^t (P_i^t) + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nline} F_{loss}^t (S_{ij}^t) \quad (3.1)$$

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

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

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
 $F(S_{ij})^t$ = Fungsi biaya rugi-rugi saluran untuk periode t

3.4.2 Pembentukan *constraints*

1) *Equality constraints*

Keseimbangan daya aktif untuk setiap bus i dan waktu t

$$P_{g(i)}^t + P_{bat}^t - P_{load(i)}^t - \sum P_{line}^t = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{bat}^t = ud^t \cdot P_{dis}^t - uc^t \cdot P_{char}^t \quad (3.4)$$

$$\sum P_{line(ij)} = \sum \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (3.5)$$

Di mana:

- $P_{g(i)}^t$ = Daya pada unit pembangkit bus i pada periode t
 P_{bat}^t = Daya baterai pada periode t
 $P_{load(i)}^t$ = Daya pada beban bus i pada periode t
 P_{line}^t = Daya pada saluran pada periode t
 θ_i, θ_j = Sudut tegangan pada bus i dan bus j

2) *Inequality constraints*

❖ Aliran daya aktif pada saluran

Setiap saluran dari bus i ke j , daya yang mengalir pada saluran tidak boleh melebihi kapasitas maksimal saluran.

$$|P_{line(ij)}^t| \leq P_{line(ij)max} \quad (3.6)$$

❖ Kapasitas daya aktif generator

$$P_{g(i)}^{min} \leq P_{g(i)}^t \leq P_{g(i)}^{max} \quad (3.7)$$

Daya yang dibangkitkan setiap unit pembangkit i tidak diperbolehkan lebih kecil dari batas bawah $P_{g(i)}^{min}$ dan lebih besar dari batas atas $P_{g(i)}^{max}$

❖ *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:

$$E_{SOCmin} \leq E^t \leq E_{SOCmax} \quad (3.8)$$

$$E^t = E_0 - \sum_{t=1}^T P_{dis(t)} \cdot ud - P_{char(t)} \cdot uc \quad (3.9)$$

Keadaan baterai dapat dibedakan menjadi dua keadaan berbeda yaitu ketika *charging* atau *discharging*. Sehingga agar kedua keadaan tidak beroperasi secara bersamaan maka dapat dituliskan sebagai suatu *constraints* pertidaksamaan berikut:

$$uc_i^t + ud_i^t \leq 1 \quad (3.10)$$

Di mana:

uc_i^t = keadaan *charging* BES (bernilai 1 saat *charging* dan 0 saat *discharging*)

ud_i^t = keadaan *discharging* BES (bernilai 1 saat *discharging* dan 0 saat *charging*)

Daya *charging* dan *discharging* BES harus berada pada suatu *constraints* maksimum maupun minimum sehingga pertidaksamaan *constraints* dapat dituliskan sebagai berikut:

$$0 \leq P_{dis(t)} \leq ud_i^t \cdot P_{dis\max} \quad (3.11)$$

$$uc_i^t \cdot P_{char\max} \leq P_{char(t)} \leq 0 \quad (3.12)$$

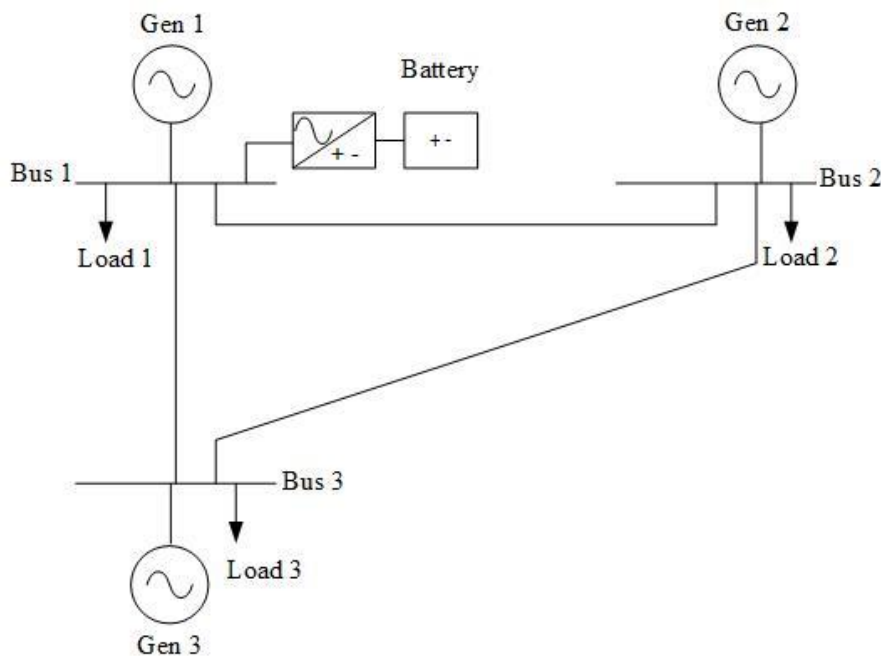
❖ *Ramp rate*

$$-R_i^{down} \leq P_{g(i)}^{t+1} - P_{g(i)}^t \leq R_i^{up} \quad (3.13)$$

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

3.4.3 Urutan penyelesaian DDCOPF dengan contoh sistem 3 bus

Untuk lebih mudah memahami pembentukan matriks dari persamaan-persamaan fungsi objektif dan *constraints* sehingga digunakan contoh sistem 3 bus. Penyelesaian DDCOPF ini menggunakan sistem 3 bus dengan 3 pembangkit termal, 1 baterai dan 2 beban.



Gambar 3. 7 Sistem sederhana 3 bus dengan baterai

Dalam sistem pada Gambar 3.7 diselesaikan menggunakan *mixed integer quadratic programming* (MIQP). Di mana penyelesaiannya melalui beberapa tahap yaitu:

1. Penentuan *variable control*
2. Pembentukan Matriks fungsi objektif, matriks H dan f
3. Pembentukan Matriks *Equality constraints*, matriks Aeq dan beq
4. Pembentukan Matriks *Inequality constraints*, matriks A dan b
5. Pembentukan matriks lb dan ub
6. Pembentukan *Quadratic constraints*, Matriks Q, l, qrl, qru

3.4.3.1 Penentuan variabel kontrol x

mixed integer pada kasus ini dihususkan pada baterai. Dalam kasus *mixed integer* ini, terdapat 4 variabel kontrol yang merepresentasikan keadaan baterai. 4 variabel kontrol tersebut adalah $Pdis, Pchar, ud$ dan uc . Di mana 4 variable tersebut adalah daya baterai ketika *discharge-charge* dan status baterai *discharge-charge*. Sehingga jumlah variabel kontrol setiap baterai adalah $Pdis_{nbat}, Pchar_{nbat}, ud_{nbat}$ dan uc_{nbat} . Di mana $nbat$ merupakan jumlah baterai. Selain variabel kontrol baterai, terdapat beberapa variabel kontrol lain yaitu sudut tegangan tiap bus (θ_{nbus}), daya pembangkitan tiap generator (Pg_{ngen}). $nbus$ dan $ngen$ merupakan jumlah bus dan jumlah generator.

Dari penjelasan tersebut maka jumlah variabel kontrol dalam waktu t adalah $(nbus + ngen + 4nbat) \times t$. 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 , berlaku untuk periode-periode berikutnya hingga periode tertentu.

Jika disusun dalam bentuk matriks adalah sebagai berikut:

$$x^t = \begin{bmatrix} \theta_1^t \\ \vdots \\ \theta_{nbus}^t \\ Pg_1^t \\ \vdots \\ Pg_{ngen}^t \\ Pdis^t \\ Pchar^t \\ ud^t \\ uc^t \\ \vdots \\ Pdis_{nbat}^t \\ Pchar_{nbat}^t \\ ud_{nbat}^t \\ uc_{nbat}^t \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_1^{t+1} \\ \vdots \\ \theta_{nbus}^{t+1} \\ Pg_1^{t+1} \\ \vdots \\ Pg_{ngen}^{t+1} \\ Pdis^{t+1} \\ Pchar^{t+1} \\ ud^{t+1} \\ uc^{t+1} \\ \vdots \\ Pdis_{nbat}^{t+1} \\ Pchar_{nbat}^{t+1} \\ ud_{nbat}^{t+1} \\ uc_{nbat}^{t+1} \end{bmatrix}$$

$$x^1 = \begin{bmatrix} \theta 1 \\ \theta 2 \\ \theta 3 \\ Pg 1 \\ Pg 2 \\ Pg 3 \\ Pdis \\ Pchar \\ ud \\ uc \end{bmatrix}$$

$$x^2 = \begin{bmatrix} \theta 1^1 \\ \theta 2^1 \\ \theta 3^1 \\ Pg 1^1 \\ Pg 2^1 \\ Pg 3^1 \\ Pdis^1 \\ Pchar^1 \\ ud^1 \\ uc^1 \\ \theta 1^2 \\ \theta 2^2 \\ \theta 3^2 \\ Pg 1^2 \\ Pg 2^2 \\ Pg 3^2 \\ Pdis^2 \\ Pchar^2 \\ ud^2 \\ uc^2 \end{bmatrix}$$

$\left. \begin{array}{l} \theta 1^1 \\ \theta 2^1 \\ \theta 3^1 \\ Pg 1^1 \\ Pg 2^1 \\ Pg 3^1 \\ Pdis^1 \\ Pchar^1 \end{array} \right\} \text{Continuous Variable}$
 $\left. \begin{array}{l} ud^1 \\ uc^1 \end{array} \right\} \text{Integer Variable}$
 $\left. \begin{array}{l} \theta 1^2 \\ \theta 2^2 \\ \theta 3^2 \\ Pg 1^2 \\ Pg 2^2 \\ Pg 3^2 \\ Pdis^2 \\ Pchar^2 \end{array} \right\} \text{Continuous Variable}$
 $\left. \begin{array}{l} ud^2 \\ uc^2 \end{array} \right\} \text{Integer Variable}$

3.4.3.2 Pembentukan matriks H dan f

Matriks H dan f merupakan fungsi objektif dari DDCOPF. H merupakan matriks untuk turunan kedua dan f untuk turunan pertama. Di mana persamaan fungsi objektif dengan mempertimbangkan harga rugi-rugi saluran dapat dituliskan sebagai berikut

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{ngen} F(P_i^t) + \sum_{t=1}^T \sum_{ij=1}^{nline} F(S_{ij}^t)$$

$$F(P^t) = (a_1^t (P_{g1}^2)^t + b_1^t P_{g1}^t + c_1^t) + (a_2^t (P_{g2}^2)^t + b_2^t P_{g2}^t + c_2^t) \\ + (a_3^t (P_{g3}^2)^t + b_3^t P_{g3}^t + c_3^t) + \gamma_1^t (ud^t P_{dis}^t) + \gamma_2^t (uc^t P_{char}^t) \quad (3.14)$$

$$F(S_{ij}^t) = k(g_{12}(\theta_1^t - \theta_2^t)^2 + g_{13}(\theta_1^t - \theta_3^t)^2 + g_{23}(\theta_2^t - \theta_3^t)^2) \quad (3.15)$$

Dari persamaan 3.14 dan 3.15, pembentukan matriks H adalah sebagai berikut:

Variabel kontrol untuk
matriks H

⏟										
θ_1^t	θ_2^t	θ_3^t	P_{g1}^t	P_{g2}^t	P_{g3}^t	P_{dis}^t	P_{char}^t	ud^t	uc^t	
<i>matriks H</i>										θ_1^t
										θ_2^t
										θ_3^t
										P_{g1}^t
										P_{g2}^t
										P_{g3}^t
										P_{dis}^t
										P_{char}^t
										ud^t
										uc^t

Variabel kontrol untuk matriks H

Variabel kontrol untuk matriks f

⏟									
θ_1^t	θ_2^t	θ_3^t	P_{g1}^t	P_{g2}^t	P_{g3}^t	P_{dis}^t	P_{char}^t	ud^t	uc^t
<i>matriks f</i>									

$$H = 2x \begin{bmatrix} k(g_{12} + g_{13}) & -kg_{12} & -kg_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -kg_{12} & k(g_{12} + g_{23}) & -kg_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -kg_{13} & -kg_{23} & k(g_{13} + g_{23}) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_1^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & a_2^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & a_3^1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \gamma_1^1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \gamma_2^1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$f = [0 \quad 0 \quad 0 \quad b_1^t \quad b_2^t \quad b_3^t \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

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
			⋮	⋱	⋮
			0	...	0
0	...	0	H^2		
⋮	⋱	⋮			
0	...	0			

f^1	f^2
-------	-------

3.4.3.3 Pembentukan matriks equality constraints A_{eq} dan b_{eq}

Equality constraints pada DDCOPF ini merupakan persamaan *power balance*. Persamaan pada sistem 3 bus ini dapat ditulis seperti berikut:

$$(-y_{11}\theta_1 + y_{12}\theta_2 + y_{13}\theta_3)^1 + P_{g1}^1 + 0 + 0 + P_{dis}^1 + P_{char}^1 + 0 + 0 = P_{D1}^1 \quad (3.16)$$

$$(y_{12}\theta_1 - y_{22}\theta_2 + y_{23}\theta_3)^1 + 0 + P_{g2}^1 + 0 + 0 + 0 + 0 + 0 = P_{D2}^1 \quad (3.17)$$

$$(y_{13}\theta_1 + y_{23}\theta_2 - y_{33}\theta_3)^1 + 0 + 0 + 0 + P_{g3}^1 + 0 + 0 + 0 = P_{D3}^1 \quad (3.18)$$

Dari persamaan tersebut, Matriks Aeq dan beq secara umum dapat dilihat pada persamaan 2.5. Untuk pembentukan matriksnya adalah sebagai berikut:

Variabel kontrol untuk matriks Aeq

θ_1^t	θ_2^t	θ_3^t	P_{g1}^t	P_{g2}^t	P_{g3}^t	P_{dis}^t	P_{char}^t	ud^t	uc^t	
$matriks\ Aeq$										$Pers_1$
										$Pers_2$
										$Pers_3$

} Jumlah persamaan

$$Aeq = \begin{bmatrix} -y_{11} & y_{12} & y_{13} & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ y_{12} & -y_{22} & y_{23} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ y_{13} & y_{23} & -y_{33} & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad beq = \begin{bmatrix} P_{D1}^1 \\ P_{D2}^1 \\ P_{D3}^1 \end{bmatrix}$$

Sehingga untuk $t = 2$, matriks tersebut dapat disusun sebagai berikut

Aeq^1			0	...	0
			⋮	⋱	⋮
			0	...	0
0	...	0	Aeq^2		
⋮	⋱	⋮			
0	...	0			

beq^1
beq^2

3.4.3.4 Pembentukan matriks inequality constraints A dan b

Batasan pertidak samaan atau *inequality constraints* dalam permasalahan DDCOPF ini adalah kapasitas saluran, kondisi baterai dan *ramp rate*. Di mana beberapa pertidaksamaan tersebut adalah sebagai berikut:

1. Kondisi baterai

Karena baterai hanya diperbolehkan dalam satu kondisi yaitu *discharge* atau *charge*. Sehingga batasan itu diperlukan agar keadaan baterai tidak bekerja secara bersamaan.

$$uc_i^t + ud_i^t \leq 1 \quad (3.19)$$

2. Kapasitas saluran

Pertidaksamaan kapasitas saluran ini terdiri dari $P_{line(ij)max}$ dan $P_{line(ji)max}$. Di mana $P_{line(ji)max} = -P_{line(ij)max}$ sehingga pertidaksamaannya dapat dituliskan sebagai berikut:

$$-P_{line(ij)max} \leq y_{ij}\theta_i \leq P_{line(ij)max} \quad (3.20)$$

$$y_{ij}\theta_i - y_{ij}\theta_j \leq P_{line(ij)max} \quad (3.21)$$

$$-y_{ij}\theta_i + y_{ij}\theta_j \leq P_{line(ij)max} \quad (3.22)$$

Sehingga pertidaksamaan kapasitas saluran untuk sistem 3 bus sebagai berikut

- Saluran dari bus 1 ke 2 dan 2 ke 1

$$y_{12}\theta_1 - y_{12}\theta_2 \leq P_{line12max} \quad (3.23)$$

$$-y_{12}\theta_1 + y_{12}\theta_2 \leq P_{line12max} \quad (3.24)$$

- Saluran dari bus 1 ke 3 dan 3 ke 1

$$y_{13}\theta_1 - y_{13}\theta_3 \leq P_{line13max} \quad (3.25)$$

$$-y_{13}\theta_1 + y_{13}\theta_3 \leq P_{line13max} \quad (3.26)$$

- Saluran dari bus 2 ke 3 dan 3 ke 2

$$y_{23}\theta_2 - y_{23}\theta_3 \leq P_{line23max} \quad (3.27)$$

$$-y_{23}\theta_2 + y_{23}\theta_3 \leq P_{line23max} \quad (3.28)$$

3. Ramp rate

Pertidak samaan selanjutnya adalah *ramp rate* yang berfungsi untu membatasi kenaikan dan penurunan daya dari generator setiap periode t. Sehingga batasan ini hanya dapat berfungsi ketika multi periode yaitu $t > 1$. Karena sistem 3 bus ini memiliki 3 pembangkit sehingga pertidaksamaannya sebagai berikut

$$-R_{g(i)}^{down} \leq P_{g(i)}^{t+1} - P_{g(i)}^t \leq R_{g(i)}^{up} \quad (3.29)$$

$$P_{g(i)}^{t+1} - P_{g(i)}^t \leq R_{g(i)}^{up} \quad (3.30)$$

$$-P_{g(i)}^{t+1} + P_{g(i)}^t \leq R_{g(i)}^{down} \quad (3.31)$$

- *Ramp rate* untuk pembangkit 1

$$P_{g1}^{t+1} - P_{g1}^t \leq R_{g1}^{up} \quad (3.32)$$

$$-P_{g1}^{t+1} + P_{g1}^t \leq R_{g1}^{down} \quad (3.33)$$

- *Ramp rate* untuk pembangkit 2

$$P_{g2}^{t+1} - P_{g2}^t \leq R_{g2}^{up} \quad (3.34)$$

$$-P_{g2}^{t+1} + P_{g2}^t \leq R_{g2}^{down} \quad (3.35)$$

- *Ramp rate* untuk pembangkit 3

$$P_{g3}^{t+1} - P_{g3}^t \leq R_{g3}^{up} \quad (3.36)$$

$$-P_{g3}^{t+1} + P_{g3}^t \leq R_{g3}^{down} \quad (3.37)$$

Dari keseluruhan pertidaksamaan 3.19 hingga 3.37, matriks A dan b secara umum pembentukannya dapat dilihat pada persamaan 2.6. Untuk pembentukan lebih detail dari persamaan-persamaan tersebut adalah sebagai berikut:

Variabel kontrol untuk matriks A

θ_1^t	θ_2^t	θ_3^t	P_{g1}^t	P_{g2}^t	P_{g3}^t	P_{dis}^t	P_{char}^t	ud^t	uc^t	
<i>matriks A</i>										<i>Pers₁</i>
										<i>Pers₂</i>
										<i>Pers₃</i>
										<i>Pers₄</i>
										<i>Pers₅</i>
										<i>Pers₆</i>
										<i>Pers₇</i>

$$A = \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ y_{13} & 0 & -y_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{23} & -y_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -y_{12} & y_{12} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -y_{13} & 0 & y_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} P_{line\ 12\ max} \\ P_{line\ 13\ max} \\ P_{line\ 23\ max} \\ P_{line\ 12\ max} \\ P_{line\ 13\ max} \\ P_{line\ 23\ max} \\ 1 \end{bmatrix}$$

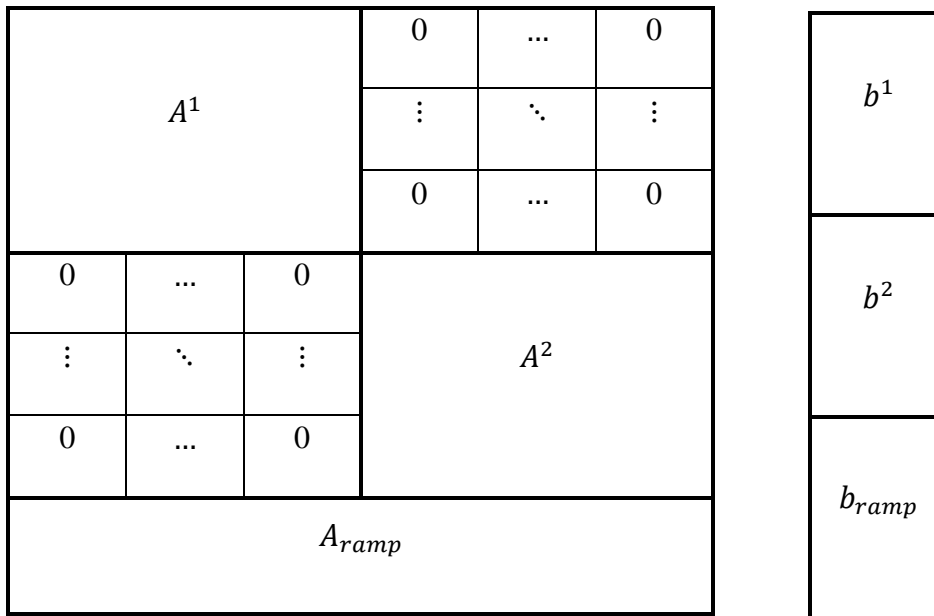
Untuk matriks dari pertidaksamaan *ramp rate*, untuk $t = 2$ adalah sebagai berikut:

$$A_{ramp} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

⏟ ⏟
 Jam ke t Jam ke $t+1$

$$b_{ramp} = \begin{bmatrix} R_{g1}^{up} \\ R_{g2}^{up} \\ R_{g3}^{up} \\ R_{g1}^{down} \\ R_{g2}^{down} \\ R_{g3}^{down} \end{bmatrix}$$

Sehingga untuk menyusun matriks A dengan $t=2$ dapat disusun seperti pada halaman selanjutnya:

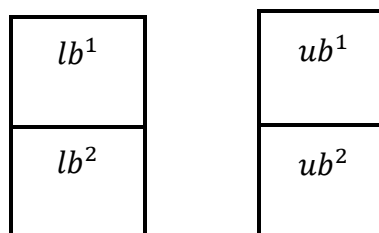


3.4.3.5 Pembentukan matriks lb dan ub

Pembentukan matriks ini adalah untuk memberikan batas atas dan bawah dari setiap variabel kontrol. Jumlah baris matriks ini adalah seperti matriks H dan hanya 1 kolom. Matriks lb dan ub dapat dibentuk seperti berikut

$$lb^1 = \begin{bmatrix} \theta_1^1 \min \\ \theta_2^1 \min \\ \theta_3^1 \min \\ P_{g1}^1 \min \\ P_{g2}^1 \min \\ P_{g3}^1 \min \\ P_{dis}^1 \min \\ P_{char}^1 \min \\ ud^1 \min \\ uc^1 \min \end{bmatrix} \quad ub^1 = \begin{bmatrix} \theta_1^1 \max \\ \theta_2^1 \max \\ \theta_3^1 \max \\ P_{g1}^1 \max \\ P_{g2}^1 \max \\ P_{g3}^1 \max \\ P_{dis}^1 \max \\ P_{char}^1 \max \\ ud^1 \max \\ uc^1 \max \end{bmatrix}$$

