



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

TUGAS AKHIR - EE 184801

***THERMAL UNIT COMMITMENT MEMPERTIMBANGKAN  
KOMBINASI PHOTOVOLTAIC DAN PUMP STORAGE  
HYDROELECTRIC UNTUK MENYELESAIKAN MASALAH DUCK  
CURVE MENGGUNAKAN ALGORITMA BINARY PARTICLE  
SWARM OPTIMIZATION***

Taufiq Arrasyid  
NRP 07111745000015

Dosen Pembimbing

Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019





**TUGAS AKHIR - EE 184801**

***THERMAL UNIT COMMITMENT MEMPERTIMBANGKAN  
KOMBINASI PHOTOVOLTAIC DAN PUMP STORAGE  
HYDROELECTRIC UNTUK MENYELESAIKAN MASALAH DUCK  
CURVE MENGGUNAKAN ALGORITMA BINARY PARTICLE  
SWARM OPTIMIZATION***

Taufiq Arrasyid  
NRP 07111745000015

Dosen Pembimbing

Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

DEPARTEMEN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019

*Halaman ini sengaja dikosongkan*



**FINAL PROJECT - EE 184801**

***THERMAL UNIT COMMITMENT CONSIDERING COMBINATION  
OF PHOTOVOLTAIC AND PUMP STORAGE HYDROELECTRIC  
FOR SOLVING DUCK CURVE PROBLEM USING BINARY  
PARTICLE SWARM OPTMIZATION ALGORITHM***

Taufiq Arrasyid  
NRP 07111745000015

Supervisor

Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.  
Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
Faculty of Electrical Technology  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2019

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “***Thermal Unit Commitment Mempertimbangkan Kombinasi Photovoltaic dan Pump Storage Hydroelectric Untuk Menyelesaikan Masalah Duck Curve Menggunakan Algoritma Binary Particle Swarm Optimization***” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa 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, Mei 2019

Taufiq Arrasyid

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**THERMAL UNIT COMMITMENT MEMPERTIMBANGKAN  
KOMBINASI PHOTOVOLTAIC DAN PUMP STORAGE  
HYDROELECTRIC UNTUK MENYELESAIKAN MASALAH  
DUCK CURVE MENGGUNAKAN ALGORITMA BINARY  
PARTICLE SWARM OPTIMIZATION**



**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Departemen Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**



**Menyetujui :**

**Dosen Pembimbing I,**

**Dosen Pembimbing II,**

**Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.**  
NIP. 196404051990021001

**Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.**  
NIP. 197411292000121001



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

***Thermal Unit Commitment Mempertimbangkan Kombinasi  
Photovoltaic dan Pump Storage Hydroelectric Untuk Menyelesaikan  
Masalah Duck Curve Menggunakan Algoritma Binary Particle  
Swarm Optimization***

Nama : Taufiq Arrasyid  
NRP : 07111745000015  
Dosen Pembimbing I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.  
Dosen Pembimbing II : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

**ABSTRAK**

Perkembangan pemakaian *Photovoltaic* (PV) menimbulkan sebuah masalah baru pada sistem tenaga listrik. Karena semakin bertambah jumlah pemakaian PV, maka daya yang dibangkitkan PV pada siang hari sangatlah besar dan semakin bertambah. Sehingga hal tersebut mengakibatkan perubahan *load demand* pada Unit Pembangkit *Thermal*. Pada siang hari PV akan memproduksi daya sehingga permintaan daya pada Unit Pembangkit *Thermal* sangatlah sedikit. Sebaliknya pada malam hari PV tidak memproduksi daya sehingga permintaan daya pada malam hari akan meningkat secara drastis. Hal tersebut diakibatkan karena daya yang semula ditanggung oleh PV harus ditanggung oleh Unit Pembangkit *Thermal*. Kondisi itu mengakibatkan perubahan pada kurva beban yaitu terciptanya bentuk seperti leher bebek yang disebut dengan *duck curve*. Hal ini mengakibatkan kenaikan *start-up cost* (SUC) dari Unit Pembangkit *Thermal* karena akan lebih sering dihidup matikan dalam waktu yang relatif singkat. Pada tugas akhir ini akan diperkenalkan sebuah *Thermal Unit Commitment* dengan *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) menggunakan algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO). Dengan metode tersebut dapat diperoleh penjadwalan unit pembangkit *thermal* yang lebih optimal. Berdasarkan hasil analisis data, dengan adanya PSH dapat menurunkan total biaya operasi selama 24 jam yang semula \$327565 menjadi \$322397. Selain itu metode tersebut juga terbukti dapat menyelesaikan masalah *duck curve* pada kurva beban.