Di mana untuk periode $t = 2$ adalah sebagai berikut



3.4.3.6 Pembentukan matriks Quadratic constraints Q , l , qrl , gru

Batasan kuadrat dibutuhkan untuk *power balance* pembangkit dan SOC baterai. Karena baterai merupakan *mixed integer* sehingga persamaannya menjadi batasan kuadrat. Persamaan tersebut dituliskan sebagai berikut:

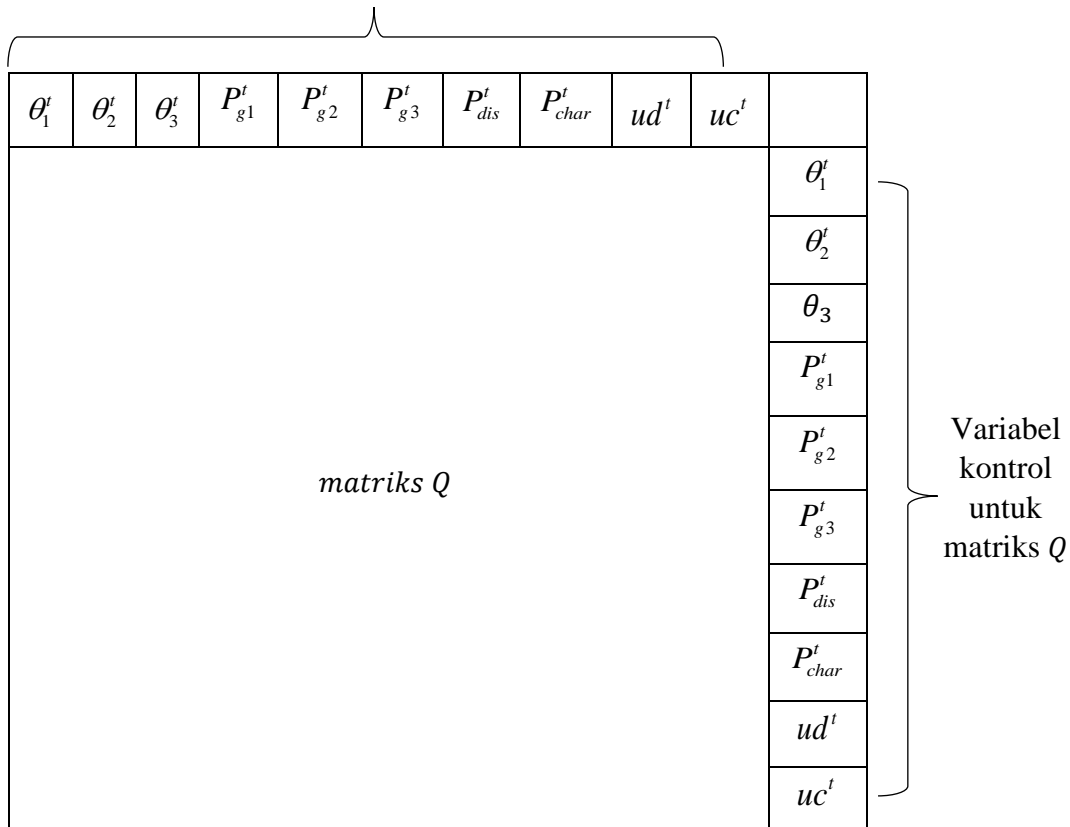
1. Power balance pembangkitan-beban

Untuk menggabungkan variabel kontrol status baterai dan pembangkitan baterai, sehingga persamaannya sebagai berikut:

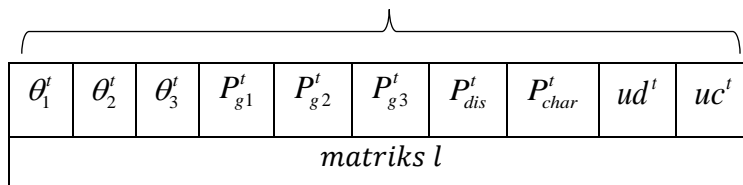
$$P_{g1}^1 + P_{g2}^1 + P_{g3}^1 + P_{dis}^1 .ud^1 + P_{char}^1 .uc^1 = P_{Dtotal} \quad (3.38)$$

Dari persamaan tersebut dapat dituliskan dalam matriks yang memiliki variabel seperti matriks *hessian* dengan dimensi 10 x 10 sebagai berikut:

Variabel kontrol untuk matriks Q



Variabel kontrol untuk matriks l



$$Q_{balance}^1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$l_{balance}^1 = [0 \quad 0 \quad 0 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$$

$$qr l_{balance}^1 = qru_{balance}^1 = [P_D^1 total]$$

Untuk membentuk *constraints* tersebut ke dalam matriks periode t=2, matriks dibagi menjadi dua bentuk persamaan matriks sebagai berikut:

$$Q_{balance}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline \begin{array}{c} \underbrace{\hspace{10em}} \\ Q_{balance}^1 \end{array} & 0 & \dots & 0 \\ \hline & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hline & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hline 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$l_{balance}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \begin{array}{|c|c|} \hline \underbrace{\hspace{10em}} \\ l_{balance}^1 & 0 \dots 0 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$qr l_{balance}^1 = qru_{balance}^1 = [P_D^1 total]$$

$$Q_{balance}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \begin{array}{|c|c|c|c|c|c|} \hline 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \hline 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & \dots & 0 & \multicolumn{3}{|c|} \vdots \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots & \multicolumn{3}{|c|} Q_{balance}^1 \\ \hline 0 & \dots & 0 & \multicolumn{3}{|c|} \vdots \\ \hline \end{array} \right\} \end{array}$$

$$l_{balance}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \begin{array}{|c|c|} \hline 0 \dots 0 & l_{balance}^1 \\ \hline \end{array} \right\} \end{array}$$

$$qr l_{balance}^2 = qru_{balance}^2 = [P_{D total}^2]$$

2. SOC baterai

Persamaan ini berfungsi untuk mendapatkan kapasitas baterai pada tiap periode. Dan karena menggunakan mixed integer persamaanya menjadi batasan kuadrat sebagai berikut:

$$E_{SOC \min} \leq E_0 - \sum_{t=1}^T P_{dis(t)} \cdot ud - P_{char(t)} \cdot uc \leq E_{SOC \max} \quad (3.39)$$

Dari persamaan tersebut pembentukan matriks batasan kuadrat dapat ditulis seperti pada halaman berikutnya:

$$Q_{soc}^1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$l_{soc}^1 = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

$$qrl_{soc} = [E_{soc \ min} - E_0]$$

$$qru_{soc} = [E_{soc \ max} - E_0]$$

Untuk periode $t=2$, matriks dibentuk menjadi dua persamaan matriks. Matriks tersebut dapat ditulis seperti berikut ini:

$$Q_{soc}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \begin{array}{|c|} \hline Q_{soc}^1 \\ \hline \end{array} \right\} \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & \dots & 0 \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots \\ \hline 0 & \dots & 0 \\ \hline \end{array} \\ \begin{array}{|c|c|c|} \hline 0 & \dots & 0 \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots \\ \hline 0 & \dots & 0 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$l_{soc}^1 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \begin{array}{|c|} \hline l_{soc}^1 \\ \hline \end{array} \right\} \begin{array}{|c|} \hline 0 \dots 0 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$qrl_{soc}^1 = [E_{soc \ min} - E_0]$$

$$qru_{soc}^1 = [E_{soc \ max} - E_0]$$

$$Q_{soc}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \begin{array}{c} \text{---} \\ \text{---} \end{array} \right\} \\ \begin{array}{|ccc|ccc|} \hline & & & 0 & \dots & 0 \\ & & & \vdots & \ddots & \vdots \\ & & & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & \dots & 0 & & & \\ \hline \vdots & \ddots & \vdots & & & \\ \hline 0 & \dots & 0 & & & \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$l_{soc}^2 = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} \text{Matriks} & \text{Matriks} \\ \text{jam ke-1} & \text{jam ke-2} \end{array} \\ \left. \text{---} \right\} \\ \begin{array}{|cc|} \hline l_{soc}^1 & l_{soc}^1 \\ \hline \end{array} \end{array}$$

$$qrl_{soc}^2 = [E_{soc \text{ min}} - E_0]$$

$$qru_{soc}^2 = [E_{soc \text{ max}} - E_0]$$

Persamaan yang dibentuk pada matriks-matriks tersebut pada MATLAB dapat dibentuk dalam bentuk *cell*, sehingga kemudian digabungkan menjadi batasan kuadrat sebagai berikut:

$$Q = \begin{Bmatrix} Q_{balance}^1 \\ Q_{balance}^2 \\ Q_{soc}^1 \\ Q_{soc}^2 \end{Bmatrix} \quad l = \begin{Bmatrix} l_{balance}^1 \\ l_{balance}^2 \\ l_{soc}^1 \\ l_{soc}^2 \end{Bmatrix} \quad qrl = \begin{Bmatrix} qrl_{balance}^1 \\ qrl_{balance}^2 \\ qrl_{soc}^1 \\ qrl_{soc}^2 \end{Bmatrix} \quad qru = \begin{Bmatrix} qru_{balance}^1 \\ qru_{balance}^2 \\ qru_{soc}^1 \\ qru_{soc}^2 \end{Bmatrix}$$

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pembuatan program DDCOPF dengan mempertimbangkan *wind farm* dan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda telah dibuat. Selanjutnya untuk mengetahui pengaruh *wind farm* terhadap sistem dan harga *charge-discharge* baterai yang berbeda maka beberapa pengujian akan dilakukan sebagai berikut:

1. Studi kasus 1: Sistem tanpa *wind farm* dan dengan *wind farm*
2. Studi kasus 2: Memberi harga *charge-discharge* baterai
3. Studi kasus 3: Memberi harga pada rugi-rugi saluran

Pengujian dengan menggunakan 3 studi kasus ini bertujuan untuk melihat pengaruh program DDCOPF pada suatu sistem *microgrid* 30 bus. Sehingga dapat membandingkan keluaran fungsi objektif dengan mempertimbangkan harga *losses*, harga *charge-discharge* baterai dan juga potensi *wind farm*. Dengan beberapa batasan yang telah diformulasikan pada bab sebelumnya.

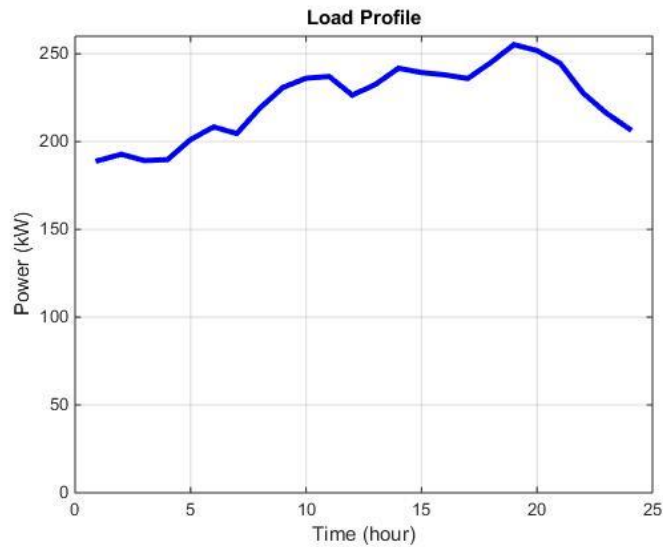
Pada studi kasus 2 diberlakukan beberapa kondisi di antaranya adalah sebagai berikut:

- a. Tanpa baterai
- b. Harga *charge-discharge* baterai 0
- c. Harga *charge-discharge* baterai sama yaitu \$0.105
- d. Harga *charge-discharge* baterai berbeda yaitu *charge* \$0.105 dan *discharge* adalah 1.5 kali harga *charge*.

4.1 Profil pembebanan yang diskalakan

Profil pembebanan pada penelitian ini menggunakan kurva pembebanan Jawa-Bali yang diskalakan dari beban IEEE 30 bus modifikasi. Di mana total beban awal adalah 189.200 kW dalam keadaan *steady state* 1 jam. Kemudian menggunakan faktor pengali tiap jam selama 24 jam dengan total daya sebesar 5359.960 kW. Sehingga didapatkan kurva pembebanan Jawa-Bali. Setelah menggunakan faktor pengali tersebut, dapat dilihat bahwa beban puncak harian

berada pada pukul 19.00 hingga 21.00 sebesar 255.231 kW. Beban puncak tersebut terjadi pada pukul 19.00. Dan setelah mencapai puncak pembebanan pada pukul 19.00, beban kembali turun. Gambar grafik profil pembebanan dapat dilihat pada Gambar 4.1



Gambar 4. 1 Profil pembebanan Jawa-Bali dalam 1 hari yang diskalakan

4.2 Studi kasus 1

Studi kasus ini membandingkan antara sistem dengan *wind farm* dan tanpa *wind farm*. Pengujian tanpa *wind farm*, mengganti *wind farm* dengan PV. Sehingga, dengan membandingkan antara dua jenis renewable energy ini, dapat diketahui renewable mana yang lebih berpotensi.

4.2.1 Pengujian tanpa *wind farm*

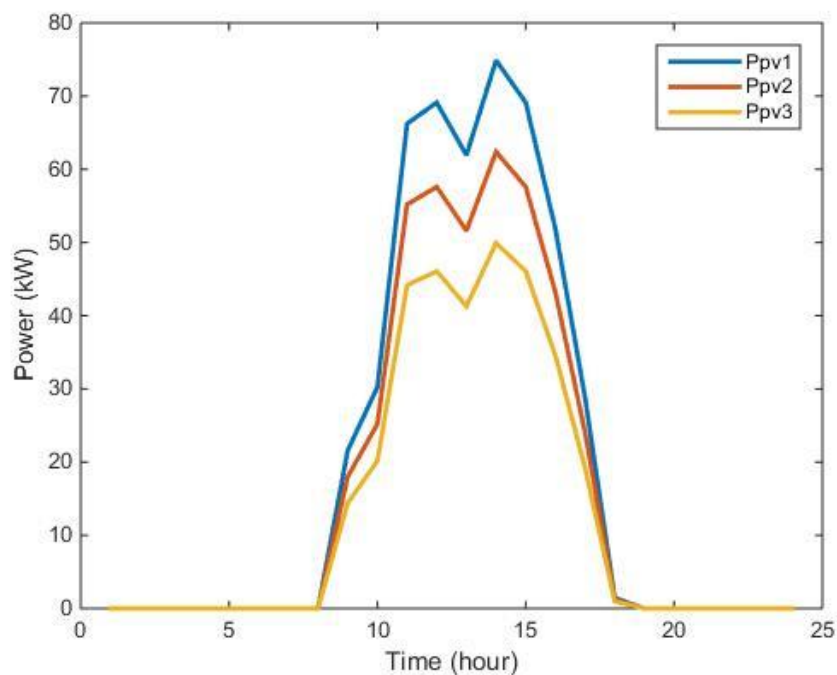
Pengujian ini dilakukan dengan menggunakan pembangkit yang ditunjukkan pada Tabel 3.4. Kemudian *wind farm* pada Tabel tersebut diganti menjadi PV. Sehingga susunannya seperti Tabel 4.1. sedangkan untuk perbandingan daya keluaran tiap PV dapat dilihat pada Gambar 4.2.

Tabel 4. 1 Sistem pengujian tanpa *wind farm*

Bus	Pembangkit	Kapasitas
1	Utility (PLN)	100 kW
2	Diesel generator	80 kW

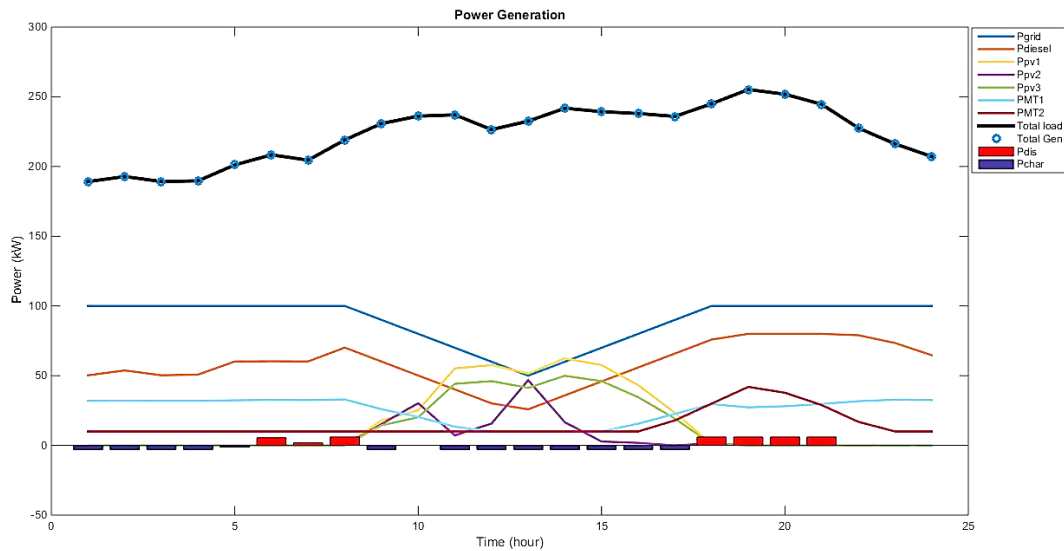
Tabel 4. 2 Sistem pengujian tanpa *wind farm* (lanjutan)

Bus	Pembangkit	Kapasitas
4	<i>Battery</i>	30 kWh
6	<i>PV 1</i>	900 Wp x 120
13	<i>PV 2</i>	900 Wp x 100
22	<i>PV 3</i>	900 Wp x 80
23	<i>Micro turbine 1</i>	50 kW
27	<i>Micro turbine 2</i>	65 kW



Gambar 4. 2 Perbandingan daya keluaran tiap PV

Dengan menggunakan data – data tersebut selanjutnya dilakukan pengujian DDCOPF. Pengujian dengan DDCOPF ini dilakukan secara dinamis. Yaitu pengujian dalam multi periode. Multi periode dalam penelitian ini adalah 24 jam atau 1 hari. Setelah pengujian tersebut didapatkan total biaya pembangkitan \$923.641 selama periode 24 jam pembangkitan. Untuk grafik pembangkitan dapat dilihat pada Gambar 4.3.



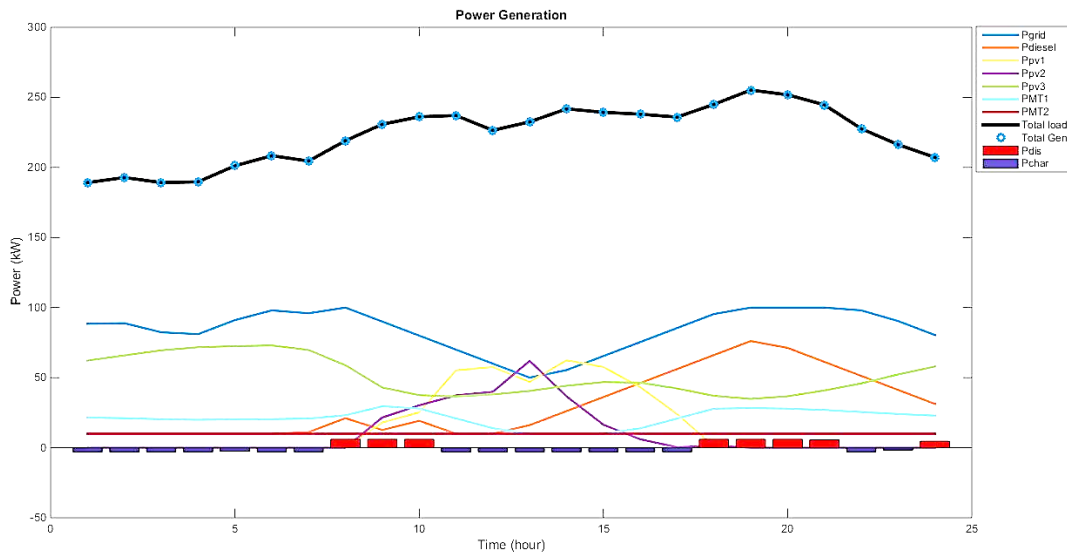
Gambar 4.3 Grafik pembangkitan tanpa *wind farm*

Pada Gambar 4.3 terlihat bahwa secara keseluruhan beban dapat terpenuhi dari tiap-tiap pembangkit selama 24 jam. Di mana ketika tanpa menggunakan *wind farm* dan menggunakan 3 PV, terlihat bahwa daya dari *utility grid* bekerja ketika PV belum dapat mengeluarkan daya, yaitu ketika pada pagi hari sebelum pukul 06.00 pagi. Grid mengeluarkan daya karena memiliki harga termurah dibandingkan dengan pembangkit seperti *micro turbine* maupun *diesel generator*. Hal ini sesuai dengan fungsi biaya masing-masing pembangkit pada Gambar 3.4 hingga 3.6.

Ketika PV mulai mengeluarkan daya, pembangkitan dari *utility*, *diesel generator* dan *micro turbine*, menurun dengan asumsi bahwa PV tidak memiliki harga bahan bakar. Sehingga akan lebih minimal saat menggunakan daya dari PV daripada menggunakan daya dari pembangkit lain. Untuk kondisi *charge-discharge* baterai akan dibahas pada sub bab selanjutnya.

4.2.2 Pengujian dengan *wind farm*

Pada sub-sub bab ini akan dibahas mengenai pengujian sistem menggunakan *wind farm*. Di mana pada sub-sub bab sebelumnya dilakukan pengujian menggunakan PV. Pada pengujian kali ini pembangkit yang digunakan sesuai dengan Tabel 3.4. Untuk grafik pembangkitan tiap pembangkit disajikan pada Gambar 4.4



Gambar 4. 4 Grafik pembangkitan dengan menggunakan *wind farm*

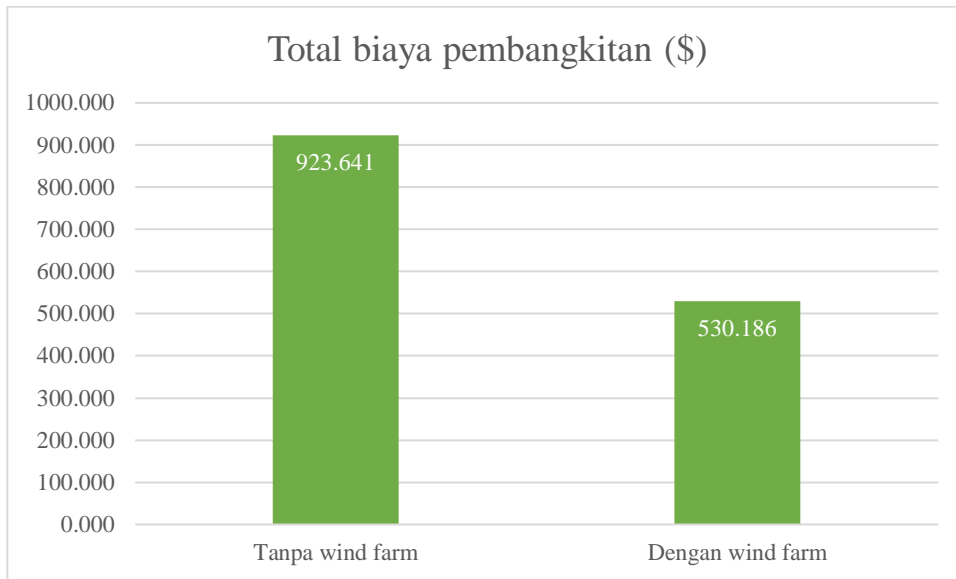
Grafik pada Gambar 4.4 terlihat bahwa daya dari *utility* tidak dimaksimalkan ketika PV belum mengeluarkan daya. Ini dikarenakan daya yang dihasilkan oleh *wind farm* yang tinggi pada sekitar pukul 01.00 hingga pukul 07.00. Pada penelitian ini diasumsikan biaya pembangkitan *wind farm* adalah \$0. Hal ini karena *wind farm* tidak memerlukan biaya bahan bakar sehingga mengakibatkan *wind farm* memiliki biaya pembangkitan yang paling rendah jika dibandingkan dengan *utility grid* maupun *diesel generator* dan *micro turbine*.