**Kata Kunci** – *Photovoltaic, Load Demand, Duck Curve, Thermal Unit Commitment, Binary Particle Swarm Optimization.*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

***Thermal Unit Commitment Considering Combination of Photovoltaic and Pump Storage Hydroelectric for Solving Duck Curve Problem Using Binary Particle Swarm Optimization Algorithm***

Nama : Taufiq Arrasyid  
NRP : 07111745000015  
Supervisor I : Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T.  
Supervisor II : Dr. Eng. Rony Seto Wibowo, S.T., M.T.

**ABSTRACT**

The development of Photovoltaic (PV) usage causing a new problem in the electric power system. Because of the increasing number of PV usage, the power generated by PV during the day is very large and increasing. So that this results in changes in load demand on Thermal Generating Units. During the day the PV will produce power so that the demand for power in the Thermal Generator Unit is very little. Conversely at night PV does not produce power so that the demand for power at night will increase dramatically. This is because the power that was initially covered by PV must be borne by the Thermal Generating Unit. This condition results in changes to the load curve, namely the creation of a shape like a duck's neck called the duck curve. This results in an increase in the start-up cost (SUC) of the Thermal Generating Unit because it will be switched off more frequently in a relatively short time. In this final project a Thermal Unit Commitment with Hydroelectric Pump (PSH) will be introduced using the Binary Particle Swarm Optimization (BPSO) algorithm. With this method we can obtain a more optimal scheduling of thermal generating units. Based on the results of data analysis, the presence of PSH can reduce the total operating costs for 24 hours which was originally \$ 349385 to \$ 347051. In addition, the method is also proven to solve the duck curve problem in the load curve

**Keyword** – *Photovoltaic, Load Demand, Duck Curve, Thermal Unit Commitment, Binary Particle Swarm Optimization.*

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT atas segala Rahmat, Karunia, dan Petunjuk yang telah dilimpahkan-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan tugas akhir dengan judul ***“Thermal Unit Commitment Mempertimbangkan Kombinasi Photovoltaic dan Pump Storage Hydroelectric Untuk Menyelesaikan Masalah Duck Curve Menggunakan Algoritma Binary Particle Swarm Optimization”***.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu persyaratan untuk menyelesaikan jenjang pendidikan S1 pada Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga, Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Atas selesainya penyusunan tugas akhir ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Allah SWT atas limpahan rahmat, karunia dan petunjuk-Nya.
2. Ibu, Ayah, kakak, dan adik penulis di rumah yang selalu mendoakan, mendukung dan memberikan semangat kepada penulis baik dalam keadaan senang ataupun susah.
3. Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, M.T dan Rony Seto Wibowo, S.T., MT. Dr. Eng. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan dan perhatiannya selama proses penyelesaian tugas akhir ini.
4. Bapak Prof. Ontoseno Penangsang, Dr. Dimas Fajar Uman Putra dan Dr. Ni Ketut Aryani, beserta teman-teman asisten, trainee dan calon trainee serta member lab PSSL B103 yang telah menciptakan dan memberikan dukungan dalam menyelesaikan tugas akhir.
5. Teman-teman BANI ETAP ( Arba, Nanang, Hotang, Baihaqi, Totek, Saad, Elfa, Keke, Cece, Fira) yang membantu dan memberikan kesempatan untuk sharing ilmu dan mengajari lebih tentang sistem tenaga listrik.
6. Teman-teman GTZ ( Fani, Kafi, Jodhi, Hakim, Ayik, Naufal, Kojol, Faridho, dan Katon) atas kebersamaannya yang memberikan semangat selama ini.
7. Ustad Aditya Abdurrahman yang memberikan motivasi dan nasehat disaat saya jatuh dan terpuruk.
8. Seluruh teman-teman Lintas Jalur 2017, terima kasih atas cerita dan perhatiannya selama ini.