Pada pengujian menggunakan *wind farm* ini, didapatkan total biaya pembangkitan sebesar \$530.186 dalam waktu 24 jam. Total pembangkitan ini jauh berkali-kali lipat lebih murah jika dibandingkan dengan ketika menggunakan PV. Hal ini dikarenakan frekuensi kecepatan angin yang berhembus di Sidrap Sulawesi Selatan ini cukup sering, sehingga *wind farm* dapat mengeluarkan daya selama 24 jam. Hal ini membuat *wind farm* menjadi begitu berpotensi untuk menggantikan PV.

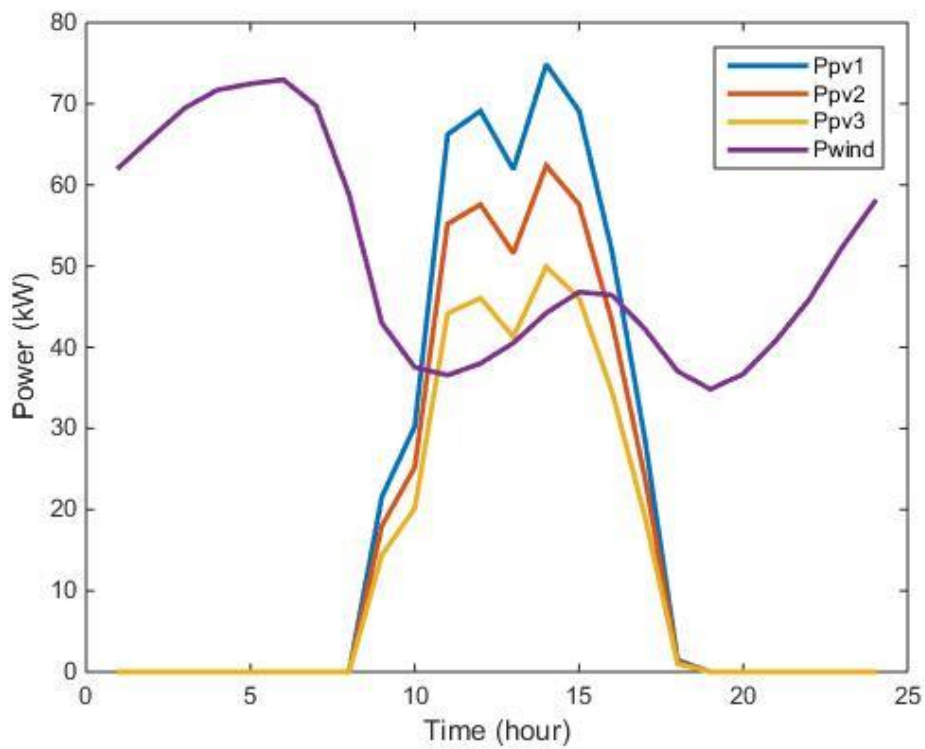
4.2.3 Perbandingan *microgrid* dengan *wind farm* dan tanpa *wind farm*

Hasil yang telah ditampilkan pada sub-sub bab 4.2.1 dan 4.2.2 menunjukkan bahwa penambahan *wind farm* sangat berpotensi pada suatu sistem *microgrid*. Sehingga pada sub-sub bab ini akan ditampilkan hasil perbandingan total biaya dan

grafik daya keluaran *wind farm* dan PV. Untuk grafik perbandingan daya keluaran *wind farm* dan PV dapat dilihat pada Gambar 4.5 dan untuk total biaya pembangkitan kedua sistem pada Gambar 4.6.



Gambar 4. 5 Perbandingan total biaya pembangkitan wind dan no wind



Gambar 4. 6 Perbandingan daya output PV dan *wind farm*

Dari perbandingan biaya pada Gambar 4.5 disimpulkan bahwa sistem *microgrid* dengan *wind farm* lebih menguntungkan, di mana selisih total daya pembangkitan selama 24 jam adalah sebesar \$ 393.455. Ini diakibatkan PV yang hanya dapat mengeluarkan daya ketika terdapat iradiasi selama kisaran 10 jam yaitu dari pukul 09.00 hingga 18.00 seperti Gambar 4.6. Sehingga ketika PV tidak mengeluarkan daya, pembangkit lain mensuplai beban selama waktu PV tidak mengeluarkan daya.

4.3 Studi kasus 2

Studi kasus ini melakukan pengujian untuk mengetahui pengaruh pemberian harga *charge-discharge* pada baterai. Pemberian harga *charge-discharge* dilakukan dengan 4 kondisi,

a. Tanpa baterai

Pengujian dari kondisi ini bertujuan untuk mengetahui peran baterai dan pengaruh baterai pada sistem yang telah dibuat. Sehingga dapat mengetahui keuntungan dalam menggunakan baterai.

b. harga *charge-discharge* \$0

Kondisi ini, baterai difungsikan sebagai pembangkit ketika *discharge* dan menjadi beban ketika *charge*. Asumsi harga \$0 ini dikarenakan baterai tidak memiliki biaya bahan bakar sehingga biaya pembangkitan \$0.

c. harga *charge-discharge* \$0.105

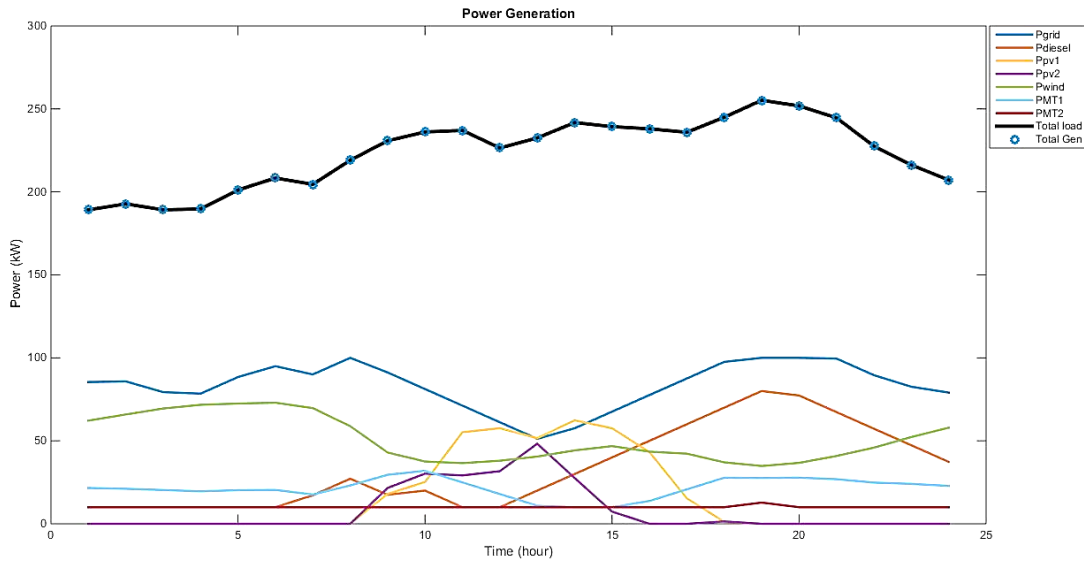
Saat kondisi ini, baterai digunakan sebagai sarana untuk bertransaksi energi listrik. Asumsi harga *charge-discharge* sama ini adalah ketika *charge* berarti membeli listrik dari jaringan sedangkan ketika *discharge* menjual listrik ke jaringan.

d. ketika harga *discharge* \$0.21 sedangkan harga *charge* \$0.105

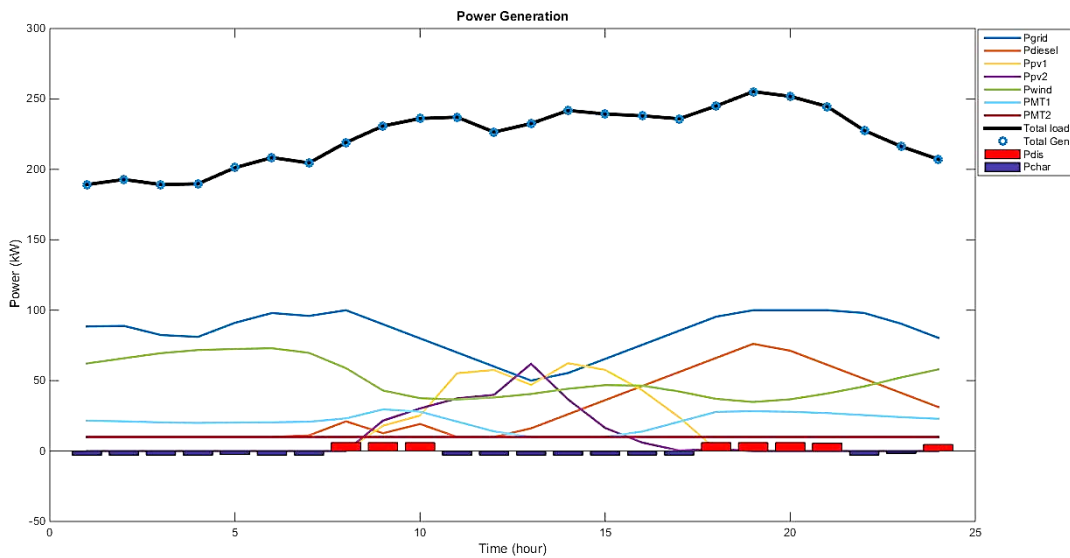
Kondisi ini adalah ketika ingin mendapat keuntungan dari transaksi energi listrik. Di mana ketika *charge* artinya membeli dari jaringan dengan harga listrik \$0.105/kWh. Ketika jaringan membutuhkan suplai energi listrik karena beban puncak maka dapat *discharge* atau dijual dengan harga \$0.21.

4.3.1 Perbandingan Baterai dan Tanpa baterai

Pada sub-sub bab ini dibahas mengenai perbandingan sistem dengan menggunakan baterai dan tanpa menggunakan baterai.

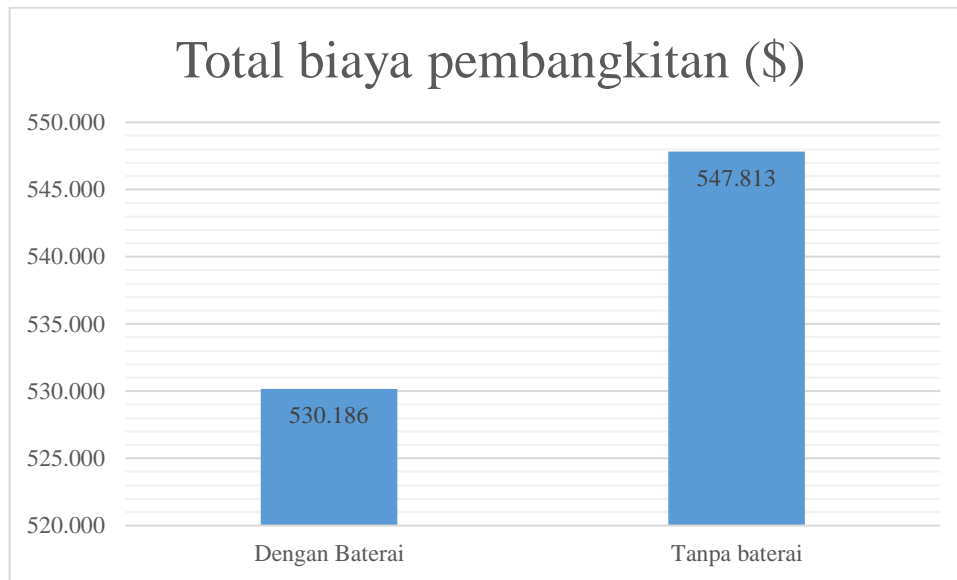


Gambar 4. 7 Grafik pembangkitan tanpa baterai



Gambar 4. 8 Pembangkitan dengan baterai

Gambar 4.7 dan 4.8 menunjukkan pembangkitan sistem tanpa menggunakan baterai dan dengan menggunakan baterai. Bahwa pada kedua grafik tersebut, masing-masing pembangkit bekerja dan dapat mensuplai profil beban tiap jamnya.



Gambar 4. 9 Perbandingan total biaya dengan baterai dan tanpa baterai

Gambar 4.9 menunjukkan bahwa dengan menggunakan baterai, total biaya yang dihasilkan oleh sistem lebih rendah dibandingkan sistem tanpa menggunakan baterai. Hal ini berhubungan dengan profil beban puncak. Pada kondisi dengan menggunakan baterai, baterai dapat menyimpan kelebihan daya yang dihasilkan oleh energi terbarukan atau mengambil dari *utility* (PLN) pada beban rendah kemudian daya tersebut dapat digunakan untuk mensuplai pada beban puncak. Sehingga total biaya pembangkitan lebih murah. Dapat juga dikatakan bahwa baterai bisa berfungsi untuk memindahkan daya yang dihasilkan pembangkit dengan biaya yang lebih murah untuk digunakan pada saat yang diperlukan.

Pada jam ke-19, total daya yang digunakan dari *utility*, *diesel* generator, MT1 dan MT2 yang merupakan pembangkit dengan koefisien biaya berbeda adalah sebesar 214.4 kW pada kondisi dengan baterai. Sedangkan pada saat tanpa baterai adalah sebesar 220.4 kW. Sehingga biaya lebih mahal. Perbandingan dayanya dapat dilihat pada Tabel 4.2 dan 4.3.

Tabel 4. 3 Pembangkitan tanpa baterai

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	85.44	85.82	79.35	78.45	88.45	94.98	90.00	100.00
<i>Diesel</i>	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	17.17	27.17
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	62.17	65.88	69.49	71.71	72.47	72.97	69.73	58.82
MT 1	21.60	21.09	20.37	19.57	20.26	20.42	17.66	23.11
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	91.21	81.21	71.21	61.21	51.21	57.58	67.58	77.58
<i>Diesel</i>	17.52	20.00	10.00	10.00	20.00	30.00	40.00	50.00
PV 1	21.60	30.24	29.15	31.70	48.24	27.59	7.35	0.00
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
<i>Wind farm</i>	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	43.48
MT 1	29.53	31.95	24.95	17.95	10.95	10.00	10.00	13.75
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	87.58	97.58	100.00	100.00	99.57	89.57	82.59	79.08
<i>Diesel</i>	60.00	70.00	80.00	77.32	67.32	57.32	47.32	37.32
PV 1	0.00	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	15.34	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
MT 1	20.75	27.75	27.62	27.79	26.88	24.84	24.07	22.84
MT 2	10.00	10.00	12.78	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00

Tabel 4. 4 Pembangkitan Dengan Baterai

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	88.46	88.85	82.37	81.05	91.05	98.01	95.93	100.00
<i>Diesel</i>	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	11.09	21.09
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabel 4. 5 Pembangkitan Dengan Baterai (lanjutan)

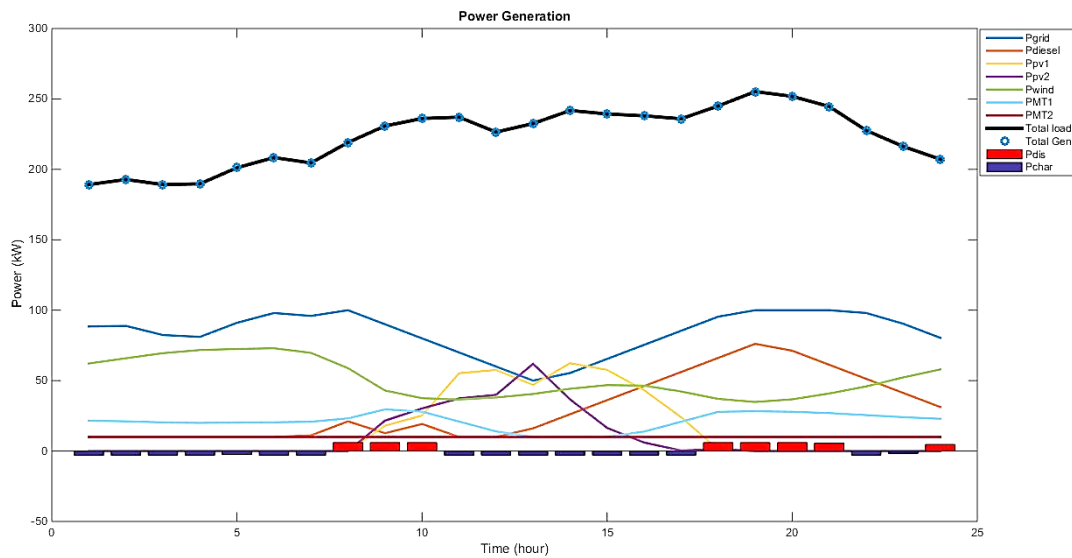
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	62.17	65.88	69.49	71.71	72.47	72.97	69.73	58.82
MT 1	21.57	21.07	20.34	19.97	20.24	20.39	20.80	23.18
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>P charge</i>	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.58	-3.00	-3.00	0.00

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	90.00	80.00	70.00	60.00	50.00	55.40	65.40	75.40
<i>Diesel</i>	12.66	19.22	10.00	10.00	16.12	26.12	36.12	46.12
PV 1	21.60	30.24	37.38	39.93	61.92	36.66	16.41	6.05
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	46.96	62.40	57.60	43.20
<i>Wind farm</i>	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	46.43
MT 1	29.60	27.93	20.93	13.93	10.00	10.00	10.00	13.82
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00

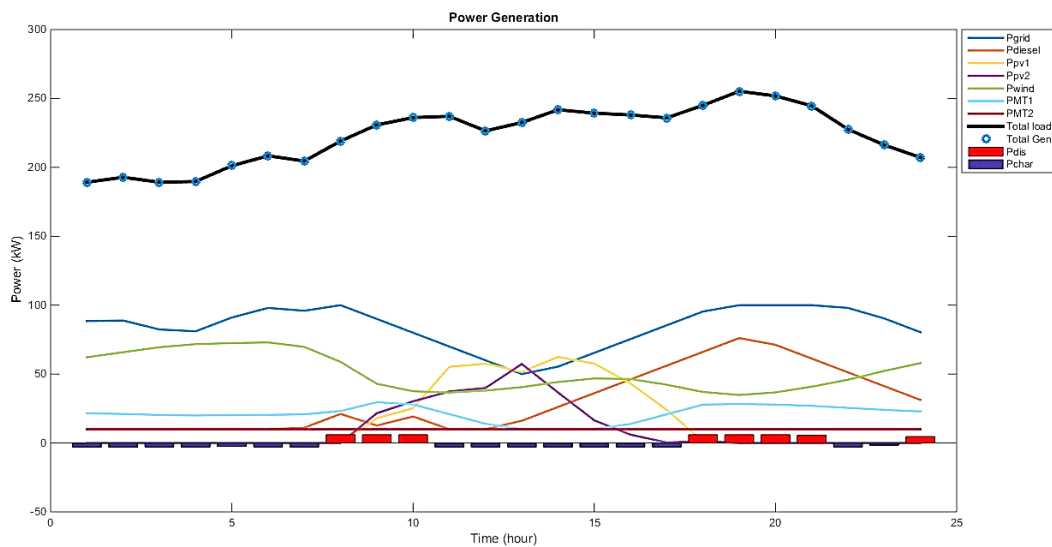
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	85.40	95.40	100.00	100.00	100.00	98.00	90.38	80.38
<i>Diesel</i>	56.12	66.12	76.12	71.25	61.25	51.25	41.25	31.25
PV 1	0.34	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
MT 1	20.82	27.82	28.28	27.86	26.95	25.48	24.07	22.90
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	4.71
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-1.71	0.00

4.3.2 Pembangkitan 3 kondisi harga baterai

Pada sub-sub bab ini ditampilkan grafik pembangkitan tiga kondisi harga *charge-discharge* baterai dan kondisi tanpa baterai. Grafik tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.10 sampai Gambar 4.12.



Gambar 4. 10 Grafik pembangkitan harga \$0

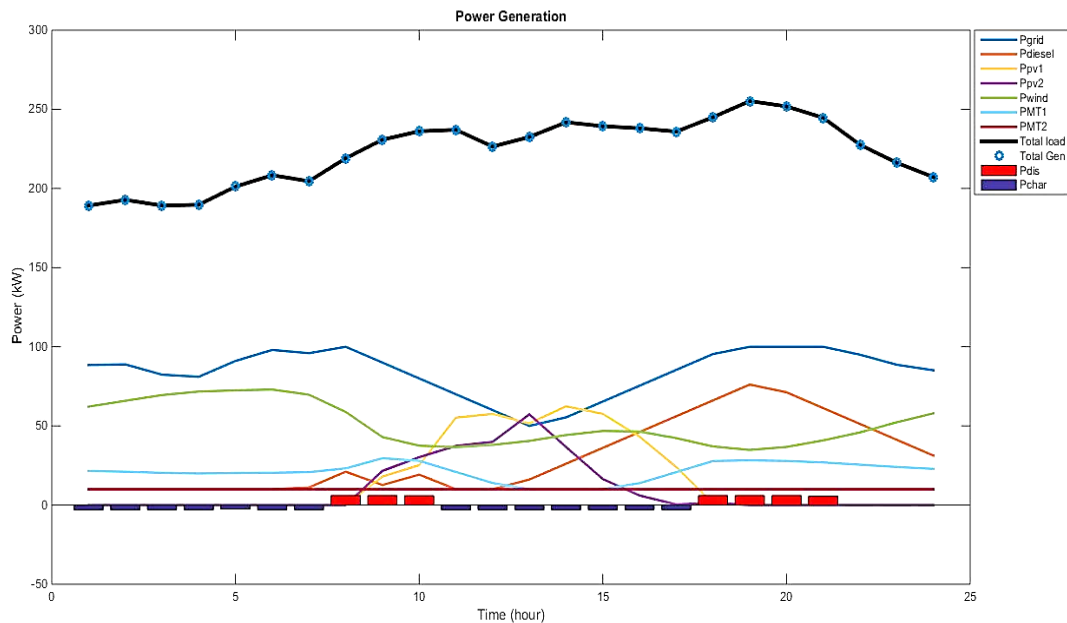


Gambar 4. 11 Grafik pembangkitan harga *charge-discharge* \$0.105

Gambar 4.7 dan 4.8 menunjukkan pembangkitan harga \$0 dan \$0.105. pada Gambar tersebut terlihat bahwa baterai berlaku sebagai beban atau memiliki nilai negatif pada pembangkitan. Dan dapat berlaku sebagai pembangkit yang memiliki nilai positif. Pada periode awal, baterai melakukan charging karena SOC awal

baterai adalah 20% dan minimal adalah 20%. Juga dikarenakan terdapat daya *wind farm* yang besar dengan harga bahan bakar \$0.