9. Seluruh Dosen dan karyawan Jurusan Teknik Elektro yang telah berjasa selama dua tahun membantu perkuliahan penulis.

Semoga tugas akhir ini bermanfaat bagi mahasiswa maupun peneliti. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan, untuk itu kritik dan saran diharapkan untuk penyempurnaan tugas akhir ini.

Surabaya, 21 Mei 2019  
Penulis

# DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
TUGAS AKHIR.....	vii
ABSTRAK.....	ix
ABSTRACT.....	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL.....	xix
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Permasalahan.....	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan.....	3
1.5 Metodologi.....	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	4
1.7 Relevansi.....	4
BAB 2 OPERASI OPTIMUM SISTEM TENAGA LISTRIK UNTUK MENGATASI <i>DUCK CURVE</i> .....	7
2.1 <i>Duck Curve</i> .....	7
2.2 Operasi Optimum Sistem Tenaga Listrik.....	8
2.2.1 <i>Economic Dispatch</i> .....	8
2.2.2 <i>Thermal Unit Commitment</i> .....	11
2.4 <i>Pump Storage Hydroelectric</i> .....	13
2.5 Algoritma <i>Binary Particle Swarm Optimization</i> .....	15
BAB 3 METODOLOGI DAN DATA.....	19
3.1 Penerapan Algoritma <i>Binary Particle Swarm Optimization</i> (BPSO) pada <i>Thermal Unit Commitment</i> .....	19
3.2 Inisialisasi Awal Algoritma <i>Binary Particle Swarm</i> Optimization (BPSO).....	20
3.2.1 Konfigurasi Sisi Pembangkit.....	20
3.2.2 Konfigurasi Sisi Beban.....	23
3.2.3 Proses Terjadinya <i>Duck Curve</i> .....	24
3.2.4 Batasan ( <i>Constraint</i> ).....	26
3.3 Inisialisasi Posisi dan Kecepatan Awal Partikel.....	28
3.4 Perhitungan Fungsi Biaya dengan <i>Quadratic Programming</i> ...	28

3.4.1	Penerapan Quadratic Programming pada economic dispatch.....	28
3.4.2	Argumen <i>Input</i> dari <i>Quadratic Programming</i> .....	29
3.5	Evaluasi <i>Fitness</i> Populasi.....	32
3.6	Penentuan Posisi Terbaik Lokal dan Global .....	32
3.7	Pembaharuan Kecepatan dan Posisi Partikel .....	33
3.8	Pembatasan Pergerakan Partikel .....	34
3.9	Hasil Penjadwalan.....	34
BAB 4	SIMULASI DAN ANALISIS .....	35
4.1	Hasil Simulasi .....	35
4.1.1	Sistem Konvensional .....	35
4.1.2	Sistem Konvensional dengan <i>Pump Storage Hydroelectric</i> (PSH).....	42
4.2	Analisis Data .....	53
4.2.1	Bentuk Kurva Beban.....	54
4.2.2	Biaya Operasi .....	54
BAB 5	PENUTUP .....	59
5.1	Kesimpulan .....	59
5.2	Saran .....	59
	DAFTAR PUSTAKA .....	61
	LAMPIRAN.....	63
	BIOGRAFI PENULIS .....	67

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b>	<i>Duck Curve</i> pada kurva beban .....	7
<b>Gambar 2. 2</b>	Perkembangan <i>duck curve</i> dari tahun ke tahun .....	8
<b>Gambar 2. 3</b>	Karakteristik <i>input output</i> unit <i>thermal</i> dan kurva beban harian .....	14
<b>Gambar 2. 4</b>	Konsep pencarian $P_{best}$ dan $G_{best}$ .....	16
<b>Gambar 3. 1</b>	<i>Flowchart Sistem</i> .....	19
<b>Gambar 3. 2</b>	Daya keluaran PV selama 24 jam .....	22
<b>Gambar 3. 3</b>	Kurva beban harian.....	24
<b>Gambar 3. 4</b>	Proses terjadinya <i>duck curve</i> .....	25
<b>Gambar 3. 5</b>	<i>Load demand</i> pada pembangkit <i>thermal (duck curve)</i> . ..	25
<b>Gambar 4. 1</b>	<i>Unit Commitment</i> pada sistem konvensional .....	40
<b>Gambar 4. 2</b>	Biaya <i>start-up</i> pada sistem konvensional .....	41
<b>Gambar 4. 3</b>	<i>Unit Commitment</i> sistem konvensional dengan PSH... ..	48
<b>Gambar 4. 4</b>	Skema operasi PSH.....	49
<b>Gambar 4. 5</b>	<i>Storage level PSH 1</i> .....	51
<b>Gambar 4. 6</b>	<i>Storage level PSH 2</i> .....	52
<b>Gambar 4. 7</b>	<i>Storage level PSH 3</i> .....	53
<b>Gambar 4. 8</b>	<i>Storage level PSH 4</i> .....	53
<b>Gambar 4. 9</b>	Perbandingan beban unit pembangkit <i>thermal</i> sebelum dan sesudah ada PSH.....	54
<b>Gambar 4. 10</b>	Perbandingan biaya operasi setiap jam .....	56
<b>Gambar 4. 11</b>	Perbandingan total biaya pembangkitan listrik .....	57
<b>Gambar 4. 12</b>	Perbandingan harga per MWh .....	57

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3. 1</b>	Data batasan operasi unit generator <i>thermal</i> .....	20
<b>Tabel 3. 2</b>	Data biaya operasi unit generator <i>thermal</i> .....	21
<b>Tabel 3. 3</b>	Data daya keluaran PV Farm 24 jam.....	21
<b>Tabel 3. 4</b>	Spesifikasi PSH.....	22
<b>Tabel 3. 5</b>	Data beban 24 jam.....	23
<b>Tabel 3. 6</b>	Rugi saluran 24 jam.....	24
<b>Tabel 3. 7</b>	Beban unit <i>thermal</i> 24 jam .....	26
<b>Tabel 4. 1</b>	Kondisi awal unit pembangkit sistem konvensional unit 1-5 .....	35
<b>Tabel 4. 2</b>	Kondisi awal unit pembangkit sistem konvensional unit 6-7 .....	35
<b>Tabel 4. 3</b>	Penjadwalan pembangkit sistem konvensional .....	36
<b>Tabel 4. 4</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 00.00 – 03.00.....	37
<b>Tabel 4. 5</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 04.00 – 07.00.....	37
<b>Tabel 4. 6</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 08.00 – 11.00.....	38
<b>Tabel 4. 7</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 12.00 – 15.00.....	38
<b>Tabel 4. 8</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 16.00 – 19.00.....	39
<b>Tabel 4. 9</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 20.00 – 23.00.....	39
<b>Tabel 4. 10</b>	Total biaya pembangkitan sistem konvensional .....	40
<b>Tabel 4. 11</b>	Kondisi awal <i>pump storage hydroelectric</i> .....	42
<b>Tabel 4. 12</b>	Penjadwalan unit pembangkit <i>thermal</i> .....	42
<b>Tabel 4. 13</b>	Penjadwalan unit pembangkit PSH .....	43
<b>Tabel 4. 14</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 00.00 – 03.00 .....	44
<b>Tabel 4. 15</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 04.00 – 07.00 .....	44
<b>Tabel 4. 15</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 04.00 – 07.00 (lanjutan).....	45
<b>Tabel 4. 16</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 08.00 – 11.00 .....	45