Namun, periode ke-8 baterai mengalami discharging yang dikarenakan kenaikan beban pada periode tersebut yang meningkat dari 204.563 kW menjadi 219.094 kW. Kenaikan sebesar 14.531 kW terjadi ketika pergantian dari periode 7 ke periode 8. Proses discharging juga dikarenakan baterai masih memiliki energi yang cukup dari hasil charging pada periode sebelumnya. Ketika PV mulai mengeluarkan daya, baterai kembali melakukan proses charging, karena daya PV yang besar dan harga bahan bakar PV 0\$. Kemudian setelah PV tidak menghasilkan daya, dan permintaan beban yang meningkat sebesar 245.014 kW, sehingga membuat baterai diperlukan mensuplai beban. Dari 2 kondisi ini, total pembangkitan sistem sebesar 5359.960 kW selama 24 jam dan sesuai dengan total beban selama 24 jam yang juga 5359.960 kW.

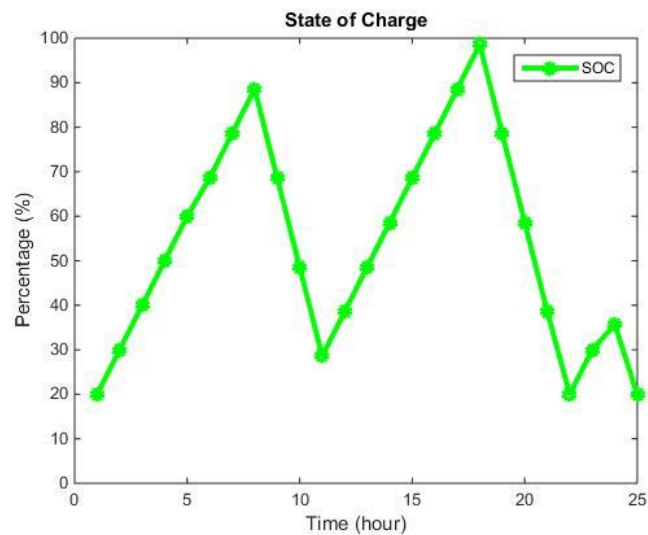


Gambar 4. 12 Grafik pembangkitan harga *charge* \$0.105 dan *discharge* \$0.21

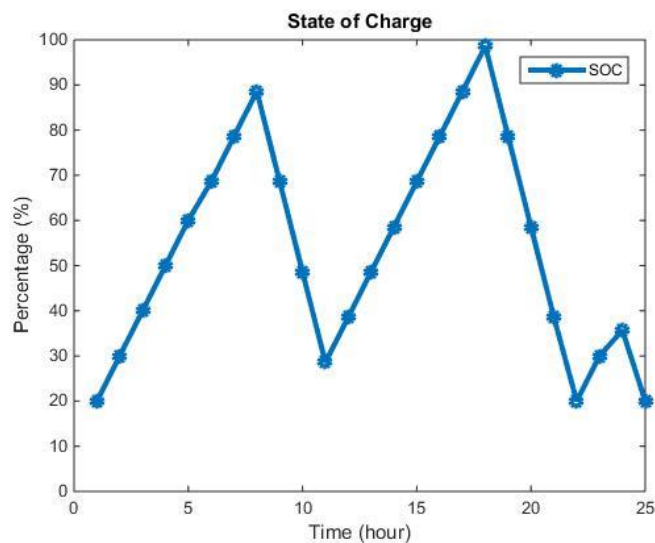
Grafik 4.9 adalah pembangkitan dengan menggunakan harga *charge-discharge* yang berbeda. Perbedaan dari grafik pada Gambar 4.9 adalah pada periode 22 hingga 24. Di mana pada periode tersebut baterai tidak mengalami proses charging atau discharging.

4.3.3 SOC baterai tiap kondisi

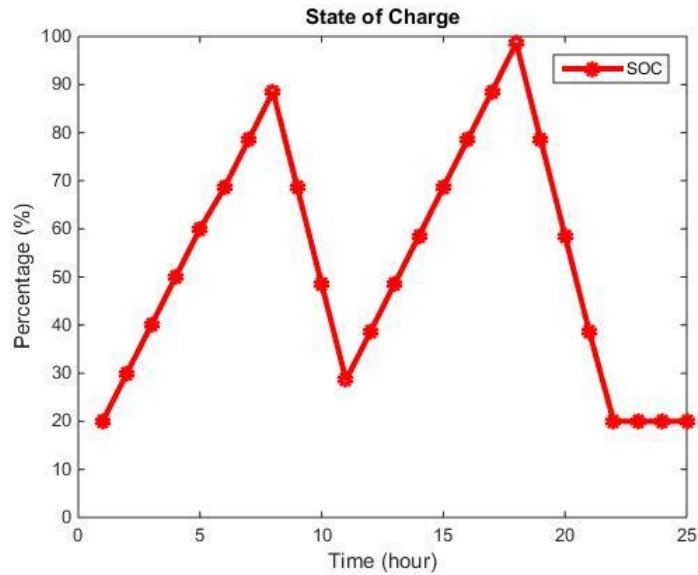
Pada sub-sub bab ini akan ditampilkan hasil dari SOC baterai hasil program. Untuk memvalidasi model baterai yang sudah dibuat sesuai batasan yang telah ditentukan pada bab sebelumnya. SOC pada sub-sub bab ini ditampilkan berdasarkan 3 kondisi yang sebelumnya. Hasil SOC dari 3 kondisi tersebut ditampilkan pada Gambar 4.13 hingga 4.15.



Gambar 4. 13 SOC pada kondisi harga *charge-discharge* \$0



Gambar 4. 14 SOC pada kondisi harga *charge-discharge* \$0.105



Gambar 4.15 SOC pada kondisi harga *charge* \$0.105 dan *discharge* \$0.21

Gambar 4.13 sampai 4.15 menunjukkan bahwa model SOC baterai dapat bekerja dengan baik, dengan SOC awal adalah 20%, minimal adalah 20% dan maksimal 100%. Tabel 4.4 menunjukkan cara kerja SOC secara lebih detail.

Tabel 4.6 Perubahan SOC pada harga *charge-discharge* \$0

Perubahan SOC	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.58	-3.00	-3.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.59	78.59	88.59	68.59

Perubahan SOC	jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>Discharge</i> (kW)	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Charge</i> (kW)	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
SOC (%)	48.59	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59

Perubahan SOC	jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	4.71
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-1.71	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	30.00	35.71	20.00

Tabel 4. 7 Perubahan SOC pada harga *charge-discharge* \$0.105

Perubahan SOC	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.58	-3.00	-3.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.59	78.59	88.59	68.59
Perubahan SOC	jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>Discharge</i> (kW)	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Charge</i> (kW)	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
SOC (%)	48.59	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59
Perubahan SOC	jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	4.71
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-1.71	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	30.00	35.71	20.00

Tabel 4. 8 Perubahan SOC pada harga *charge* \$0.105 dan *discharge* \$0.21

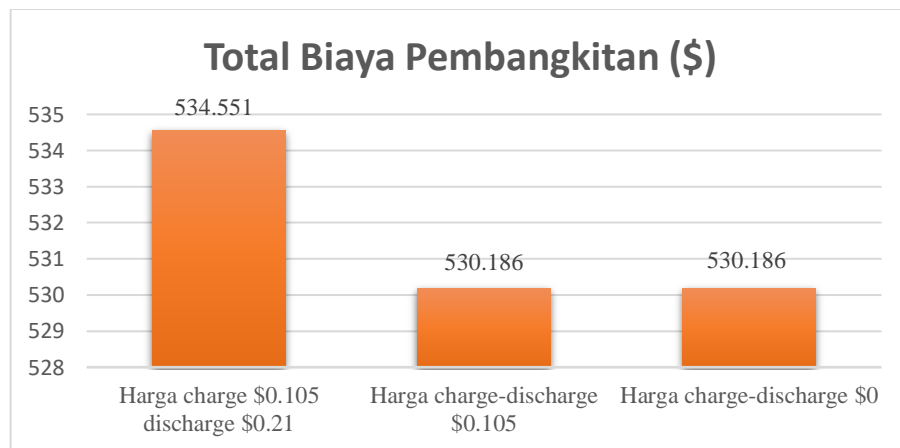
Perubahan SOC	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.56	-3.00	-3.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.54	78.54	88.54	68.54
Perubahan SOC	jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>Discharge</i> (kW)	6.00	5.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Charge</i> (kW)	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
SOC (%)	48.54	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59
Perubahan SOC	jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Discharge</i> (kW)	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	0.00
<i>Charge</i> (kW)	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	20.00	20.00	20.00

Terlihat pada Tabel 4.4 sampai 4.6 bahwa perubahan SOC pada setiap kondisi baterai telah sesuai dengan kondisi *charge* maupun *discharge* baterai. Hasil ini juga memvalidasi bahwa SOC yang dimodelkan memiliki SOC minimum 20%

dan maksimal 100%. Di mana pada data tersebut terlihat bahwa SOC tidak melewati 20% atau 100%.

4.3.4 Perbandingan harga tiap kondisi

Dalam sub-sub bab ini dibandingkan total biaya pembangkitan 3 kondisi harga baterai. Sehingga terlihat potensi pemberian harga pada baterai untuk memperoleh keuntungan. Gambar 4.16 menunjukkan grafik perbandingan antara 3 kondisi harga *charge-discharge* baterai. Di mana dalam grafik tersebut terlihat bahwa total biaya pembangkitan ketika harga berbeda lebih mahal \$4.365 dibandingkan 2 kondisi lainnya. Artinya pemilik baterai mendapatkan keuntungan sebesar \$4.365 dalam sehari. Sedangkan kondisi saat harga *charge-discharge* \$0.105 dan \$0, pemilik tidak mendapat keuntungan karena kondisi baterai awal ada pada kondisi SOC minimal 20%. Dan pada akhir periode juga berada kondisi SOC 20%.



Gambar 4. 16 Grafik perbandingan total biaya pembangkitan tiap

Tabel 4.7 memperlihatkan perhitungan potensi keuntungan harga *discharge* yang lebih tinggi. Artinya, pemilik baterai dapat melakukan transaksi dengan jaringan *microgrid* dan mengambil keuntungan. Dengan mematok harga *discharge* atau harga jual listrik dua kali harga beli, didapatkan keuntungan pertahun mencapai \$1593.225.

Tabel 4. 9 perhitungan keuntungan harga *charge* \$0.105 dan *discharge* \$0.21

Perhitungan potensi keuntungan 1 baterai	
Harga berbeda (24 jam)	\$534.551
Harga \$0 (24 jam)	\$530.186
Keuntungan (24 jam)	\$4.365
Keuntungan (30 hari)	\$130.95
Keuntungan (365 hari)	\$1593.225

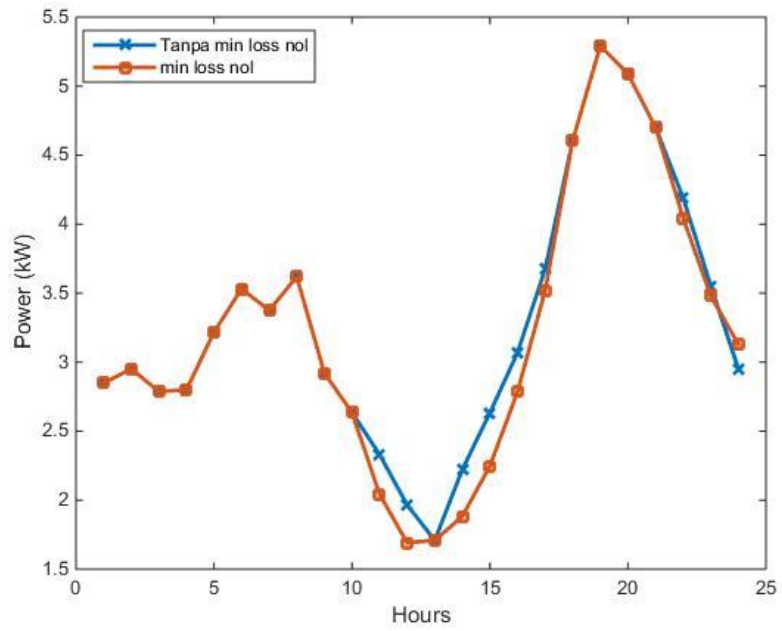
4.4 Studi kasus 3

Sub bab ini membahas mengenai rugi-rugi saluran terhadap total daya pembangkitan. Rugi-rugi saluran sangat berpengaruh terhadap transaksi energi listrik. Sehingga perlu diminimalkan. Pada bab sebelumnya, telah dijelaskan bahwa salah satu cara meminimalkan *losses* adalah dengan memberi biaya pada *losses* pada fungsi objektif. Biaya pada *losses* ini diasumsikan sebagai biaya dari energi listrik yang hilang setelah melakukan transaksi pertukaran energi. Biaya yang diterapkan adalah harga *utility* (PLN) yaitu \$0.105. Untuk nilai rugi-rugi saluran didapatkan melalui perhitungan dengan memasukkan sudut tegangan hasil optimasi pada persamaan 2.31. Pada sub bab ini dibandingkan pengaruh meminimalkan biaya *losses* dengan 2 kondisi sub bab sebelumnya.

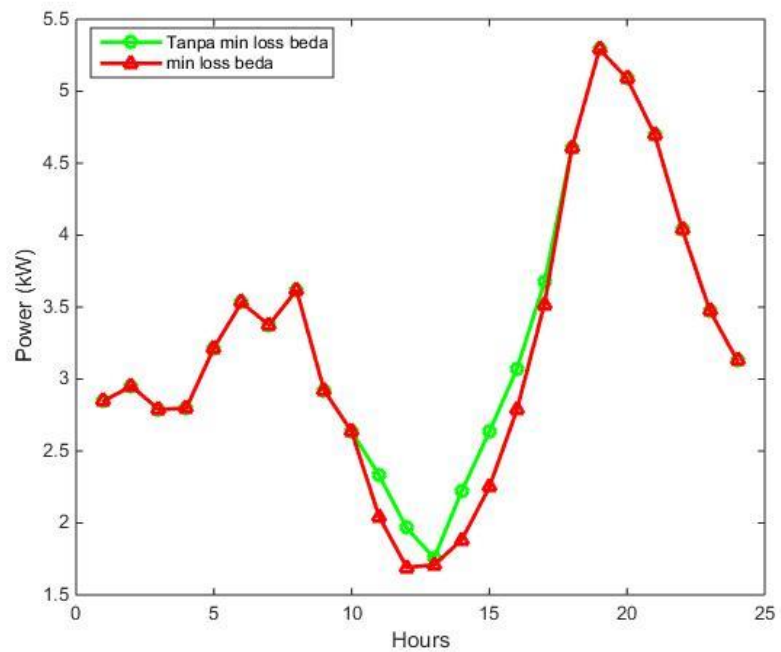
1. Kondisi 1: Membandingkan harga *charge-discharge* \$0 dengan meminimalkan biaya *losses* (a) dan tanpa meminimalkan biaya *losses* (b)
2. Kondisi 2: Membandingkan biaya *charge* \$0.105 *discharge* \$0.21 dengan meminimalkan biaya *losses* (a) dan tanpa meminimalkan biaya *losses* (b)

4.4.1 Perbandingan rugi-rugi saluran tiap kondisi

Rugi-rugi saluran dapat sangat berpengaruh dengan transaksi pertukaran energi listrik. Karena ketika setiap energi listrik yang hilang dalam suatu transaksi pertukaran energi listrik, akan merugikan produsen. Pada Gambar 4.17 dan 4.18 diperlihatkan perbedaan *losses* yang dihasilkan setiap jam, dengan meminimalkan biaya *losses* dan tanpa meminimalkan biaya *losses*.



Gambar 4.17 Perbandingan pada kondisi 1



Gambar 4.18 Perbandingan pada kondisi 2

Gambar 4.17 dan 4.18 menunjukkan nilai *losses* dengan meminimalkan biaya *losses* dan tanpa harga *losses*. Di mana dari 2 gambar tersebut terlihat bahwa dengan meminimalkan biaya *losses* pada fungsi objektif dapat mengurangi total *losses* tiap jam. Perbandingan total *losses* selama periode 24 jam dapat dilihat pada Tabel 4.8

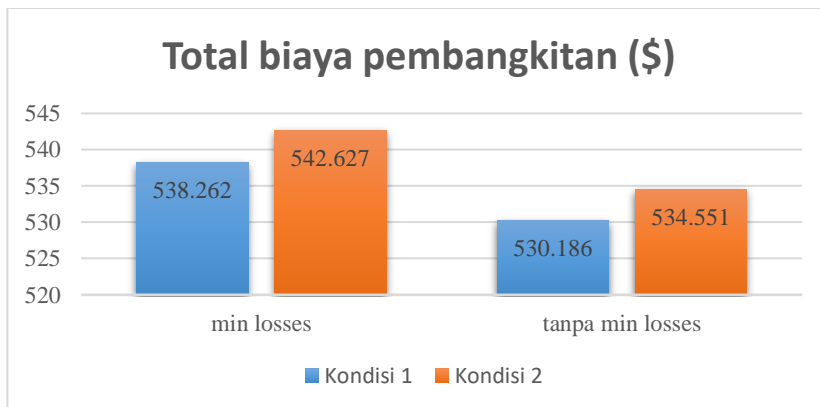
Tabel 4. 10 Perbandingan total *losses* selama 24 jam dari dua kondisi

Kondisi 1		Kondisi 2	
Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)	Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)
78.678 kW	76.913 kW	78.685 kW	76.912 kW

Dari Tabel 4.6 dapat dilihat bahwa dengan meminimalkan biaya *losses* kondisi 1 dapat meminimalkan *losses* sebesar 1.765 kW. Sedangkan pada kondisi 2 sebesar 1.773 kW.

4.4.2 Perbandingan total biaya pembangkitan tiap kondisi

Pada sub-sub bab ini dibahas mengenai perbandingan total biaya pembangkitan sistem dengan meminimalkan biaya *losses* (memasukkan persamaan *losses* ke fungsi objektif) dan tanpa mempertimbangkan biaya *losses* (tanpa memasukkan persamaan ke fungsi objektif). Grafik *output* program MATLAB perbandingan total biaya pembangkitan selama 24 jam dapat dilihat pada Gambar 4.19.



Gambar 4. 19 Perbandingan total biaya pembangkitan 2 kondisi

Gambar 4.19 menunjukkan bahwa dengan meminimalkah biaya *losses*, total biaya pembangkitan menjadi lebih mahal. Sehingga dengan pendekatan persamaan *losses* 2.31 pada DDCOPF ini dapat lebih mendekati ACOPF. Karena pada dasarnya DDCOPF merupakan pendekatan dari suatu penyelesaian ACOPF dengan melinierisasi beberapa persamaan. Di mana perbedaan kedua kondisi ketika mempertimbangkan *losses* adalah sebesar 8.076 kW yaitu sebesar 1.51%.

Perhitungan biaya manual untuk total biaya *losses* dapat dilihat pada Tabel 4.9. Di mana total biaya tersebut didapatkan dari mengalikan harga listrik per kWh sebesar \$0.105 dengan total *losses* sistem.

Tabel 4. 11 Total biaya akibat *losses*

Biaya <i>losses</i>			
Kondisi 1		Kondisi 2	
Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)	Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)
78.678 kW	76.913 kW	78.685 kW	76.912 kW
\$ 8.26119	\$ 8.075865	\$ 8.261925	\$ 8.07576

Sehingga jika ditambahkan secara manual pada total harga pembangkitan kondisi 1a dan 2a. yaitu keadaan baterai dengan harga \$0 dan harga berbeda dengan tanpa memasukkan persamaan *losses* dalam fungsi objektif. Hasilnya akan seperti Tabel 4.10.

Tabel 4. 12 Total biaya pembangkitan setelah mempertimbangkan *losses*

Total biaya pembangkitan (\$)			
Kondisi 1		Kondisi 2	
Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)	Tanpa min <i>losses</i> (24 jam)	Min <i>losses</i> (24 jam)
538.447	538.262	542.813	542.627

Dari Tabel 4.10 terlihat bahwa dengan meminimalkan *losses* dapat mengurangi total biaya pembangkitan. Di mana ketika kondisi 1 tanpa

meminimalkan *losses*, total pembangkitannya sebesar \$ 538.447 sedangkan ketika meminimalkan harga *losses* dapat lebih kecil menjadi \$ 538.262. Begitu juga dengan kondisi 2. Di mana untuk kondisi harga baterai berbeda, total biaya pembangkitan setelah meminimalkan *losses* total biaya yang dihaikan oleh sistem adalah sebesar \$542.627 sedangkan ketika tanpa meminimalkan harga *losses*, total biaya yang dihasilkan adalah sebesar \$542.813. Sehingga dari kedia kondisi yang digunakan untuk pengujian *losses*, dapat disimpulkan bahwa dengan meminimalkan biaya *losses*, total biaya yang dihasilkan oleh sistem menjadi sedikit lebih murah dibandingkan dengan sistem tanpa meminimalkan biaya *losses*.

BAB 5

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

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

1. Optimasi DDCOPF pada sistem *microgrid* dapat diselesaikan dengan menggunakan *Mixed integer quadratic programming*.
2. Penambahan *wind farm* pada sistem *microgrid* dapat meminimalkan total biaya pembangkitan dibandingkan dengan penambahan PV.
3. 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.
4. Pemberian biaya *charge* \$0.105 dan *discharge* \$0.21 dapat memberikan keuntungan transaksi jual beli energi listrik hingga \$1593.225 per tahun.
5. Memberi biaya *losses* dalam fungsi objektif dapat meminimalkan total biaya *losses* saluran.

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 menambahkan persamaan *losses* sebagai batasan kuadrat agar dapat mengetahui aliran daya yang sesuai.
3. Penelitian selanjutnya dapat dikembangkan dengan menggunakan *Artificial intelligence* untuk penempatan masing-masing pembangkit yang optimal.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- [1] 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.
- [2] A. Sobu, S. Member, and G. Wu, "for Microgrid System Considering Forecast Errors of Renewable Power Generations," 2012.
- [3] S. Singh, M. Singh, and S. C. Kaushik, "Optimal power scheduling of renewable energy systems in microgrids using distributed energy storage system," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 9, pp. 1328–1339, 2016.
- [4] EMD International A/S, "Wind Prospecting," 2004. [Online]. Available: <http://indonesia.windprospecting.com/>. [Accessed: 20-Dec-2019].
- [5] 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.
- [6] H. Zhong, Q. Xia, Y. Wang, and C. Kang, "Dynamic Economic Dispatch Considering Transmission Losses Using Quadratically Constrained Quadratic Program Method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2232–2241, 2013.
- [7] M. P. Abraham and A. A. Kulkarni, "ADMM-based algorithm for solving DC-OPF in a large electricity network considering transmission losses," vol. 12, pp. 5811–5823, 2018.
- [8] 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.
- [9] R. S. Wibowo, R. Maulana, A. Taradini, F. A. Pamuji, A. Soeprijanto, and O. Penangsang, "Quadratic programming approach for security constrained optimal power flow," *Proc. - 2015 7th Int. Conf. Inf. Technol. Electr. Eng. Envisioning Trend Comput. Inf. Eng. ICITEE 2015*, pp. 200–203, 2015.
- [10] T. K. Nagsarkar and M. S. Sukhija, *Power System Analysis*. Oxford University Press, 2016.
- [11] L. Shi, C. Wang, L. Yao, Y. Ni, and M. Bazargan, "Optimal power flow solution incorporating wind power," *IEEE Syst. J.*, vol. 6, no. 2, pp. 233–241, 2012.
- [12] J. Luo, L. Shi, and Y. Ni, "A solution of optimal power flow incorporating wind generation and power grid uncertainties," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 19681–19690, 2018.

- [13] K. Sahithi and A. M. Rao, “Economic Allocation for Energy Storage System using MOPSO -Wind Power Distribution,” *Int. J. Sci. Eng. Technol. Res.*, vol. 04, no. 36, pp. 7761–7766, 2015.
- [14] J. Cao, W. Du, and H. F. Wang, “Weather-Based Optimal Power Flow with Wind farms Integration,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 4, pp. 3073–3081, 2016.
- [15] Y. Zhang, H. H. C. Iu, T. Fernando, F. Yao, and K. Emami, “Cooperative dispatch of BESS and wind power generation considering carbon emission limitation in Australia,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 11, no. 6, pp. 1313–1323, 2015.
- [16] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power Generation, Operation, and Control*. Wiley, 2013.
- [17] J. Currie, “OPTI Toolbox Documentation,” *Inverse Problem Ltd*, 2016. [Online]. Available: <https://www.inverseproblem.co.nz/OPTI/index.php/Probs/MIQP>. [Accessed: 02-Sep-2019].
- [18] N. Hoyle and E. Flow, “Wind turbine Power Calculations.”
- [19] Windspot, “Windspot 7.5 kW,” 2016. [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1372-windspot-7.5kw#datasheet>. [Accessed: 20-Dec-2019].

LAMPIRAN

Tabel 1. Pembebanan Optimal Studi kasus 1b

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
<i>Diesel</i>	50.27	53.75	50.27	50.78	60.18	60.30	60.22	70.14
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MT 1	31.93	32.04	31.93	31.95	32.32	32.62	32.46	32.96
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.45	1.88	6.00
<i>P charge</i>	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-1.33	0.00	0.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	64.42	46.27	40.00	20.00
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	13	14	15	16	9	10	11	12
PLN	90.00	80.00	70.00	60.00	50.00	60.00	70.00	80.00
<i>Diesel</i>	60.14	50.14	40.14	30.14	25.88	35.88	45.88	55.88
PV 1	15.33	30.24	7.19	15.66	46.77	16.60	2.78	1.79
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
PV 3	14.40	20.16	44.16	46.08	41.28	49.92	46.08	34.56
MT 1	25.96	20.39	13.39	10.00	10.00	10.00	10.00	15.59
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
<i>State Discharge</i>	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	1.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
SOC (%)	30.00	30.00	40.00	50.00	60.00	70.00	80.00	90.00
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	90.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
<i>Diesel</i>	65.88	75.88	80.00	80.00	80.00	79.02	73.46	64.65
PV 1	0.00	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	23.32	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 3	19.20	0.96	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabel 2. Pembebanan Optimal Studi kasus 1b (lanjutan)

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
MT 1	22.59	29.59	27.28	28.07	29.73	31.68	32.80	32.52
MT 2	17.95	29.95	41.95	37.76	28.91	16.91	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	6.00	6.00	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SOC (%)	100.00	80.00	60.00	40.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Tabel 3. Pembangkitan optimal Studi kasus 2b

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	88.46	88.85	82.37	81.05	91.05	98.01	95.93	100.00
<i>Diesel</i>	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	11.09	21.09
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	62.17	65.88	69.49	71.71	72.47	72.97	69.73	58.82
MT 1	21.57	21.07	20.34	19.97	20.24	20.39	20.80	23.18
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>P charge</i>	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.58	-3.00	-3.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.59	78.59	88.59	68.59
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	90.00	80.00	70.00	60.00	50.00	55.40	65.40	75.40
<i>Diesel</i>	12.66	19.22	10.00	10.00	16.12	26.12	36.12	46.12
PV 1	21.60	30.24	37.38	39.93	61.92	36.66	16.41	6.05
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	46.96	62.40	57.60	43.20
<i>Wind farm</i>	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	46.43
MT 1	29.60	27.93	20.93	13.93	10.00	10.00	10.00	13.82
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00

Tabel 4. Pembangkitan optimal Studi kasus 2b (lanjutan)

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
<i>State Discharge</i>	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
SOC (%)	48.59	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	85.40	95.40	100.00	100.00	100.00	98.00	90.38	80.38
<i>Diesel</i>	56.12	66.12	76.12	71.25	61.25	51.25	41.25	31.25
PV 1	0.34	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
MT 1	20.82	27.82	28.28	27.86	26.95	25.48	24.07	22.90
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	4.71
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-1.71	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	30.00	35.71	20.00

Tabel 5. Pembebanan optimal studi kasus 2c

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	88.46	88.85	82.37	81.05	91.05	98.01	95.93	100.00
<i>Diesel</i>	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	11.09	21.09
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	62.17	65.88	69.49	71.71	72.47	72.97	69.73	58.82
MT 1	21.57	21.07	20.34	19.97	20.24	20.39	20.80	23.18
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>P charge</i>	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.58	-3.00	-3.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.59	78.59	88.59	68.59

Tabel 6. Pembebanan optimal studi kasus 2c (lanjutan)

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	90.00	80.00	70.00	60.00	50.00	55.40	65.40	75.40
<i>Diesel</i>	12.66	19.23	10.00	10.00	16.12	26.12	36.12	46.12
PV 1	21.60	30.24	37.38	39.93	57.28	36.66	16.41	6.05
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
<i>Wind farm</i>	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	46.43
MT 1	29.60	27.93	20.93	13.93	10.00	10.00	10.00	13.82
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
<i>State Discharge</i>	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
SOC (%)	48.59	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	85.40	95.40	100.00	100.00	100.00	98.00	90.38	80.38
<i>Diesel</i>	56.12	66.12	76.12	71.25	61.25	51.25	41.25	31.25
PV 1	0.34	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94
MT 1	20.82	27.82	28.28	27.86	26.95	25.48	24.07	22.90
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	4.71
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-1.71	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	30.00	35.71	20.00

Tabel 7. Pembebanan optimal Studi kasus 2d

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	88.46	88.85	82.37	81.03	91.03	98.01	95.93	100.00
<i>Diesel</i>	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	11.09	21.09
PV 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	62.17	65.88	69.49	71.71	72.47	72.97	69.73	58.82
MT 1	21.57	21.07	20.34	19.98	20.24	20.39	20.80	23.18
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.00
<i>P charge</i>	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-2.56	-3.00	-3.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00
<i>State Charge</i>	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00
SOC (%)	30.00	40.00	50.00	60.00	68.54	78.54	88.54	68.54
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	90.00	80.00	70.00	60.00	50.00	55.40	65.40	75.40
<i>Diesel</i>	12.66	19.24	10.00	10.00	16.12	26.12	36.12	46.12
PV 1	21.60	30.24	37.38	39.93	57.28	36.66	16.41	6.05
PV 2	18.00	25.20	55.20	57.60	51.60	62.40	57.60	43.20
<i>Wind farm</i>	42.97	37.52	36.56	38.01	40.52	44.22	46.81	46.43
MT 1	29.60	27.93	20.93	13.93	10.00	10.00	10.00	13.82
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	6.00	5.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	0.00	0.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00	-3.00
<i>State Discharge</i>	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
SOC (%)	48.54	28.59	38.59	48.59	58.59	68.59	78.59	88.59
Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
PLN	85.40	95.40	100.00	100.00	100.00	94.98	88.65	85.13
<i>Diesel</i>	56.12	66.12	76.12	71.25	61.25	51.25	41.25	31.25
PV 1	0.34	1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PV 2	24.00	1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>Wind farm</i>	42.26	37.04	34.83	36.72	40.87	45.87	52.28	57.94

Tabel 8. Pembebanan optimal Studi kasus 2d (lanjutan)

Pembangkit	P Pembangkitan (kW)							
	Jam							
	17	18	19	20	21	22	23	24
MT 1	20.82	27.82	28.28	27.86	26.95	25.51	24.08	22.85
MT 2	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
<i>P discharge</i>	0.00	6.00	6.00	6.00	5.58	0.00	0.00	0.00
<i>P charge</i>	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Discharge</i>	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00
<i>State Charge</i>	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SOC (%)	98.59	78.59	58.59	38.59	20.00	20.00	20.00	20.00

Tabel 9. Ramp rate studi kasus 2a

Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	10	0.4	-6.5	-0.9	10.0	6.5	-5.0	10.0	-8.8
<i>Diesel</i>	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	10.0	-9.6
MT 1	7	-0.5	-0.7	-0.8	0.7	0.2	-2.8	5.4	6.4
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	10	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	6.4	10.0	10.0	10.0
<i>Diesel</i>	10	2.5	-10.0	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
MT 1	7	2.4	-7.0	-7.0	-7.0	-0.9	0.0	3.8	7.0
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		17	18	19	20	21	22	23	
PLN	10	10.0	2.4	0.0	-0.4	-10.0	-7.0	-3.5	
<i>Diesel</i>	10	10.0	10.0	-2.7	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	
MT 1	7	7.0	-0.1	0.2	-0.9	-2.0	-0.8	-1.2	
MT 2	12	0.0	2.8	-2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	

Tabel 10. Ramp rate studi kasus 2b

Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	10	0.4	-6.5	-1.3	10.0	7.0	-2.1	4.1	-10.0
<i>Diesel</i>	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	10.0	-8.4
MT 1	7	-0.5	-0.7	-0.4	0.3	0.1	0.4	2.4	6.4
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	10	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	5.4	10.0	10.0	10.0
<i>Diesel</i>	10	6.6	-9.2	0.0	6.1	10.0	10.0	10.0	10.0
MT 1	7	-1.7	-7.0	-7.0	-3.9	0.0	0.0	3.8	7.0
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		17	18	19	20	21	22	23	
PLN	10	10.0	4.6	0.0	0.0	-2.0	-7.6	-10.0	
<i>Diesel</i>	10	10.0	10.0	-4.9	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	
MT 1	7	7.0	0.5	-0.4	-0.9	-1.5	-1.4	-1.2	
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Tabel 11. Ramp rate studi kasus 2c

Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	10	0.4	-6.5	-1.3	10.0	7.0	-2.1	4.1	-10.0
<i>Diesel</i>	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	10.0	-8.4
MT 1	7	-0.5	-0.7	-0.4	0.3	0.1	0.4	2.4	6.4
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	10	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	5.4	10.0	10.0	10.0
<i>Diesel</i>	10	6.6	-9.2	0.0	6.1	10.0	10.0	10.0	10.0
MT 1	7	-1.7	-7.0	-7.0	-3.9	0.0	0.0	3.8	7.0
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		17	18	19	20	21	22	23	
PLN	10	10.0	4.6	0.0	0.0	-2.0	-7.6	-10.0	
<i>Diesel</i>	10	10.0	10.0	-4.9	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	
MT 1	7	7.0	0.5	-0.4	-0.9	-1.5	-1.4	-1.2	
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Tabel 12 Ramp rate studi kasus 2d

Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		1	2	3	4	5	6	7	8
PLN	10	0.4	-6.5	-1.3	10.0	7.0	-2.1	4.1	-10.0
Diesel	10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	10.0	-8.4
MT 1	7	-0.5	-0.7	-0.4	0.3	0.1	0.4	2.4	6.4
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t k- t+1							
		9	10	11	12	13	14	15	16
PLN	10	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	5.4	10.0	10.0	10.0
Diesel	10	6.6	-9.2	0.0	6.1	10.0	10.0	10.0	10.0
MT 1	7	-1.7	-7.0	-7.0	-3.9	0.0	0.0	3.8	7.0
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pembangkit	Ramp rate (\pm)	interval waktu t ke-t+1							
		17	18	19	20	21	22	23	
PLN	10	10.0	4.6	0.0	0.0	-5.0	-6.3	-3.5	
Diesel	10	10.0	10.0	-4.9	-10.0	-10.0	-10.0	-10.0	
MT 1	7	7.0	0.5	-0.4	-0.9	-1.4	-1.4	-1.2	
MT 2	12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

Tabel 13. Aliran daya studi kasus 2a

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	58.61	58.94	54.61	54.03	60.85	65.29	60.60	65.69
1	3	130	26.83	26.88	24.74	24.42	27.60	29.68	29.40	34.31
2	4	65	15.05	14.99	13.63	13.40	15.26	16.50	17.77	22.58
3	4	130	24.43	24.44	22.34	22.01	25.05	27.04	26.80	31.53
2	5	130	13.03	13.09	12.23	12.11	13.43	14.29	14.74	17.65
2	6	65	18.83	18.75	17.05	16.75	19.08	20.60	21.80	27.49
4	6	90	20.77	20.67	18.82	18.43	20.98	22.62	22.54	27.72
5	7	70	13.03	13.09	12.23	12.11	13.43	14.29	14.74	17.65
6	7	130	9.77	10.15	10.57	10.75	10.81	10.82	9.91	8.75
6	8	65	26.39	26.88	26.25	26.30	28.07	29.18	28.75	31.16
6	9	65	-1.35	-2.06	-3.77	-4.31	-3.03	-2.15	-0.77	4.12
6	10	32	-0.77	-1.18	-2.15	-2.46	-1.73	-1.23	-0.44	2.36
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabel 14. Aliran daya studi kasus 2a (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
9	10	65	-1.35	-2.06	-3.77	-4.31	-3.03	-2.15	-0.77	4.12
4	12	65	11.10	11.02	9.54	9.36	11.25	12.55	13.82	17.60
12	13	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	14	32	2.47	2.52	2.33	2.35	2.69	2.93	3.18	3.56
12	15	32	-0.81	-0.79	-1.29	-1.23	-0.62	-0.13	0.94	1.54
12	16	32	-1.75	-2.13	-2.70	-2.99	-2.73	-2.58	-2.42	-0.47
14	15	16	-3.73	-3.80	-3.87	-3.86	-3.90	-3.90	-3.52	-3.62
16	17	16	-5.25	-5.69	-6.20	-6.50	-6.45	-6.44	-6.20	-4.52
15	18	16	3.26	3.06	2.65	2.43	2.76	2.94	2.75	4.42
18	19	16	0.06	-0.20	-0.55	-0.78	-0.64	-0.58	-0.71	0.72
19	20	32	-9.44	-9.89	-10.05	-10.31	-10.74	-11.05	-10.98	-10.28
10	20	32	11.64	12.13	12.25	12.51	13.08	13.47	13.36	12.83
10	17	32	14.25	14.86	15.20	15.53	16.02	16.35	15.93	14.94
10	21	32	-19.68	-21.10	-23.03	-23.93	-23.47	-23.14	-21.40	-15.82
10	22	32	-14.14	-15.04	-16.15	-16.70	-16.56	-16.45	-15.36	-12.19
21	22	65	-37.18	-38.93	-40.53	-41.48	-42.07	-42.41	-40.32	-36.08
15	23	16	-16.00	-16.00	-16.00	-15.75	-16.00	-16.00	-14.20	-16.00
22	24	16	10.84	11.91	12.81	13.54	13.83	14.11	14.04	10.54
23	24	16	2.40	1.83	1.17	0.61	0.86	0.89	0.01	3.41
24	25	32	4.54	4.88	5.27	5.42	5.44	5.42	4.65	3.87
25	26	16	3.50	3.57	3.50	3.51	3.72	3.85	3.78	4.05
25	27	32	1.04	1.31	1.77	1.91	1.72	1.56	0.86	-0.18
28	27	65	1.96	1.94	1.23	1.12	2.10	2.75	3.19	5.24
27	29	16	6.04	6.16	6.04	6.06	6.42	6.65	6.53	7.00
27	30	16	6.96	7.09	6.96	6.98	7.40	7.66	7.52	8.06
29	30	16	3.64	3.71	3.64	3.65	3.87	4.01	3.94	4.22
8	28	32	-3.61	-3.69	-3.75	-3.79	-3.83	-3.85	-3.69	-3.58
6	28	32	5.57	5.63	4.98	4.91	5.93	6.61	6.88	8.82
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	62.04	55.18	50.97	44.12	35.49	38.50	43.34	47.90
1	3	130	29.17	26.03	20.24	17.09	15.72	19.09	24.24	29.68
2	4	65	16.88	15.03	8.69	6.87	8.05	11.52	16.79	22.54
3	4	130	26.24	23.03	17.23	14.21	12.77	16.02	21.21	26.66
2	5	130	15.07	14.19	11.73	10.37	10.31	13.10	16.11	18.87

Tabel 15. Aliran daya studi kasus 2a (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
2	6	65	21.14	18.88	13.36	10.91	10.46	16.15	22.99	29.19
4	6	90	23.38	21.06	23.19	19.93	12.88	23.75	32.10	35.54
5	7	70	15.07	14.19	11.73	10.37	10.31	13.10	16.11	18.87
6	7	130	12.74	14.27	16.84	16.92	17.71	16.04	12.73	9.81
6	8	65	32.96	33.76	33.68	32.15	33.37	34.58	34.18	34.15
6	9	65	6.73	7.59	3.67	2.91	6.32	4.04	3.38	6.33
6	10	32	3.85	4.34	2.10	1.66	3.61	2.31	1.93	3.62
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	6.73	7.59	3.67	2.91	6.32	4.04	3.38	6.33
4	12	65	10.47	7.52	-6.79	-7.94	-1.40	-5.92	-3.72	4.11
12	13	65	-18.00	-25.20	-55.20	-57.60	-51.60	-62.40	-57.60	-43.20
12	14	32	4.70	5.16	7.42	7.79	8.29	9.21	8.86	7.87
12	15	32	5.00	6.36	14.29	16.15	17.62	20.38	19.28	15.84
12	16	32	5.10	7.22	12.67	12.31	10.53	12.57	11.57	9.52
14	15	16	-2.86	-2.57	-0.35	0.37	0.67	1.28	1.02	0.07
16	17	16	0.83	2.85	8.28	8.13	6.23	8.10	7.14	5.11
15	18	16	8.14	9.56	12.01	11.12	9.62	10.79	10.21	9.36
18	19	16	4.23	5.56	8.00	7.29	5.69	6.70	6.17	5.34
19	20	32	-7.36	-6.29	-3.91	-4.09	-5.99	-5.44	-5.85	-6.61
10	20	32	10.04	9.04	6.66	6.72	8.69	8.25	8.63	9.38
10	17	32	10.15	8.38	3.00	2.65	4.84	3.40	4.24	6.21
10	21	32	-8.65	-6.14	-5.15	-5.59	-4.91	-6.09	-7.47	-6.25
10	22	32	-8.04	-6.60	-6.01	-6.14	-5.82	-6.63	-7.43	-6.69
21	22	65	-30.00	-27.98	-27.07	-26.53	-26.42	-28.45	-29.60	-28.27
15	23	16	-16.00	-16.00	-8.34	-4.42	-1.41	0.39	-0.29	-3.78
22	24	16	4.93	2.95	3.47	5.34	8.29	9.14	9.77	8.53
23	24	16	9.62	11.95	12.60	9.70	5.60	6.31	5.66	5.95
24	25	32	3.94	4.04	5.17	4.62	3.20	4.32	4.43	3.53
25	26	16	4.27	4.37	4.39	4.19	4.30	4.47	4.43	4.40
25	27	32	-0.33	-0.33	0.78	0.43	-1.10	-0.15	0.00	-0.87
28	27	65	6.19	6.55	5.51	5.13	7.08	6.76	6.44	7.23
27	29	16	7.37	7.54	7.57	7.23	7.42	7.72	7.64	7.60
27	30	16	8.49	8.69	8.72	8.33	8.55	8.89	8.80	8.75
29	30	16	4.44	4.54	4.56	4.36	4.47	4.65	4.61	4.58
8	28	32	-3.64	-3.68	-3.91	-3.76	-3.50	-3.76	-3.77	-3.59
6	28	32	9.83	10.23	9.42	8.89	10.58	10.52	10.21	10.81

Tabel 16. Aliran daya studi kasus 2a (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	52.14	56.85	56.81	57.24	58.63	53.51	50.52	49.84
1	3	130	35.44	40.73	43.19	42.76	40.94	36.06	32.08	29.24
2	4	65	28.85	34.31	37.63	36.89	33.97	29.22	24.92	21.35
3	4	130	32.45	37.63	39.96	39.56	37.84	33.17	29.33	26.61
2	5	130	21.37	24.07	25.94	25.53	23.90	21.01	18.52	16.49
2	6	65	34.86	40.36	43.97	43.25	40.02	34.50	29.58	25.55
4	6	90	34.26	35.81	37.94	37.82	35.71	31.06	27.21	24.23
5	7	70	21.37	24.07	25.94	25.53	23.90	21.01	18.52	16.49
6	7	130	7.06	5.46	4.82	4.82	5.58	6.42	7.54	8.48
6	8	65	34.07	35.65	36.98	36.75	35.53	32.78	30.85	29.30
6	9	65	10.43	14.90	17.23	16.30	13.86	9.89	5.93	2.72
6	10	32	5.96	8.52	9.85	9.31	7.92	5.65	3.39	1.56
9	11	65	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	10	65	10.43	14.90	17.23	16.30	13.86	9.89	5.93	2.72
4	12	65	17.57	26.29	29.39	28.52	26.27	22.19	18.36	15.41
12	13	65	-15.34	-1.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	14	32	5.75	4.87	5.21	5.08	4.76	4.15	3.57	3.16
12	15	32	8.47	4.88	5.59	5.28	4.50	3.20	1.74	0.73
12	16	32	4.72	3.24	3.48	3.26	2.53	1.37	0.25	-0.73
14	15	16	-1.98	-3.16	-3.15	-3.17	-3.26	-3.31	-3.51	-3.63
16	17	16	0.35	-1.29	-1.24	-1.40	-2.00	-2.84	-3.75	-4.57
15	18	16	7.25	7.10	7.37	7.19	6.64	5.65	4.85	4.12
18	19	16	3.26	2.96	3.06	2.93	2.50	1.80	1.19	0.61
19	20	32	-8.59	-9.35	-9.76	-9.71	-9.78	-9.63	-9.67	-9.79
10	20	32	11.33	12.19	12.73	12.64	12.63	12.28	12.18	12.20
10	17	32	10.87	12.95	13.38	13.38	13.64	13.67	14.04	14.42
10	21	32	-6.33	-3.88	-2.31	-3.14	-5.60	-9.11	-13.03	-16.34
10	22	32	-6.71	-5.35	-4.54	-4.99	-6.38	-8.27	-10.49	-12.36
21	22	65	-28.16	-26.55	-25.92	-26.43	-28.23	-30.16	-33.04	-35.50
15	23	16	-10.98	-16.00	-16.00	-16.00	-16.00	-15.63	-16.00	-16.00
22	24	16	7.39	5.14	4.37	5.30	6.26	7.45	8.75	10.09
23	24	16	5.78	7.61	7.30	7.53	6.74	5.37	4.41	3.33
24	25	32	2.32	1.48	-0.06	1.25	1.75	2.35	3.22	3.90
25	26	16	4.36	4.53	4.72	4.66	4.53	4.21	4.00	3.83
25	27	32	-2.04	-3.05	-4.78	-3.41	-2.77	-1.86	-0.78	0.06
28	27	65	8.26	9.89	9.54	10.71	9.58	7.50	5.64	4.17
27	29	16	7.53	7.82	8.15	8.04	7.81	7.27	6.90	6.61

Tabel 17. Aliran daya studi kasus 2a (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
27	30	16	8.68	9.01	9.39	9.26	9.00	8.37	7.95	7.62
29	30	16	4.54	4.71	4.91	4.85	4.71	4.38	4.16	3.99
8	28	32	-3.34	-3.20	-3.49	-3.18	-3.26	-3.31	-3.44	-3.55
6	28	32	11.59	13.09	13.03	13.89	12.84	10.81	9.08	7.72