<b>Tabel 4. 17</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 12.00 – 15.00 .....	46
<b>Tabel 4. 18</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 16.00 – 19.00 .....	47
<b>Tabel 4. 19</b>	Pembangkitan daya unit pembangkit <i>thermal</i> dan PSH jam 20.00 – 23.00 .....	47
<b>Tabel 4. 20</b>	Total biaya pembangkitan sistem konvensional dengan PSH .....	49
<b>Tabel 4. 21</b>	<i>Storage Level</i> PSH 1 dan PSH 2 .....	50
<b>Tabel 4. 22</b>	<i>Storage level</i> PSH 3 dan PSH 4.....	52
<b>Tabel 4. 23</b>	Perbandingan biaya operasi setiap jam.....	55
<b>Tabel 4. 24</b>	Rincian perbandingan biaya .....	56

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

*Photovoltaic* (PV) mengalami perkembangan yang sangat signifikan belakangan ini dikarenakan harga PV yang semakin terjangkau. Perkembangan tersebut juga menimbulkan dampak positif terhadap perkembangan teknologi *Smart Grid* saat ini [1] [2]. *Smart Grid* adalah jaringan listrik yang dapat memantau, memprediksi, dan menanggapi dengan cerdas perilaku dari semua pemasok listrik dan konsumen yang terhubung agar dapat memberikan layanan listrik yang andal dan efisien [3]. Selain dampak positif, perkembangan pemakaian PV juga menimbulkan masalah baru dalam sistem tenaga listrik. Daya keluaran PV bersifat tidak pasti karena sangat ditentukan oleh kondisi cuaca pada hari itu [4]. Selain itu, PV hanya dapat menghasilkan daya ketika siang hari saja sehingga menciptakan ketidakseimbangan pada permintaan daya antara siang dan malam hari. Pada siang hari PV akan memproduksi daya sehingga permintaan daya pada Unit Pembangkit *Thermal* sangatlah sedikit. Sebaliknya pada malam hari PV tidak memproduksi daya sehingga permintaan daya pada malam hari akan meningkat secara drastis dibandingkan dengan permintaan daya pada siang hari. Hal tersebut diakibatkan karena daya yang semula ditanggung oleh PV harus ditanggung oleh Unit Pembangkit *Thermal*. Kenaikan permintaan daya tersebut berlangsung dalam waktu yang sangat cepat dan dalam jumlah besar sehingga mengakibatkan kenaikan *ramp rate* pada Unit Pembangkit *Thermal*. Kondisi itu akhirnya mengakibatkan perubahan pada kurva beban yaitu terciptanya bentuk seperti leher bebek yang disebut dengan *duck curve* [1]. Selisih antara beban dasar dan beban puncak sangatlah besar pada kondisi *duck curve*. Kondisi tersebut mengakibatkan Unit Pembangkit *Thermal* lebih sering mengalami kondisi *on-off* sehingga meningkatkan *start-up cost* (SUC) dari Unit Pembangkit *Thermal* itu sendiri. Maka dari itu diperlukannya Operasi Optimum berupa penjadwalan *on-off* dari Unit Pembangkit *Thermal* yang disebut dengan *Thermal Unit Commitment* (TUC). Metode ini bertujuan untuk mendapatkan sebuah kombinasi tertentu dari Unit Pembangkit *Thermal* dengan kapasitas yang cukup untuk menanggung *load demand* dengan biaya produksi paling murah.

*Thermal Unit Commitment* saja tidaklah cukup untuk menyelesaikan permasalahan *duck curve* ini. Diperlukannya sebuah *energy storage* untuk menyimpan daya dari PV pada siang hari yang nantinya berguna untuk mengurangi permintaan beban yang harus ditanggung oleh Unit Pembangkit *Thermal* pada malam hari ketika PV tidak bekerja. *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) adalah salah satu teknologi penyimpanan energi yang dapat digunakan dalam kasus ini. PSH dirancang untuk mengurangi biaya produksi dengan cara memompa air naik ke *reservoir* pada siang hari memanfaatkan daya berlebih dan penurunan *load demand* pada Unit Pembangkit *Thermal* akibat daya dari PV. Air yang telah dipompa ke *reservoir* tadi digunakan untuk membantu memenuhi beban puncak pada malam hari sehingga dapat mengurangi selisih antara beban puncak dan dasar yang harus ditanggung oleh Unit Pembangkit *Thermal* [5].

Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) dipilih untuk menyelesaikan masalah pada tugas akhir ini untuk mencari hasil yang paling optimal

## **1.2 Permasalahan**

Permasalahan yang akan diselesaikan dalam tugas akhir ini adalah tentang :

1. Mencari kombinasi penjadwalan Unit Pembangkit *Thermal* yang paling optimal dengan mempertimbangkan *Photovoltaic* dan *Pump Storage Hydroelectricity* (PSH).
2. Mencari kombinasi penjadwalan Unit Pembangkit *Thermal* yang paling optimal menggunakan Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO).

## **1.3 Tujuan**

Penelitian tugas akhir ini bertujuan untuk :

1. Mendapatkan kombinasi penjadwalan Unit Pembangkit *Thermal* yang paling optimal dengan mempertimbangkan *Photovoltaic* dan *Pump Storage Hydroelectricity* (PSH).
2. Mendapatkan kombinasi penjadwalan Unit Pembangkit *Thermal* yang paling optimal menggunakan Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO).

## 1.4 Batasan

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah :

1. Topologi saluran dan rugi-rugi saluran diabaikan untuk *economic dispatch*.
2. Menggunakan referensi [1] yang terdiri dari 10 unit pembangkit *thermal* dan 4 unit *pump storage hydroelectric* sebagai sistem uji.
3. Simulasi dilakukan menggunakan *Matlab Matpower*.
4. Metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan adalah algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) dan *quadratic programming* untuk *economic dispatch*.

## 1.5 Metodologi

1. Studi Literatur  
Pada tahap ini akan dilakukan pengkajian terhadap berbagai literatur. Literatur yang digunakan berasal dari jurnal, prosiding, dan *text book*
2. Pengumpulan Data  
Pada tahap ini dilakukan pengumpulan data berupa fungsi biaya pembangkit *Thermal*, data parameter dari *pump storage hydroelectric*, data parameter *photovoltaic*, waktu penyalan unit pembangkit, waktu pepadapan minimal. Data data tersebut akan menggunakan referensi dari [1]
3. Pembuatan Program Matlab dan Penerapan Algoritma BPSO  
Pada tahap ini akan dilakukan pembuatan program M-File *Unit Commitment* pada Matlab menggunakan Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO).
4. Simulasi dan Analisis  
Simulasi dilakukan menggunakan *software* Matlab. Data yang diperoleh akan dianalisis bagaimanakan pengaruh PV dan *Pump Storage Hydroelectric* (PSH). terhadap *Unit Commitment* dan perubahan pada kurva beban harian
5. Penyusunan Laporan  
Penulisan laporan dilakukan setelah kita berhasil menganalisis data. Laporan berisi tentang Pendahuluan, Tinjauan Pustaka, Metodologi Penelitian, Analisis Data, dan Kesimpulan

## 1.6 Sistematika Penulisan

Laporan tugas akhir ini disusun dalam suatu sistematika penulisan sebagai berikut :

BAB 1 : Pendahuluan

Pada bab ini dijelaskan mengenai latar belakang permasalahan dari tugas akhir. Selain itu dibahas pula tentang tujuan permasalahan, batasan masalah, metodologi penelitian, sistematika penulisan dan relevansi dari tugas akhir.

BAB 2 : Operasi Optimum Sistem Tenaga Listrik Untuk Mengatasi Permasalahan *Duck Curve*

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai teori penunjang tentang permasalahan *duck curve* yang akan dibahas dalam tugas akhir ini. Selain itu dibahas pula teori tentang operasi optimum sistem tenaga listrik, *unit commitment*, dan algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) sebagai teori penunjang untuk menyelesaikan masalah *duck curve*.