Tabel 18. Aliran daya studi kasus 2b

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	60.476	60.811	56.480	55.620	62.452	67.161	65.517	67.035
1	3	130	27.988	28.042	25.895	25.427	28.595	30.844	30.416	32.965
2	4	65	15.957	15.901	14.536	14.205	16.044	17.405	17.417	20.286
3	4	130	25.588	25.597	23.495	23.020	26.043	28.201	27.821	30.186
2	5	130	13.330	13.383	12.531	12.357	13.689	14.592	14.490	16.898
2	6	65	19.489	19.414	17.713	17.298	19.645	21.267	21.243	25.817
4	6	90	19.885	19.782	17.931	17.469	20.216	21.730	21.572	29.961
5	7	70	13.330	13.383	12.531	12.357	13.689	14.592	14.490	16.898
6	7	130	9.470	9.850	10.269	10.507	10.554	10.518	10.162	9.504
6	8	65	26.394	26.885	26.248	26.287	28.068	29.188	28.655	31.148
6	9	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.389	-2.994	-2.119	-1.594	4.030
6	10	32	-0.752	-1.156	-2.133	-2.508	-1.711	-1.211	-0.911	2.303
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.389	-2.994	-2.119	-1.594	4.030
4	12	65	11.059	10.972	9.500	9.134	11.214	12.506	12.449	17.710
12	13	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	32	2.463	2.519	2.328	2.307	2.689	2.928	2.855	3.567
12	15	32	-0.824	-0.806	-1.300	-1.402	-0.629	-0.146	-0.210	1.574
12	16	32	-1.779	-2.153	-2.728	-3.002	-2.755	-2.610	-2.305	-0.401
14	15	16	-3.737	-3.799	-3.872	-3.910	-3.904	-3.900	-3.848	-3.613
16	17	16	-5.279	-5.720	-6.228	-6.512	-6.476	-6.465	-6.090	-4.454
15	18	16	3.238	3.039	2.628	2.457	2.748	2.923	3.076	4.466
18	19	16	0.038	-0.222	-0.572	-0.752	-0.654	-0.601	-0.384	0.760
19	20	32	-9.462	-9.902	-10.072	-10.278	-10.756	-11.063	-10.656	-10.241
10	20	32	11.662	12.144	12.272	12.485	13.095	13.486	13.034	12.788
10	17	32	14.279	14.891	15.228	15.537	16.046	16.376	15.820	14.876
10	21	32	-19.672	-21.091	-23.021	-23.997	-23.458	-23.131	-21.942	-15.841

Tabel 19. Aliran daya studi kasus 2b (lanjutan)

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
10	22	32	-14.136	-15.032	-16.146	-16.738	-16.556	-16.448	-15.688	-12.206
21	22	65	-37.172	-38.923	-40.521	-41.546	-42.066	-42.404	-40.863	-36.106
15	23	16	-16.000	-16.000	-16.000	-15.992	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
22	24	16	10.858	11.921	12.820	13.431	13.846	14.121	13.181	10.504
23	24	16	2.371	1.805	1.139	0.767	0.835	0.863	1.344	3.477
24	25	32	4.528	4.860	5.259	5.474	5.431	5.403	5.118	3.906
25	26	16	3.500	3.567	3.500	3.510	3.722	3.855	3.784	4.053
25	27	32	1.028	1.294	1.759	1.964	1.709	1.548	1.334	-0.147
28	27	65	1.972	1.953	1.241	1.073	2.113	2.769	2.721	5.201
27	29	16	6.041	6.156	6.041	6.058	6.423	6.653	6.531	6.995
27	30	16	6.959	7.091	6.959	6.979	7.400	7.664	7.524	8.059
29	30	16	3.641	3.710	3.641	3.651	3.871	4.010	3.936	4.216
8	28	32	-3.606	-3.685	-3.752	-3.797	-3.831	-3.851	-3.781	-3.592
6	28	32	5.577	5.638	4.993	4.869	5.944	6.620	6.502	8.792
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	62.373	54.729	49.917	43.074	35.026	37.541	42.386	46.988
1	3	130	27.627	25.271	20.083	16.926	14.974	17.856	23.012	28.410
2	4	65	14.675	14.169	8.845	7.022	7.204	10.186	15.459	21.142
3	4	130	24.699	22.276	17.076	14.054	12.025	14.789	19.976	25.390
2	5	130	14.353	14.074	11.352	9.995	9.226	12.008	15.025	17.818
2	6	65	19.532	18.628	12.530	10.082	8.047	13.734	20.571	26.849
4	6	90	25.526	23.606	18.790	15.525	5.598	18.513	26.867	30.964
5	7	70	14.353	14.074	11.352	9.995	9.226	12.008	15.025	17.818
6	7	130	13.463	14.381	17.216	17.296	18.796	17.130	13.817	10.864
6	8	65	32.951	33.876	33.814	32.283	33.488	34.593	34.191	34.086
6	9	65	6.644	8.600	4.907	4.151	7.782	4.206	3.550	5.323
6	10	32	3.796	4.914	2.804	2.372	4.447	2.403	2.028	3.041
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	6.644	8.600	4.907	4.151	7.782	4.206	3.550	5.323
4	12	65	10.577	9.354	-5.392	-6.547	1.290	-6.251	-4.046	3.008
12	13	65	-18.000	-25.200	-55.200	-57.600	-46.962	-62.400	-57.600	-43.200
12	14	32	4.711	5.590	7.792	8.165	8.107	9.166	8.820	7.727
12	15	32	5.034	7.876	15.620	17.473	16.965	20.245	19.143	15.341
12	16	32	5.167	7.110	12.362	12.009	9.415	12.424	11.423	9.051
14	15	16	-2.853	-2.148	0.024	0.743	0.488	1.243	0.977	-0.073

Tabel 20. Aliran daya studi kasus 2b (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			9	10	11	12	13	14	15	16
16	17	16	0.897	2.742	7.976	7.820	5.113	7.951	6.995	4.648
15	18	16	8.178	9.165	11.506	10.615	8.925	10.708	10.132	9.116
18	19	16	4.274	5.171	7.497	6.785	4.992	6.619	6.084	5.091
19	20	32	-7.316	-6.685	-4.407	-4.587	-6.684	-5.522	-5.934	-6.860
10	20	32	10.000	9.431	7.163	7.220	9.387	8.334	8.717	9.628
10	17	32	10.083	8.490	3.301	2.953	5.948	3.551	4.390	6.674
10	21	32	-8.670	-5.458	-4.436	-4.876	-4.604	-6.066	-7.446	-7.686
10	22	32	-8.049	-6.187	-5.585	-5.718	-5.630	-6.622	-7.419	-7.547
21	22	65	-30.020	-27.298	-26.363	-25.823	-26.112	-28.431	-29.583	-29.701
15	23	16	-16.000	-13.669	-6.137	-2.214	-1.550	0.300	-0.385	-4.164
22	24	16	4.897	4.040	4.610	6.472	8.783	9.169	9.807	9.185
23	24	16	9.692	10.271	10.787	7.889	4.517	6.210	5.567	5.627
24	25	32	3.975	3.452	4.496	3.947	2.608	4.261	4.368	3.868
25	26	16	4.270	4.368	4.386	4.190	4.302	4.473	4.428	4.403
25	27	32	-0.295	-0.916	0.110	-0.242	-1.694	-0.212	-0.059	-0.535
28	27	65	6.155	7.140	6.179	5.803	7.671	6.826	6.504	6.889
27	29	16	7.370	7.539	7.569	7.231	7.424	7.720	7.642	7.599
27	30	16	8.490	8.685	8.720	8.330	8.553	8.894	8.803	8.755
29	30	16	4.442	4.544	4.562	4.358	4.475	4.653	4.606	4.580
8	28	32	-3.649	-3.564	-3.776	-3.627	-3.382	-3.747	-3.759	-3.654
6	28	32	9.804	10.704	9.955	9.431	11.053	10.573	10.263	10.543
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
i	j		Periode							
			17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	51.451	56.362	57.773	58.590	60.242	60.046	56.667	51.986
1	3	130	33.946	39.035	42.227	41.410	39.758	37.959	33.709	28.390
2	4	65	27.064	32.189	35.978	34.596	31.798	29.485	24.961	19.444
3	4	130	30.953	35.927	38.989	38.216	36.655	35.072	30.966	25.762
2	5	130	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	21.070	18.537	15.866
2	6	65	32.939	38.819	43.098	41.577	38.438	34.631	29.612	24.161
4	6	90	33.205	37.881	41.034	40.066	37.831	30.528	27.170	26.088
5	7	70	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	21.070	18.537	15.866
6	7	130	7.923	6.152	5.212	5.568	6.287	6.359	7.523	9.100
6	8	65	33.939	35.640	37.314	36.741	35.527	32.760	30.846	29.298
6	9	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.737	5.936	2.646
6	10	32	4.932	8.468	9.908	9.262	7.871	5.564	3.392	1.512
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabel 21. Aliran daya studi kasus 2b (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)								
			Periode								
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24	
9	10	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.737	5.936	2.646	
4	12	65	12.334	26.393	29.680	28.630	26.371	21.887	18.358	15.507	
12	13	65	-24.000	-1.200	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
12	14	32	6.162	4.879	5.240	5.089	4.767	4.078	3.572	3.165	
12	15	32	9.909	4.910	5.673	5.311	4.533	2.954	1.737	0.755	
12	16	32	6.297	3.300	3.658	3.323	2.590	1.381	0.247	-0.677	
14	15	16	-1.570	-3.150	-3.124	-3.163	-3.250	-3.381	-3.515	-3.624	
16	17	16	1.933	-1.232	-1.063	-1.335	-1.935	-2.829	-3.753	-4.510	
15	18	16	8.134	7.141	7.488	7.233	6.680	5.709	4.850	4.152	
18	19	16	4.144	2.997	3.171	2.974	2.543	1.859	1.192	0.648	
19	20	32	-7.703	-9.306	-9.645	-9.670	-9.741	-9.570	-9.666	-9.755	
10	20	32	10.446	12.155	12.613	12.599	12.585	12.216	12.181	12.164	
10	17	32	9.290	12.887	13.204	13.314	13.572	13.656	14.040	14.365	
10	21	32	-6.560	-3.903	-2.029	-3.160	-5.621	-9.214	-13.034	-16.354	
10	22	32	-6.846	-5.364	-4.365	-5.001	-6.390	-8.335	-10.488	-12.367	
21	22	65	-28.383	-26.566	-25.636	-26.452	-28.248	-30.266	-33.037	-35.517	
15	23	16	-10.020	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	
22	24	16	7.031	5.110	4.829	5.264	6.230	7.273	8.756	10.060	
23	24	16	6.807	7.673	7.964	7.603	6.808	5.634	4.408	3.393	
24	25	32	2.989	1.516	1.057	1.288	1.789	2.440	3.220	3.927	
25	26	16	4.365	4.533	4.722	4.659	4.526	4.211	4.001	3.833	
25	27	32	-1.376	-3.016	-3.665	-3.371	-2.736	-1.770	-0.781	0.094	
28	27	65	7.587	9.851	11.202	10.674	9.545	7.409	5.640	4.141	
27	29	16	7.533	7.823	8.149	8.040	7.811	7.267	6.905	6.615	
27	30	16	8.678	9.012	9.388	9.263	8.998	8.372	7.954	7.620	
29	30	16	4.540	4.715	4.911	4.846	4.708	4.380	4.161	3.987	
8	28	32	-3.471	-3.210	-3.156	-3.189	-3.263	-3.330	-3.444	-3.552	
6	28	32	11.057	13.061	14.358	13.863	12.808	10.739	9.084	7.693	

Tabel 22. Aliran daya studi kasus 2c

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	60.476	60.811	56.480	55.620	62.452	67.161	65.517	67.035
1	3	130	27.988	28.042	25.895	25.427	28.595	30.844	30.416	32.965
2	4	65	15.957	15.901	14.536	14.205	16.044	17.405	17.417	20.286

Tabel 23. Aliran daya studi kasus 2c (lanjutan)

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
3	4	130	25.588	25.597	23.495	23.020	26.043	28.201	27.821	30.186
2	5	130	13.330	13.383	12.531	12.357	13.689	14.592	14.490	16.898
2	6	65	19.489	19.414	17.713	17.298	19.645	21.267	21.243	25.817
4	6	90	19.885	19.782	17.931	17.469	20.216	21.730	21.572	29.961
5	7	70	13.330	13.383	12.531	12.357	13.689	14.592	14.490	16.898
6	7	130	9.470	9.850	10.269	10.507	10.554	10.518	10.162	9.504
6	8	65	26.394	26.885	26.248	26.287	28.068	29.188	28.655	31.148
6	9	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.389	-2.994	-2.119	-1.594	4.030
6	10	32	-0.752	-1.156	-2.133	-2.508	-1.711	-1.211	-0.911	2.303
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.389	-2.994	-2.119	-1.594	4.030
4	12	65	11.059	10.972	9.500	9.134	11.214	12.506	12.449	17.710
12	13	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	32	2.463	2.519	2.328	2.307	2.689	2.928	2.855	3.567
12	15	32	-0.824	-0.806	-1.300	-1.402	-0.629	-0.146	-0.210	1.574
12	16	32	-1.779	-2.153	-2.728	-3.002	-2.755	-2.610	-2.305	-0.401
14	15	16	-3.737	-3.799	-3.872	-3.910	-3.904	-3.900	-3.848	-3.613
16	17	16	-5.279	-5.720	-6.228	-6.512	-6.476	-6.465	-6.090	-4.454
15	18	16	3.238	3.039	2.628	2.457	2.748	2.923	3.076	4.466
18	19	16	0.038	-0.222	-0.572	-0.752	-0.654	-0.601	-0.384	0.760
19	20	32	-9.462	-9.902	-10.072	-10.278	-10.756	-11.063	-10.656	-10.241
10	20	32	11.662	12.144	12.272	12.485	13.095	13.486	13.034	12.788
10	17	32	14.279	14.891	15.228	15.537	16.046	16.376	15.820	14.876
10	21	32	-19.672	-21.091	-23.021	-23.997	-23.458	-23.131	-21.942	-15.841
10	22	32	-14.136	-15.032	-16.146	-16.738	-16.556	-16.448	-15.688	-12.206
21	22	65	-37.172	-38.923	-40.521	-41.546	-42.066	-42.404	-40.863	-36.106
15	23	16	-16.000	-16.000	-16.000	-15.992	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
22	24	16	10.858	11.921	12.820	13.431	13.846	14.121	13.181	10.504
23	24	16	2.371	1.805	1.139	0.767	0.835	0.863	1.344	3.477
24	25	32	4.528	4.860	5.259	5.474	5.431	5.403	5.118	3.906
25	26	16	3.500	3.567	3.500	3.510	3.722	3.855	3.784	4.053
25	27	32	1.028	1.294	1.759	1.964	1.709	1.548	1.334	-0.147
28	27	65	1.972	1.953	1.241	1.073	2.113	2.769	2.721	5.201
27	29	16	6.041	6.156	6.041	6.058	6.423	6.653	6.531	6.995

Tabel 24. Aliran daya studi kasus 2c (lanjutan)

bus i to bus j		Capacity (kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
27	30	16	6.959	7.091	6.959	6.979	7.400	7.664	7.524	8.059
29	30	16	3.641	3.710	3.641	3.651	3.871	4.010	3.936	4.216
8	28	32	-3.606	-3.685	-3.752	-3.797	-3.831	-3.851	-3.781	-3.592
6	28	32	5.577	5.638	4.993	4.869	5.944	6.620	6.502	8.792
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	62.373	54.729	49.917	43.074	35.026	37.541	42.386	46.988
1	3	130	27.627	25.271	20.083	16.926	14.974	17.856	23.012	28.410
2	4	65	14.675	14.169	8.845	7.022	7.204	10.186	15.459	21.142
3	4	130	24.699	22.276	17.076	14.054	12.025	14.789	19.976	25.390
2	5	130	14.353	14.074	11.352	9.995	9.226	12.008	15.025	17.818
2	6	65	19.532	18.628	12.530	10.082	8.047	13.734	20.571	26.849
4	6	90	25.526	23.606	18.790	15.525	5.598	18.513	26.867	30.964
5	7	70	14.353	14.074	11.352	9.995	9.226	12.008	15.025	17.818
6	7	130	13.463	14.381	17.216	17.296	18.796	17.130	13.817	10.864
6	8	65	32.951	33.876	33.814	32.283	33.488	34.593	34.191	34.086
6	9	65	6.644	8.600	4.907	4.151	7.782	4.206	3.550	5.323
6	10	32	3.796	4.914	2.804	2.372	4.447	2.403	2.028	3.041
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	6.644	8.600	4.907	4.151	7.782	4.206	3.550	5.323
4	12	65	10.577	9.354	-5.392	-6.547	1.290	-6.251	-4.046	3.008
12	13	65	-18.000	-25.200	-55.200	-57.600	-46.962	-62.400	-57.600	-43.200
12	14	32	4.711	5.590	7.792	8.165	8.107	9.166	8.820	7.727
12	15	32	5.034	7.876	15.620	17.473	16.965	20.245	19.143	15.341
12	16	32	5.167	7.110	12.362	12.009	9.415	12.424	11.423	9.051
14	15	16	-2.853	-2.148	0.024	0.743	0.488	1.243	0.977	-0.073
16	17	16	0.897	2.742	7.976	7.820	5.113	7.951	6.995	4.648
15	18	16	8.178	9.165	11.506	10.615	8.925	10.708	10.132	9.116
18	19	16	4.274	5.171	7.497	6.785	4.992	6.619	6.084	5.091
19	20	32	-7.316	-6.685	-4.407	-4.587	-6.684	-5.522	-5.934	-6.860
10	20	32	10.000	9.431	7.163	7.220	9.387	8.334	8.717	9.628
10	17	32	10.083	8.490	3.301	2.953	5.948	3.551	4.390	6.674
10	21	32	-8.670	-5.458	-4.436	-4.876	-4.604	-6.066	-7.446	-7.686
10	22	32	-8.049	-6.187	-5.585	-5.718	-5.630	-6.622	-7.419	-7.547
21	22	65	-30.020	-27.298	-26.363	-25.823	-26.112	-28.431	-29.583	-29.701
15	23	16	-16.000	-13.669	-6.137	-2.214	-1.550	0.300	-0.385	-4.164

Tabel 25. Aliran daya studi kasus 2c (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
22	24	16	4.897	4.040	4.610	6.472	8.783	9.169	9.807	9.185
23	24	16	9.692	10.271	10.787	7.889	4.517	6.210	5.567	5.627
24	25	32	3.975	3.452	4.496	3.947	2.608	4.261	4.368	3.868
25	26	16	4.270	4.368	4.386	4.190	4.302	4.473	4.428	4.403
25	27	32	-0.295	-0.916	0.110	-0.242	-1.694	-0.212	-0.059	-0.535
28	27	65	6.155	7.140	6.179	5.803	7.671	6.826	6.504	6.889
27	29	16	7.370	7.539	7.569	7.231	7.424	7.720	7.642	7.599
27	30	16	8.490	8.685	8.720	8.330	8.553	8.894	8.803	8.755
29	30	16	4.442	4.544	4.562	4.358	4.475	4.653	4.606	4.580
8	28	32	-3.649	-3.564	-3.776	-3.627	-3.382	-3.747	-3.759	-3.654
6	28	32	9.804	10.704	9.955	9.431	11.053	10.573	10.263	10.543
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	130	51.451	56.362	57.773	58.590	60.242	60.046	56.667	51.986
1	3	130	33.946	39.035	42.227	41.410	39.758	37.959	33.709	28.390
2	4	65	27.064	32.189	35.978	34.596	31.798	29.485	24.961	19.444
3	4	130	30.953	35.927	38.989	38.216	36.655	35.072	30.966	25.762
2	5	130	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	21.070	18.537	15.866
2	6	65	32.939	38.819	43.098	41.577	38.438	34.631	29.612	24.161
4	6	90	33.205	37.881	41.034	40.066	37.831	30.528	27.170	26.088
5	7	70	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	21.070	18.537	15.866
6	7	130	7.923	6.152	5.212	5.568	6.287	6.359	7.523	9.100
6	8	65	33.939	35.640	37.314	36.741	35.527	32.760	30.846	29.298
6	9	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.737	5.936	2.646
6	10	32	4.932	8.468	9.908	9.262	7.871	5.564	3.392	1.512
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.737	5.936	2.646
4	12	65	12.334	26.393	29.680	28.630	26.371	21.887	18.358	15.507
12	13	65	-24.000	-1.200	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	32	6.162	4.879	5.240	5.089	4.767	4.078	3.572	3.165
12	15	32	9.909	4.910	5.673	5.311	4.533	2.954	1.737	0.755
12	16	32	6.297	3.300	3.658	3.323	2.590	1.381	0.247	-0.677
14	15	16	-1.570	-3.150	-3.124	-3.163	-3.250	-3.381	-3.515	-3.624
16	17	16	1.933	-1.232	-1.063	-1.335	-1.935	-2.829	-3.753	-4.510
15	18	16	8.134	7.141	7.488	7.233	6.680	5.709	4.850	4.152
18	19	16	4.144	2.997	3.171	2.974	2.543	1.859	1.192	0.648

Tabel 26. Aliran daya studi kasus 2c (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
19	20	32	-7.703	-9.306	-9.645	-9.670	-9.741	-9.570	-9.666	-9.755
10	20	32	10.446	12.155	12.613	12.599	12.585	12.216	12.181	12.164
10	17	32	9.290	12.887	13.204	13.314	13.572	13.656	14.040	14.365
10	21	32	-6.560	-3.903	-2.029	-3.160	-5.621	-9.214	-13.034	-16.354
10	22	32	-6.846	-5.364	-4.365	-5.001	-6.390	-8.335	-10.488	-12.367
21	22	65	-28.383	-26.566	-25.636	-26.452	-28.248	-30.266	-33.037	-35.517
15	23	16	-10.020	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
22	24	16	7.031	5.110	4.829	5.264	6.230	7.273	8.756	10.060
23	24	16	6.807	7.673	7.964	7.603	6.808	5.634	4.408	3.393
24	25	32	2.989	1.516	1.057	1.288	1.789	2.440	3.220	3.927
25	26	16	4.365	4.533	4.722	4.659	4.526	4.211	4.001	3.833
25	27	32	-1.376	-3.016	-3.665	-3.371	-2.736	-1.770	-0.781	0.094
28	27	65	7.587	9.851	11.202	10.674	9.545	7.409	5.640	4.141
27	29	16	7.533	7.823	8.149	8.040	7.811	7.267	6.905	6.615
27	30	16	8.678	9.012	9.388	9.263	8.998	8.372	7.954	7.620
29	30	16	4.540	4.715	4.911	4.846	4.708	4.380	4.161	3.987
8	28	32	-3.471	-3.210	-3.156	-3.189	-3.263	-3.330	-3.444	-3.552
6	28	32	11.057	13.061	14.358	13.863	12.808	10.739	9.084	7.693

Tabel 27. Aliran daya studi kasus 2d

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	130	60.476	60.811	56.480	55.611	62.444	67.161	65.517	67.035
1	3	130	27.988	28.042	25.895	25.422	28.589	30.844	30.416	32.965
2	4	65	15.957	15.901	14.536	14.201	16.040	17.405	17.417	20.286
3	4	130	25.588	25.597	23.495	23.016	26.038	28.201	27.821	30.186
2	5	130	13.330	13.383	12.531	12.355	13.688	14.592	14.490	16.898
2	6	65	19.489	19.414	17.713	17.294	19.642	21.267	21.243	25.817
4	6	90	19.885	19.782	17.931	17.467	20.220	21.730	21.572	29.961
5	7	70	13.330	13.383	12.531	12.355	13.688	14.592	14.490	16.898
6	7	130	9.470	9.850	10.269	10.509	10.555	10.518	10.162	9.504
6	8	65	26.394	26.885	26.248	26.287	28.068	29.188	28.655	31.148
6	9	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.392	-2.995	-2.119	-1.594	4.030
6	10	32	-0.752	-1.156	-2.133	-2.510	-1.711	-1.211	-0.911	2.303
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabel 28. Aliran daya studi kasus 2d (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		1	2	3	4	5	6	7	8
9	10	65	-1.316	-2.022	-3.733	-4.392	-2.995	-2.119	-1.594	4.030
4	12	65	11.059	10.972	9.500	9.129	11.214	12.506	12.449	17.710
12	13	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	32	2.463	2.519	2.328	2.306	2.689	2.928	2.855	3.567
12	15	32	-0.824	-0.806	-1.300	-1.407	-0.629	-0.146	-0.210	1.574
12	16	32	-1.779	-2.153	-2.728	-3.001	-2.755	-2.610	-2.305	-0.401
14	15	16	-3.737	-3.799	-3.872	-3.912	-3.904	-3.900	-3.848	-3.613
16	17	16	-5.279	-5.720	-6.228	-6.511	-6.476	-6.465	-6.090	-4.454
15	18	16	3.238	3.039	2.628	2.459	2.748	2.923	3.076	4.466
18	19	16	0.038	-0.222	-0.572	-0.750	-0.654	-0.601	-0.384	0.760
19	20	32	-9.462	-9.902	-10.072	-10.277	-10.756	-11.063	-10.656	-10.241
10	20	32	11.662	12.144	12.272	12.483	13.095	13.486	13.034	12.788
10	17	32	14.279	14.891	15.228	15.536	16.046	16.376	15.820	14.876
10	21	32	-19.672	-21.091	-23.021	-23.999	-23.458	-23.131	-21.942	-15.841
10	22	32	-14.136	-15.032	-16.146	-16.739	-16.556	-16.448	-15.688	-12.206
21	22	65	-37.172	-38.923	-40.521	-41.548	-42.066	-42.404	-40.863	-36.106
15	23	16	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
22	24	16	10.858	11.921	12.820	13.428	13.846	14.121	13.181	10.504
23	24	16	2.371	1.805	1.139	0.772	0.836	0.863	1.344	3.477
24	25	32	4.528	4.860	5.259	5.476	5.431	5.403	5.118	3.906
25	26	16	3.500	3.567	3.500	3.510	3.722	3.855	3.784	4.053
25	27	32	1.028	1.294	1.759	1.966	1.710	1.548	1.334	-0.147
28	27	65	1.972	1.953	1.241	1.071	2.113	2.769	2.721	5.201
27	29	16	6.041	6.156	6.041	6.058	6.423	6.653	6.531	6.995
27	30	16	6.959	7.091	6.959	6.979	7.400	7.664	7.524	8.059
29	30	16	3.641	3.710	3.641	3.651	3.871	4.010	3.936	4.216
8	28	32	-3.606	-3.685	-3.752	-3.797	-3.831	-3.851	-3.781	-3.592
6	28	32	5.577	5.638	4.993	4.868	5.944	6.620	6.502	8.792
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	130	62.373	54.725	49.917	43.074	35.168	37.541	42.386	46.988
1	3	130	27.627	25.275	20.083	16.926	14.832	17.856	23.012	28.410
2	4	65	14.675	14.176	8.846	7.022	6.961	10.186	15.459	21.142
3	4	130	24.699	22.280	17.076	14.054	11.882	14.789	19.976	25.390

Tabel 29. Aliran daya studi kasus 2d (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16
2	5	130	14.353	14.076	11.352	9.995	9.345	12.008	15.025	17.818
2	6	65	19.532	18.633	12.530	10.082	8.313	13.734	20.571	26.849
4	6	90	25.526	23.602	18.789	15.524	7.826	18.513	26.867	30.964
5	7	70	14.353	14.076	11.352	9.995	9.345	12.008	15.025	17.818
6	7	130	13.463	14.379	17.216	17.297	18.676	17.130	13.817	10.864
6	8	65	32.951	33.876	33.814	32.283	33.411	34.593	34.191	34.086
6	9	65	6.644	8.601	4.908	4.152	6.739	4.206	3.550	5.323
6	10	32	3.796	4.915	2.805	2.372	3.851	2.403	2.028	3.041
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	65	6.644	8.601	4.908	4.152	6.739	4.206	3.550	5.323
4	12	65	10.577	9.356	-5.391	-6.545	-1.323	-6.251	-4.046	3.008
12	13	65	-18.000	-25.200	-55.200	-57.600	-51.600	-62.400	-57.600	-43.200
12	14	32	4.711	5.590	7.792	8.165	8.350	9.166	8.820	7.727
12	15	32	5.034	7.878	15.622	17.474	17.823	20.245	19.143	15.341
12	16	32	5.167	7.110	12.362	12.009	10.340	12.424	11.423	9.051
14	15	16	-2.853	-2.147	0.024	0.744	0.730	1.243	0.977	-0.073
16	17	16	0.897	2.742	7.976	7.820	6.038	7.951	6.995	4.648
15	18	16	8.178	9.164	11.506	10.614	9.438	10.708	10.132	9.116
18	19	16	4.274	5.171	7.496	6.784	5.505	6.619	6.084	5.091
19	20	32	-7.316	-6.685	-4.407	-4.587	-6.170	-5.522	-5.934	-6.860
10	20	32	10.000	9.431	7.164	7.221	8.874	8.334	8.717	9.628
10	17	32	10.083	8.490	3.301	2.953	5.023	3.551	4.390	6.674
10	21	32	-8.670	-5.457	-4.435	-4.875	-4.730	-6.066	-7.446	-7.686
10	22	32	-8.049	-6.186	-5.585	-5.718	-5.706	-6.622	-7.419	-7.547
21	22	65	-30.020	-27.297	-26.363	-25.822	-26.237	-28.431	-29.583	-29.701
15	23	16	-16.000	-13.667	-6.135	-2.212	-0.963	0.300	-0.385	-4.164
22	24	16	4.897	4.041	4.611	6.473	8.582	9.169	9.807	9.185
23	24	16	9.692	10.269	10.785	7.887	5.104	6.210	5.567	5.627
24	25	32	3.975	3.452	4.495	3.947	2.994	4.261	4.368	3.868
25	26	16	4.270	4.368	4.386	4.190	4.302	4.473	4.428	4.403
25	27	32	-0.295	-0.916	0.110	-0.243	-1.308	-0.212	-0.059	-0.535
28	27	65	6.155	7.140	6.179	5.804	7.285	6.826	6.504	6.889
27	29	16	7.370	7.539	7.569	7.231	7.424	7.720	7.642	7.599
27	30	16	8.490	8.685	8.720	8.330	8.553	8.894	8.803	8.755
29	30	16	4.442	4.544	4.562	4.358	4.475	4.653	4.606	4.580

Tabel 30. Aliran daya studi kasus 2d (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)								
			Periode								
i	j		9	10	11	12	13	14	15	16	
8	28	32	-3.649	-3.564	-3.776	-3.627	-3.459	-3.747	-3.759	-3.654	
6	28	32	9.804	10.704	9.956	9.431	10.744	10.573	10.263	10.543	
bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)								
			Periode								
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24	
1	2	130	51.451	56.362	57.773	58.590	60.242	58.177	55.601	54.921	
1	3	130	33.946	39.035	42.227	41.410	39.758	36.800	33.047	30.211	
2	4	65	27.064	32.189	35.978	34.596	31.798	28.576	24.442	20.872	
3	4	130	30.953	35.927	38.989	38.216	36.655	33.913	30.304	27.583	
2	5	130	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	20.772	18.367	16.333	
2	6	65	32.939	38.819	43.098	41.577	38.438	33.969	29.234	25.200	
4	6	90	33.205	37.881	41.034	40.066	37.831	31.415	27.676	24.695	
5	7	70	20.509	23.374	25.545	24.779	23.193	20.772	18.367	16.333	
6	7	130	7.923	6.152	5.212	5.568	6.287	6.657	7.693	8.633	
6	8	65	33.939	35.640	37.314	36.741	35.527	32.757	30.844	29.303	
6	9	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.700	5.915	2.703	
6	10	32	4.932	8.468	9.908	9.262	7.871	5.543	3.380	1.545	
9	11	65	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
9	10	65	8.631	14.818	17.340	16.209	13.775	9.700	5.915	2.703	
4	12	65	12.334	26.393	29.680	28.630	26.371	21.931	18.383	15.438	
12	13	65	-24.000	-1.200	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	
12	14	32	6.162	4.879	5.240	5.089	4.767	4.081	3.574	3.159	
12	15	32	9.909	4.910	5.673	5.311	4.533	2.967	1.745	0.734	
12	16	32	6.297	3.300	3.658	3.323	2.590	1.408	0.263	-0.719	
14	15	16	-1.570	-3.150	-3.124	-3.163	-3.250	-3.377	-3.512	-3.630	
16	17	16	1.933	-1.232	-1.063	-1.335	-1.935	-2.802	-3.738	-4.552	
15	18	16	8.134	7.141	7.488	7.233	6.680	5.726	4.860	4.125	
18	19	16	4.144	2.997	3.171	2.974	2.543	1.876	1.202	0.621	
19	20	32	-7.703	-9.306	-9.645	-9.670	-9.741	-9.552	-9.656	-9.782	
10	20	32	10.446	12.155	12.613	12.599	12.585	12.199	12.171	12.191	
10	17	32	9.290	12.887	13.204	13.314	13.572	13.629	14.025	14.407	
10	21	32	-6.560	-3.903	-2.029	-3.160	-5.621	-9.222	-13.039	-16.341	
10	22	32	-6.846	-5.364	-4.365	-5.001	-6.390	-8.340	-10.490	-12.360	
21	22	65	-28.383	-26.566	-25.636	-26.452	-28.248	-30.275	-33.042	-35.504	
15	23	16	-10.020	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	

Tabel 31. Aliran daya studi kasus 2d (lanjutan)

bus i to bus j		capacity(kW)	P (kW)							
			Periode							
i	j		17	18	19	20	21	22	23	24
22	24	16	7.031	5.110	4.829	5.264	6.230	7.259	8.748	10.081
23	24	16	6.807	7.673	7.964	7.603	6.808	5.662	4.424	3.349
24	25	32	2.989	1.516	1.057	1.288	1.789	2.455	3.228	3.903
25	26	16	4.365	4.533	4.722	4.659	4.526	4.211	4.001	3.833
25	27	32	-1.376	-3.016	-3.665	-3.371	-2.736	-1.755	-0.772	0.071
28	27	65	7.587	9.851	11.202	10.674	9.545	7.394	5.631	4.164
27	29	16	7.533	7.823	8.149	8.040	7.811	7.267	6.905	6.615
27	30	16	8.678	9.012	9.388	9.263	8.998	8.372	7.954	7.620
29	30	16	4.540	4.715	4.911	4.846	4.708	4.380	4.161	3.987
8	28	32	-3.471	-3.210	-3.156	-3.189	-3.263	-3.333	-3.446	-3.547
6	28	32	11.057	13.061	14.358	13.863	12.808	10.727	9.077	7.711

Tabel 32. Losses studi kasus 3 kondisi 1a

bus i to bus j		Losses (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	0.658	0.666	0.574	0.557	0.702	0.812	0.773	0.809
1	3	0.366	0.368	0.314	0.302	0.382	0.445	0.433	0.508
2	4	0.136	0.135	0.113	0.108	0.137	0.162	0.162	0.220
3	4	0.062	0.062	0.052	0.050	0.064	0.075	0.073	0.086
2	5	0.084	0.084	0.074	0.072	0.088	0.100	0.099	0.134
2	6	0.205	0.204	0.169	0.162	0.208	0.244	0.244	0.360
4	6	0.037	0.037	0.030	0.029	0.038	0.044	0.044	0.084
5	7	0.076	0.076	0.067	0.065	0.080	0.091	0.089	0.122
6	7	0.024	0.026	0.028	0.029	0.029	0.029	0.027	0.024
6	8	0.066	0.068	0.065	0.065	0.074	0.080	0.077	0.091
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.006	0.006	0.005	0.005	0.007	0.008	0.008	0.013
12	15	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001
12	16	0.002	0.003	0.006	0.007	0.006	0.005	0.004	0.000

Tabel 33. *Losses* studi kasus 3 kondisi 1a (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
14	15	0.014	0.014	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.013
16	17	0.019	0.022	0.026	0.029	0.029	0.028	0.025	0.013
15	18	0.009	0.008	0.006	0.005	0.007	0.008	0.008	0.018
18	19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	20	0.023	0.025	0.026	0.027	0.029	0.031	0.029	0.027
10	20	0.103	0.112	0.115	0.119	0.130	0.138	0.129	0.124
10	17	0.054	0.058	0.061	0.063	0.068	0.071	0.066	0.058
10	21	0.098	0.113	0.134	0.146	0.139	0.136	0.122	0.064
10	22	0.115	0.130	0.150	0.161	0.158	0.156	0.141	0.086
21	22	0.111	0.121	0.131	0.138	0.142	0.144	0.134	0.104
15	23	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.098	0.118	0.137	0.150	0.159	0.166	0.144	0.092
23	24	0.006	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.013
24	25	0.029	0.034	0.039	0.043	0.042	0.042	0.037	0.022
25	26	0.021	0.022	0.021	0.021	0.024	0.026	0.025	0.029
25	27	0.001	0.001	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.063	0.065	0.063	0.063	0.071	0.076	0.074	0.084
27	30	0.121	0.125	0.121	0.121	0.136	0.146	0.141	0.162
29	30	0.025	0.026	0.025	0.025	0.028	0.030	0.029	0.033
8	28	0.007	0.007	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007
6	28	0.006	0.006	0.004	0.004	0.006	0.008	0.008	0.014
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	0.700	0.539	0.433	0.320	0.221	0.239	0.303	0.379
1	3	0.357	0.299	0.206	0.148	0.105	0.168	0.278	0.408
2	4	0.115	0.108	0.057	0.039	0.028	0.077	0.169	0.284
3	4	0.057	0.047	0.030	0.021	0.014	0.024	0.043	0.066
2	5	0.097	0.093	0.053	0.040	0.040	0.058	0.091	0.134
2	6	0.206	0.188	0.064	0.038	0.035	0.074	0.175	0.331
4	6	0.061	0.052	0.002	0.000	0.003	0.000	0.003	0.017
5	7	0.088	0.085	0.048	0.037	0.036	0.053	0.082	0.121
6	7	0.048	0.054	0.085	0.086	0.093	0.086	0.059	0.037
6	8	0.102	0.108	0.111	0.101	0.106	0.117	0.117	0.115

Tabel 34. *Losses* studi kasus 3 kondisi 1a (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.022	0.031	0.039	0.045	0.065	0.058	0.052	0.044
12	15	0.014	0.034	0.058	0.083	0.156	0.119	0.101	0.075
12	16	0.020	0.038	0.033	0.031	0.066	0.032	0.021	0.018
14	15	0.008	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
16	17	0.001	0.005	0.003	0.004	0.018	0.003	0.001	0.000
15	18	0.059	0.074	0.061	0.050	0.070	0.048	0.040	0.041
18	19	0.009	0.013	0.009	0.007	0.012	0.005	0.004	0.004
19	20	0.014	0.011	0.015	0.015	0.011	0.020	0.022	0.021
10	20	0.076	0.068	0.081	0.081	0.067	0.103	0.112	0.109
10	17	0.027	0.019	0.021	0.019	0.009	0.024	0.029	0.031
10	21	0.019	0.008	0.003	0.003	0.005	0.002	0.000	0.000
10	22	0.037	0.022	0.015	0.014	0.018	0.011	0.004	0.003
21	22	0.072	0.060	0.052	0.048	0.055	0.049	0.037	0.035
15	23	0.205	0.148	0.075	0.025	0.002	0.009	0.013	0.034
22	24	0.020	0.014	0.029	0.047	0.064	0.073	0.058	0.040
23	24	0.099	0.110	0.053	0.020	0.022	0.007	0.004	0.012
24	25	0.023	0.017	0.006	0.003	0.010	0.001	0.001	0.001
25	26	0.032	0.033	0.034	0.031	0.032	0.035	0.034	0.034
25	27	0.000	0.001	0.005	0.006	0.002	0.012	0.023	0.023
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.094	0.098	0.099	0.090	0.095	0.103	0.101	0.100
27	30	0.180	0.188	0.189	0.173	0.182	0.197	0.193	0.191
29	30	0.037	0.039	0.039	0.035	0.037	0.040	0.040	0.039
8	28	0.007	0.007	0.006	0.005	0.006	0.005	0.004	0.004
6	28	0.017	0.021	0.025	0.023	0.022	0.032	0.037	0.036

Tabel 35. *Losses* studi kasus 3 kondisi 1a (lanjutan)

bus I to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	0.465	0.572	0.601	0.618	0.653	0.609	0.556	0.543
1	3	0.559	0.713	0.834	0.802	0.739	0.633	0.511	0.427
2	4	0.423	0.553	0.691	0.639	0.539	0.436	0.319	0.232
3	4	0.094	0.121	0.143	0.137	0.126	0.108	0.086	0.072
2	5	0.188	0.257	0.307	0.289	0.253	0.203	0.159	0.126
2	6	0.544	0.814	1.003	0.933	0.798	0.623	0.461	0.343
4	6	0.050	0.135	0.158	0.151	0.135	0.093	0.072	0.057
5	7	0.170	0.233	0.278	0.262	0.229	0.184	0.144	0.114
6	7	0.019	0.010	0.007	0.008	0.010	0.012	0.016	0.020
6	8	0.112	0.120	0.131	0.127	0.119	0.101	0.090	0.081
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.033	0.024	0.027	0.026	0.022	0.016	0.013	0.010
12	15	0.041	0.013	0.017	0.015	0.011	0.005	0.002	0.000
12	16	0.017	0.008	0.010	0.008	0.005	0.001	0.000	0.000
14	15	0.004	0.010	0.010	0.010	0.011	0.011	0.012	0.013
16	17	0.000	0.001	0.001	0.001	0.003	0.005	0.009	0.014
15	18	0.047	0.045	0.049	0.046	0.039	0.029	0.021	0.015
18	19	0.005	0.004	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.000
19	20	0.019	0.022	0.024	0.024	0.024	0.023	0.024	0.024
10	20	0.097	0.112	0.121	0.121	0.120	0.113	0.113	0.113
10	17	0.031	0.044	0.046	0.047	0.048	0.049	0.052	0.055
10	21	0.000	0.004	0.001	0.003	0.008	0.022	0.043	0.068
10	22	0.004	0.017	0.011	0.014	0.023	0.040	0.063	0.088
21	22	0.036	0.056	0.053	0.056	0.064	0.073	0.087	0.101
15	23	0.092	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.018	0.022	0.019	0.023	0.032	0.044	0.064	0.084
23	24	0.039	0.062	0.067	0.061	0.049	0.034	0.021	0.012
24	25	0.000	0.003	0.002	0.002	0.005	0.009	0.015	0.022
25	26	0.033	0.036	0.039	0.038	0.036	0.031	0.028	0.026
25	27	0.017	0.008	0.012	0.010	0.006	0.003	0.001	0.000

Tabel 36. *Losses* studi kasus 3 kondisi 1a (lanjutan)

bus I to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.098	0.106	0.115	0.112	0.105	0.091	0.082	0.076
27	30	0.188	0.202	0.220	0.214	0.202	0.175	0.158	0.145
29	30	0.039	0.042	0.045	0.044	0.041	0.036	0.032	0.030
8	28	0.005	0.006	0.005	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007
6	28	0.033	0.031	0.037	0.035	0.030	0.021	0.015	0.011

Tabel 37. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2a

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	0.658	0.666	0.574	0.557	0.702	0.812	0.773	0.809
1	3	0.366	0.368	0.314	0.302	0.382	0.445	0.433	0.508
2	4	0.136	0.135	0.113	0.108	0.137	0.162	0.162	0.220
3	4	0.062	0.062	0.052	0.050	0.064	0.075	0.073	0.086
2	5	0.084	0.084	0.074	0.072	0.088	0.100	0.099	0.134
2	6	0.205	0.204	0.169	0.162	0.208	0.244	0.244	0.360
4	6	0.037	0.037	0.030	0.029	0.038	0.044	0.044	0.084
5	7	0.076	0.076	0.067	0.065	0.080	0.091	0.089	0.122
6	7	0.024	0.026	0.028	0.029	0.029	0.029	0.027	0.024
6	8	0.066	0.068	0.065	0.065	0.074	0.080	0.077	0.091
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.006	0.006	0.005	0.005	0.007	0.008	0.008	0.013
12	15	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001
12	16	0.002	0.003	0.006	0.007	0.006	0.005	0.004	0.000
14	15	0.014	0.014	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.013
16	17	0.019	0.022	0.026	0.029	0.029	0.028	0.025	0.013
15	18	0.009	0.008	0.006	0.005	0.007	0.008	0.008	0.018
18	19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	20	0.023	0.025	0.026	0.027	0.029	0.031	0.029	0.027