BAB 3 : Metodologi dan Data

Pada bab ini akan dijelaskan mengenai penggunaan algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* pada *thermal unit commitment* dengan *Pump Storage Hydroelectric* (PSH).

BAB 4 : Simulasi dan Analisis

Bab ini berisi hasil simulasi dari *thermal unit commitment* menggunakan algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) dan analisis biaya pembangkitan.

BAB 5 : Penutup

Pada tahap akhir ini memberikan penjelasan mengenai kesimpulan dan saran dari hasil penelitian pada tugas akhir ini.

## 1.7 Relevansi

Penelitian diharapkan dapat memberikan manfaat, yaitu :

1. Menyelesaikan permasalahan *duck curve* yang merupakan salah satu tantangan dari penggunaan energi baru terbarukan.
2. Memberikan saran dan masukan yang sesuai untuk perkembangan pemakaian energi baru terbarukan dalam sistem tenaga listrik.

3. Memberikan referensi untuk mahasiswa lain dan untuk dunia ilmu pengetahuan khususnya dalam bidang operasi optimum sistem tenaga listrik

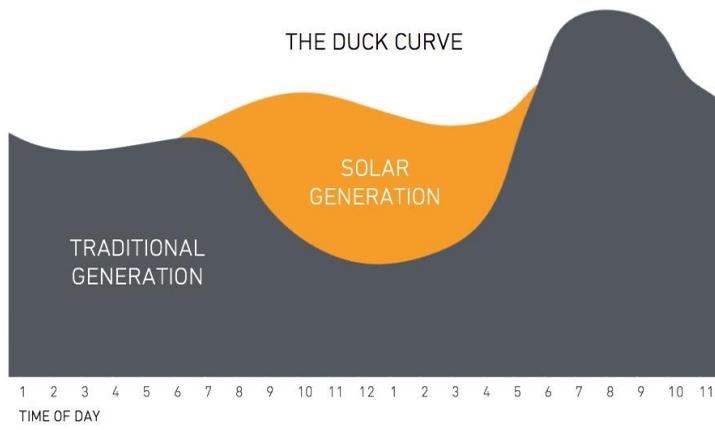
*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB 2

# OPERASI OPTIMUM SISTEM TENAGA LISTRIK UNTUK MENGATASI *DUCK CURVE*

### 2.1 *Duck Curve*

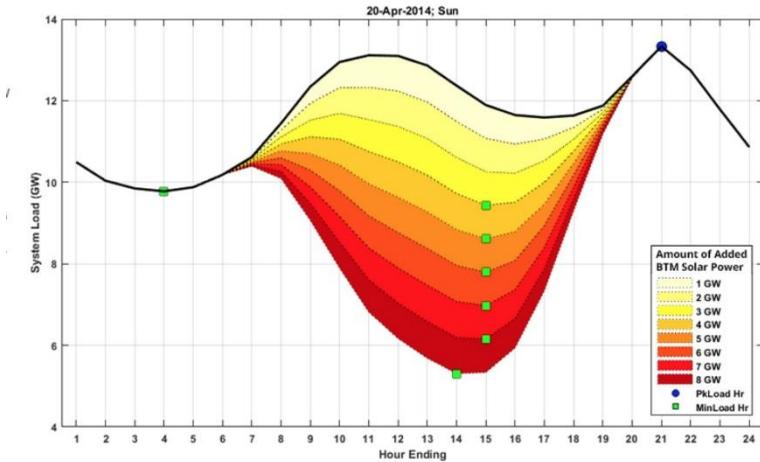
Kebutuhan energi listrik pada umumnya akan sangat tinggi pada siang hingga malam hari dan turun ketika mulai tengah malam hingga pagi hari. Hal tersebut mengakibatkan ketika pagi hari menuju siang hari akan terjadi kenaikan permintaan beban kepada unit pembangkit (*ramp-up*) dan ketika malam hari menuju tengah malam / pagi hari akan terjadi penurunan permintaan beban kepada unit pembangkit (*ramp-down*).