Tabel 38. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2a (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
10	20	0.103	0.112	0.115	0.118	0.130	0.138	0.129	0.124
10	17	0.054	0.058	0.061	0.063	0.068	0.071	0.066	0.058
10	21	0.098	0.113	0.134	0.146	0.139	0.136	0.122	0.064
10	22	0.115	0.130	0.150	0.161	0.158	0.156	0.141	0.086
21	22	0.111	0.121	0.131	0.138	0.142	0.144	0.134	0.104
15	23	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.098	0.118	0.137	0.150	0.159	0.166	0.144	0.092
23	24	0.006	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.013
24	25	0.029	0.034	0.039	0.043	0.042	0.042	0.037	0.022
25	26	0.021	0.022	0.021	0.021	0.024	0.026	0.025	0.029
25	27	0.001	0.001	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.063	0.065	0.063	0.063	0.071	0.076	0.074	0.084
27	30	0.121	0.125	0.121	0.121	0.136	0.146	0.141	0.162
29	30	0.025	0.026	0.025	0.025	0.028	0.030	0.029	0.033
8	28	0.007	0.007	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007
6	28	0.006	0.006	0.004	0.004	0.006	0.008	0.008	0.014
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	0.700	0.539	0.433	0.320	0.221	0.239	0.303	0.379
1	3	0.357	0.299	0.206	0.148	0.105	0.168	0.278	0.408
2	4	0.115	0.108	0.057	0.039	0.028	0.077	0.169	0.284
3	4	0.057	0.047	0.030	0.021	0.014	0.024	0.043	0.066
2	5	0.097	0.093	0.053	0.040	0.040	0.058	0.091	0.134
2	6	0.206	0.188	0.064	0.038	0.035	0.074	0.175	0.330
4	6	0.061	0.052	0.002	0.000	0.003	0.000	0.003	0.017
5	7	0.088	0.085	0.048	0.037	0.036	0.053	0.082	0.121
6	7	0.048	0.054	0.085	0.086	0.093	0.086	0.059	0.037
6	8	0.102	0.108	0.111	0.101	0.106	0.117	0.117	0.115
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabel 39. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2a (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.022	0.031	0.039	0.045	0.065	0.058	0.052	0.044
12	15	0.014	0.034	0.058	0.083	0.156	0.119	0.102	0.075
12	16	0.020	0.038	0.033	0.031	0.066	0.032	0.021	0.018
14	15	0.008	0.005	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001
16	17	0.001	0.005	0.003	0.004	0.018	0.003	0.001	0.000
15	18	0.059	0.074	0.061	0.050	0.070	0.048	0.040	0.041
18	19	0.009	0.013	0.009	0.007	0.012	0.005	0.004	0.004
19	20	0.014	0.011	0.015	0.015	0.011	0.020	0.022	0.021
10	20	0.076	0.068	0.081	0.081	0.067	0.103	0.112	0.109
10	17	0.027	0.019	0.021	0.019	0.009	0.024	0.029	0.031
10	21	0.019	0.008	0.003	0.003	0.005	0.002	0.000	0.000
10	22	0.037	0.022	0.015	0.014	0.018	0.011	0.004	0.003
21	22	0.072	0.060	0.052	0.048	0.055	0.049	0.037	0.035
15	23	0.205	0.148	0.075	0.025	0.002	0.009	0.013	0.034
22	24	0.020	0.014	0.029	0.047	0.064	0.073	0.058	0.040
23	24	0.099	0.110	0.053	0.020	0.022	0.007	0.004	0.012
24	25	0.023	0.017	0.006	0.003	0.010	0.001	0.001	0.001
25	26	0.032	0.033	0.034	0.031	0.032	0.035	0.034	0.034
25	27	0.000	0.001	0.005	0.006	0.002	0.012	0.023	0.023
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.094	0.098	0.099	0.090	0.095	0.103	0.101	0.100
27	30	0.180	0.188	0.189	0.173	0.182	0.197	0.193	0.191
29	30	0.037	0.039	0.039	0.035	0.037	0.040	0.040	0.039
8	28	0.007	0.007	0.006	0.005	0.006	0.005	0.004	0.004
6	28	0.017	0.021	0.025	0.023	0.022	0.032	0.037	0.036
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	13	14	15	16	17	18
1	2	0.465	0.572	0.601	0.618	0.653	0.609	0.556	0.543
1	3	0.559	0.713	0.834	0.802	0.739	0.633	0.511	0.427
2	4	0.423	0.553	0.691	0.639	0.539	0.436	0.319	0.232
3	4	0.094	0.121	0.143	0.137	0.126	0.108	0.086	0.072
2	5	0.188	0.257	0.307	0.289	0.253	0.203	0.159	0.126
2	6	0.544	0.814	1.003	0.933	0.798	0.623	0.461	0.343

Tabel 40. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2a (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	13	14	15	16	17	18
4	6	0.050	0.135	0.158	0.151	0.135	0.093	0.072	0.057
5	7	0.170	0.233	0.278	0.262	0.229	0.184	0.144	0.114
6	7	0.019	0.010	0.007	0.008	0.010	0.012	0.016	0.020
6	8	0.112	0.120	0.131	0.127	0.119	0.101	0.090	0.081
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.033	0.024	0.027	0.026	0.022	0.016	0.013	0.010
12	15	0.041	0.013	0.017	0.015	0.011	0.005	0.002	0.000
12	16	0.017	0.008	0.010	0.008	0.005	0.001	0.000	0.000
14	15	0.004	0.010	0.010	0.010	0.011	0.011	0.012	0.013
16	17	0.000	0.001	0.001	0.001	0.003	0.005	0.009	0.014
15	18	0.046	0.045	0.049	0.046	0.039	0.029	0.021	0.015
18	19	0.005	0.004	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.000
19	20	0.019	0.022	0.024	0.024	0.024	0.023	0.024	0.024
10	20	0.097	0.112	0.121	0.121	0.120	0.113	0.113	0.113
10	17	0.031	0.044	0.046	0.047	0.048	0.049	0.052	0.055
10	21	0.000	0.004	0.001	0.003	0.008	0.022	0.043	0.068
10	22	0.004	0.017	0.011	0.014	0.023	0.040	0.063	0.088
21	22	0.036	0.056	0.053	0.056	0.064	0.073	0.087	0.101
15	23	0.092	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.018	0.022	0.019	0.023	0.032	0.044	0.064	0.084
23	24	0.039	0.062	0.067	0.061	0.049	0.034	0.021	0.012
24	25	0.000	0.003	0.002	0.002	0.005	0.009	0.015	0.022
25	26	0.033	0.036	0.039	0.038	0.036	0.031	0.028	0.026
25	27	0.017	0.008	0.012	0.010	0.006	0.003	0.001	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.098	0.106	0.115	0.112	0.105	0.091	0.082	0.076
27	30	0.188	0.202	0.220	0.214	0.202	0.175	0.158	0.145
29	30	0.039	0.042	0.045	0.044	0.041	0.036	0.032	0.030
8	28	0.005	0.006	0.005	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007
6	28	0.033	0.031	0.037	0.035	0.030	0.021	0.015	0.011

Tabel 41. *Losses* Studi kasus 3 kondisi 1b

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	0.658	0.666	0.574	0.557	0.702	0.812	0.773	0.809
1	3	0.366	0.368	0.314	0.302	0.382	0.445	0.433	0.508
2	4	0.136	0.135	0.113	0.108	0.137	0.162	0.162	0.220
3	4	0.062	0.062	0.052	0.050	0.064	0.075	0.073	0.086
2	5	0.084	0.084	0.074	0.072	0.088	0.100	0.099	0.134
2	6	0.205	0.204	0.169	0.162	0.208	0.244	0.244	0.360
4	6	0.037	0.037	0.030	0.029	0.038	0.044	0.044	0.084
5	7	0.076	0.076	0.067	0.065	0.080	0.091	0.089	0.122
6	7	0.024	0.026	0.028	0.029	0.029	0.029	0.027	0.024
6	8	0.066	0.068	0.065	0.065	0.074	0.080	0.077	0.091
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.006	0.006	0.005	0.005	0.007	0.008	0.008	0.013
12	15	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001
12	16	0.002	0.003	0.006	0.007	0.006	0.005	0.004	0.000
14	15	0.014	0.014	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.013
16	17	0.019	0.022	0.026	0.029	0.029	0.028	0.025	0.013
15	18	0.009	0.008	0.006	0.005	0.007	0.008	0.008	0.018
18	19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	20	0.023	0.025	0.026	0.027	0.029	0.031	0.029	0.027
10	20	0.103	0.112	0.115	0.119	0.130	0.138	0.129	0.124
10	17	0.054	0.058	0.061	0.063	0.068	0.071	0.066	0.058
10	21	0.098	0.113	0.134	0.146	0.139	0.136	0.122	0.064
10	22	0.115	0.130	0.150	0.161	0.158	0.156	0.141	0.086
21	22	0.111	0.121	0.131	0.138	0.142	0.144	0.134	0.104
15	23	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.098	0.118	0.137	0.150	0.159	0.166	0.144	0.092
23	24	0.006	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.013
24	25	0.029	0.034	0.039	0.043	0.042	0.042	0.037	0.022
25	26	0.021	0.022	0.021	0.021	0.024	0.026	0.025	0.029
25	27	0.001	0.001	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.000

Tabel 42. *Losses* Studi kasus 3 kondisi 1b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.063	0.065	0.063	0.063	0.071	0.076	0.074	0.084
27	30	0.121	0.125	0.121	0.121	0.136	0.146	0.141	0.162
29	30	0.025	0.026	0.025	0.025	0.028	0.030	0.029	0.033
8	28	0.007	0.007	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007
6	28	0.006	0.006	0.004	0.004	0.006	0.008	0.008	0.014
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	0.700	0.539	0.449	0.334	0.221	0.254	0.323	0.397
1	3	0.357	0.299	0.189	0.134	0.105	0.149	0.248	0.377
2	4	0.115	0.107	0.042	0.026	0.028	0.055	0.128	0.238
3	4	0.057	0.047	0.027	0.019	0.014	0.021	0.038	0.061
2	5	0.097	0.093	0.061	0.047	0.040	0.068	0.106	0.149
2	6	0.206	0.187	0.085	0.055	0.035	0.102	0.229	0.389
4	6	0.061	0.052	0.033	0.023	0.003	0.032	0.068	0.090
5	7	0.088	0.084	0.055	0.043	0.036	0.061	0.096	0.135
6	7	0.048	0.054	0.078	0.079	0.093	0.077	0.050	0.031
6	8	0.102	0.108	0.108	0.098	0.106	0.113	0.110	0.109
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.022	0.031	0.060	0.066	0.065	0.083	0.077	0.059
12	15	0.014	0.034	0.132	0.166	0.156	0.222	0.199	0.128
12	16	0.020	0.038	0.114	0.108	0.066	0.116	0.098	0.061
14	15	0.008	0.005	0.000	0.001	0.000	0.002	0.001	0.000
16	17	0.001	0.005	0.043	0.042	0.018	0.043	0.033	0.015
15	18	0.059	0.074	0.117	0.099	0.070	0.101	0.090	0.073
18	19	0.009	0.013	0.028	0.023	0.012	0.022	0.018	0.013
19	20	0.014	0.011	0.005	0.005	0.011	0.008	0.009	0.012
10	20	0.076	0.068	0.039	0.040	0.067	0.053	0.058	0.070
10	17	0.027	0.019	0.003	0.002	0.009	0.003	0.005	0.012

Tabel 43. *Losses* Studi kasus 3 kondisi 1b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
10	21	0.019	0.008	0.005	0.006	0.005	0.009	0.014	0.015
10	22	0.037	0.022	0.018	0.019	0.018	0.025	0.032	0.033
21	22	0.072	0.060	0.056	0.053	0.055	0.065	0.070	0.071
15	23	0.205	0.149	0.030	0.004	0.002	0.000	0.000	0.014
22	24	0.020	0.014	0.018	0.035	0.064	0.070	0.080	0.070
23	24	0.099	0.111	0.123	0.066	0.022	0.041	0.033	0.033
24	25	0.023	0.017	0.029	0.022	0.010	0.026	0.027	0.021
25	26	0.032	0.033	0.034	0.031	0.032	0.035	0.034	0.034
25	27	0.000	0.001	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.094	0.098	0.099	0.090	0.095	0.103	0.101	0.100
27	30	0.180	0.188	0.189	0.173	0.182	0.197	0.193	0.191
29	30	0.037	0.039	0.039	0.035	0.037	0.040	0.040	0.039
8	28	0.007	0.007	0.008	0.007	0.006	0.008	0.008	0.007
6	28	0.017	0.021	0.018	0.016	0.022	0.020	0.019	0.020
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	0.477	0.572	0.601	0.618	0.653	0.649	0.578	0.486
1	3	0.539	0.713	0.834	0.802	0.739	0.674	0.531	0.377
2	4	0.391	0.553	0.691	0.639	0.539	0.464	0.332	0.202
3	4	0.090	0.121	0.143	0.137	0.126	0.116	0.090	0.062
2	5	0.198	0.257	0.307	0.289	0.253	0.209	0.162	0.118
2	6	0.586	0.814	1.003	0.933	0.798	0.648	0.473	0.315
4	6	0.104	0.135	0.158	0.151	0.135	0.088	0.069	0.064
5	7	0.179	0.233	0.278	0.262	0.229	0.189	0.146	0.107
6	7	0.017	0.010	0.007	0.008	0.010	0.011	0.015	0.022
6	8	0.108	0.120	0.131	0.127	0.119	0.101	0.090	0.081
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.038	0.024	0.027	0.026	0.022	0.016	0.013	0.010

Tabel 44. *Losses* Studi kasus 3 kondisi 1b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
12	15	0.053	0.013	0.017	0.015	0.011	0.005	0.002	0.000
12	16	0.030	0.008	0.010	0.008	0.005	0.001	0.000	0.000
14	15	0.002	0.010	0.010	0.010	0.011	0.011	0.012	0.013
16	17	0.003	0.001	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.014
15	18	0.058	0.045	0.049	0.046	0.039	0.029	0.021	0.015
18	19	0.008	0.004	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.000
19	20	0.015	0.022	0.024	0.024	0.024	0.023	0.024	0.024
10	20	0.083	0.112	0.121	0.121	0.120	0.113	0.113	0.112
10	17	0.023	0.044	0.046	0.047	0.048	0.049	0.052	0.054
10	21	0.011	0.004	0.001	0.003	0.008	0.022	0.043	0.068
10	22	0.027	0.017	0.011	0.014	0.023	0.040	0.063	0.088
21	22	0.064	0.056	0.053	0.056	0.064	0.073	0.087	0.101
15	23	0.080	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.041	0.022	0.019	0.023	0.032	0.044	0.064	0.084
23	24	0.049	0.062	0.067	0.061	0.049	0.033	0.021	0.012
24	25	0.013	0.003	0.002	0.002	0.005	0.008	0.015	0.022
25	26	0.033	0.036	0.039	0.038	0.036	0.031	0.028	0.026
25	27	0.002	0.008	0.012	0.010	0.006	0.003	0.001	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.098	0.106	0.115	0.112	0.105	0.091	0.082	0.076
27	30	0.188	0.202	0.220	0.214	0.202	0.175	0.158	0.145
29	30	0.039	0.042	0.045	0.044	0.041	0.036	0.032	0.030
8	28	0.007	0.006	0.005	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007
6	28	0.022	0.031	0.037	0.035	0.030	0.021	0.015	0.011

Tabel 45. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2b

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
1	2	0.658	0.666	0.574	0.557	0.702	0.812	0.773	0.809
1	3	0.366	0.368	0.314	0.302	0.382	0.445	0.433	0.508
2	4	0.136	0.135	0.113	0.108	0.137	0.162	0.162	0.220
3	4	0.062	0.062	0.052	0.050	0.064	0.075	0.073	0.086
2	5	0.084	0.084	0.074	0.072	0.088	0.100	0.099	0.134
2	6	0.205	0.204	0.169	0.162	0.208	0.244	0.244	0.360

Tabel 46. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	1	2	3	4	5	6	7	8
4	6	0.037	0.037	0.030	0.029	0.038	0.044	0.044	0.084
5	7	0.076	0.076	0.067	0.065	0.080	0.091	0.089	0.122
6	7	0.024	0.026	0.028	0.029	0.029	0.029	0.027	0.024
6	8	0.066	0.068	0.065	0.065	0.074	0.080	0.077	0.091
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.006	0.006	0.005	0.005	0.007	0.008	0.008	0.013
12	15	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.001
12	16	0.002	0.003	0.006	0.007	0.006	0.005	0.004	0.000
14	15	0.014	0.014	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.013
16	17	0.019	0.022	0.026	0.029	0.029	0.028	0.025	0.013
15	18	0.009	0.008	0.006	0.005	0.007	0.008	0.008	0.018
18	19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
19	20	0.023	0.025	0.026	0.027	0.029	0.031	0.029	0.027
10	20	0.103	0.112	0.115	0.118	0.130	0.138	0.129	0.124
10	17	0.054	0.058	0.061	0.063	0.068	0.071	0.066	0.058
10	21	0.098	0.113	0.134	0.146	0.139	0.136	0.122	0.064
10	22	0.115	0.130	0.150	0.161	0.158	0.156	0.141	0.086
21	22	0.111	0.121	0.131	0.138	0.142	0.144	0.134	0.104
15	23	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205
22	24	0.098	0.118	0.137	0.150	0.159	0.166	0.144	0.092
23	24	0.006	0.003	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.013
24	25	0.029	0.034	0.039	0.043	0.042	0.042	0.037	0.022
25	26	0.021	0.022	0.021	0.021	0.024	0.026	0.025	0.029
25	27	0.001	0.001	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.063	0.065	0.063	0.063	0.071	0.076	0.074	0.084
27	30	0.121	0.125	0.121	0.121	0.136	0.146	0.141	0.162
29	30	0.025	0.026	0.025	0.025	0.028	0.030	0.029	0.033
8	28	0.007	0.007	0.008	0.008	0.008	0.008	0.008	0.007
6	28	0.006	0.006	0.004	0.004	0.006	0.008	0.008	0.014

Tabel 47. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
1	2	0.700	0.539	0.449	0.334	0.223	0.254	0.323	0.397
1	3	0.357	0.299	0.189	0.134	0.103	0.149	0.248	0.377
2	4	0.115	0.107	0.042	0.026	0.026	0.055	0.128	0.238
3	4	0.057	0.047	0.027	0.019	0.013	0.021	0.038	0.061
2	5	0.097	0.093	0.061	0.047	0.041	0.068	0.106	0.149
2	6	0.206	0.187	0.085	0.055	0.037	0.102	0.229	0.389
4	6	0.061	0.052	0.033	0.023	0.006	0.032	0.068	0.090
5	7	0.088	0.084	0.055	0.043	0.037	0.061	0.096	0.135
6	7	0.048	0.054	0.078	0.079	0.092	0.077	0.050	0.031
6	8	0.102	0.108	0.108	0.098	0.105	0.113	0.110	0.109
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.022	0.031	0.060	0.066	0.069	0.083	0.077	0.059
12	15	0.014	0.034	0.132	0.166	0.172	0.222	0.199	0.128
12	16	0.020	0.038	0.114	0.108	0.080	0.116	0.098	0.061
14	15	0.008	0.005	0.000	0.001	0.001	0.002	0.001	0.000
16	17	0.001	0.005	0.043	0.042	0.025	0.043	0.033	0.015
15	18	0.059	0.074	0.116	0.099	0.078	0.101	0.090	0.073
18	19	0.009	0.013	0.028	0.023	0.015	0.022	0.018	0.013
19	20	0.014	0.011	0.005	0.005	0.010	0.008	0.009	0.012
10	20	0.076	0.068	0.039	0.040	0.060	0.053	0.058	0.070
10	17	0.027	0.019	0.003	0.002	0.007	0.003	0.005	0.012
10	21	0.019	0.008	0.005	0.006	0.006	0.009	0.014	0.015
10	22	0.037	0.022	0.018	0.019	0.019	0.025	0.032	0.033
21	22	0.072	0.060	0.056	0.053	0.055	0.065	0.070	0.071
15	23	0.205	0.149	0.030	0.004	0.001	0.000	0.000	0.014
22	24	0.020	0.014	0.018	0.035	0.061	0.070	0.080	0.070
23	24	0.099	0.111	0.123	0.066	0.027	0.041	0.033	0.033
24	25	0.023	0.017	0.029	0.022	0.013	0.026	0.027	0.021
25	26	0.032	0.033	0.034	0.031	0.032	0.035	0.034	0.034
25	27	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.094	0.098	0.099	0.090	0.095	0.103	0.101	0.100

Tabel 48. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	9	10	11	12	13	14	15	16
27	30	0.180	0.188	0.189	0.173	0.182	0.197	0.193	0.191
29	30	0.037	0.039	0.039	0.035	0.037	0.040	0.040	0.039
8	28	0.007	0.007	0.008	0.007	0.007	0.008	0.008	0.007
6	28	0.017	0.021	0.018	0.016	0.021	0.020	0.019	0.020
bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
1	2	0.477	0.572	0.601	0.618	0.653	0.609	0.556	0.543
1	3	0.539	0.713	0.834	0.802	0.739	0.633	0.511	0.427
2	4	0.391	0.553	0.691	0.639	0.539	0.436	0.319	0.232
3	4	0.090	0.121	0.143	0.137	0.126	0.108	0.086	0.072
2	5	0.198	0.257	0.307	0.289	0.253	0.203	0.159	0.126
2	6	0.586	0.814	1.003	0.933	0.798	0.623	0.461	0.343
4	6	0.104	0.135	0.158	0.151	0.135	0.093	0.072	0.057
5	7	0.179	0.233	0.278	0.262	0.229	0.184	0.144	0.114
6	7	0.017	0.010	0.007	0.008	0.010	0.012	0.016	0.020
6	8	0.108	0.120	0.131	0.127	0.119	0.101	0.090	0.081
6	9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
6	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
9	10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4	12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
12	14	0.038	0.024	0.027	0.026	0.022	0.016	0.013	0.010
12	15	0.053	0.013	0.017	0.015	0.011	0.005	0.002	0.000
12	16	0.030	0.008	0.010	0.008	0.005	0.001	0.000	0.000
14	15	0.002	0.010	0.010	0.010	0.011	0.011	0.012	0.013
16	17	0.003	0.001	0.001	0.001	0.003	0.005	0.009	0.014
15	18	0.058	0.045	0.049	0.046	0.039	0.029	0.021	0.015
18	19	0.008	0.004	0.005	0.004	0.003	0.002	0.001	0.000
19	20	0.015	0.022	0.024	0.024	0.024	0.023	0.024	0.024
10	20	0.083	0.112	0.121	0.121	0.120	0.113	0.113	0.113
10	17	0.023	0.044	0.046	0.047	0.048	0.049	0.052	0.055
10	21	0.011	0.004	0.001	0.003	0.008	0.022	0.043	0.068
10	22	0.027	0.017	0.011	0.014	0.023	0.040	0.063	0.088
21	22	0.064	0.056	0.053	0.056	0.064	0.073	0.087	0.101
15	23	0.080	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205	0.205

Tabel 49. *Losses* studi kasus 3 kondisi 2b (lanjutan)

bus i to bus j		<i>Losses</i> (kW)							
		Periode							
i	j	17	18	19	20	21	22	23	24
22	24	0.041	0.022	0.019	0.023	0.032	0.044	0.064	0.084
23	24	0.049	0.062	0.067	0.061	0.049	0.034	0.021	0.012
24	25	0.013	0.003	0.002	0.002	0.005	0.009	0.015	0.022
25	26	0.033	0.036	0.039	0.038	0.036	0.031	0.028	0.026
25	27	0.002	0.008	0.012	0.010	0.006	0.003	0.001	0.000
28	27	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
27	29	0.098	0.106	0.115	0.112	0.105	0.091	0.082	0.076
27	30	0.188	0.202	0.220	0.214	0.202	0.175	0.158	0.145
29	30	0.039	0.042	0.045	0.044	0.041	0.036	0.032	0.030
8	28	0.007	0.006	0.005	0.006	0.006	0.006	0.007	0.007
6	28	0.022	0.031	0.037	0.035	0.030	0.021	0.015	0.011

RIWAYAT PENULIS



Penulis memiliki nama lengkap Eki Rovianto. Penulis lahir pada 12 September 1995 di Kabupaten Sidoarjo, Jawa Timur, Indonesia yang merupakan anak tunggal dari pasangan Ir. Fidi Hariyanto dan Ir. Siti Tasbichah. Saat ini penulis telah menyelesaikan pendidikan Sekolah Dasar di SDN Magersari 05 Sidoarjo (2001-2007), Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMPN 2 Buduran, Sidoarjo (2007-2010), Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMAN 1 Wonoayu Sidoarjo pada tahun (2010-2013). Kemudian, melanjutkan ke jenjang Strata 1 di Universitas Jember pada tahun (2013-2017). Di jenjang Strata 1, penulis mengambil jurusan Teknik Elektro dengan konsentrasi Teknik Sistem Tenaga. Setelah lulus dari jenjang Strata 1, penulis sempat bekerja sebagai pengajar bimbingan belajar di salah satu Lembaga di Sidoarjo selama lebih kurang 1 tahun, kemudian melanjutkan ke jenjang Strata 2 di Institut Teknologi Sepuluh Nopember dan mengambil bidang yang linier dengan jenjang sebelumnya yaitu Teknik Sistem Tenaga. Penulis dapat dihubungi melalui alamat email: eki.rovianto@gmail.com

Halaman ini sengaja dikosongkan