**Gambar 2. 1** *Duck Curve* pada kurva beban

Seiring meningkatnya pemakaian PV di masyarakat, maka permintaan kebutuhan listrik ke unit pembangkit pun akan mengalami perubahan. Permintaan listrik pada siang hari yang semula tinggi akan berkurang dikarenakan adanya energi PV. Dan ketika memasuki sore hari menjelang malam, terjadi kenaikan energi listrik yang sangat besar dikarenakan PV sudah tidak memproduksi energi listrik lagi. Hal tersebut mengakibatkan *ramp-up* unit pembangkit terutama unit pembangkit

*thermal* akan sangat tinggi. Hal tersebut sangatlah tidak baik karena akan menimbulkan berbagai masalah mulai dari masalah stabilitas hingga masalah ekonomi.



Source: ISO New England

**Gambar 2. 2** Perkembangan *duck curve* dari tahun ke tahun

## 2.2 Operasi Optimum Sistem Tenaga Listrik

Untuk memenuhi kebutuhan tenaga listrik di masyarakat, diperlukannya sebuah operasi sistem tenaga listrik. Operasi tersebut harus memperhatikan banyak hal. Mulai dari sisi pembangkit, transmisi, distribusi, dan dari sisi beban. Selain itu, operasi sistem tenaga listrik juga harus memperhatikan sisi ekonomi. Oleh karena itu, diperlukannya sebuah perencanaan operasi sistem tenaga listrik agar mendapatkan hasil yang paling optimum ditinjau dari berbagai aspek.

### 2.2.1 *Economic Dispatch*

*Economic dispatch* adalah pembagian pembebanan pada generator secara optimal ditinjau dari sisi ekonomi untuk memenuhi kebutuhan beban di sistem. Karena beban yang selalu berubah-ubah setiap jam, maka perhitungan *economic dispatch* juga dilakukan setiap jam. *Economic dispatch* memiliki tujuan utama yaitu meminimalkan

konsumsi bahan bakar dari setiap unit pembangkit pada sistem dengan menentukan daya keluaran dari setiap unit pembangkit [6].

Pada pembangkitan energi listrik, biaya operasi merupakan biaya yang paling dominan pada sistem operasi tenaga listrik. Biaya utama lainnya adalah biaya pembangunan fasilitas dan biaya kepemilikan.

Komponen yang berpengaruh dalam biaya operasi adalah biaya bahan bakar (*fuel cost*) dan setiap unit pembangkit memiliki karakteristik biaya bahan bakar yang berbeda sesuai dengan jenis bahan bakar dan efisiensi tiap pembangkit. Biaya produksi energi listrik dipengaruhi pengoptimalan biaya produksi dengan mempertimbangkan *fuel cost*. Oleh karena itu, meskipun pada kondisi normal yaitu kapasitas pembangkit lebih besar daripada beban dan rugi-rugi transmisi, pengaturan pembebanan pembangkit menjadi penting untuk menekan biaya produksi.

Pengaturan daya keluaran unit pembangkit dapat dilakukan berdasarkan karakteristik setiap unit pembangkit dan data yang tersedia. Penyelesaian perhitungan unit pembangkit dengan data orde 2 dapat diselesaikan dengan *quadratic programming* (QP).

### 2.2.1.1 Fungsi Objektif Economic Dispatch

Optimasi yang dilakukan pada permasalahan *economic dispatch* merupakan optimasi dari sisi biaya bahan baku pembangkitan atau *fuel cost*. Biaya bahan baku pembangkitan ini memiliki karakteristik non linier. Bentuk dari persamaan biaya pembangkitan adalah persamaan *polynomial* orde 2 yang dapat dituliskan sebagai berikut :

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.1)$$

Keterangan :

$F_i$  = Biaya pembangkitan pada pembangkit ke- $i$  (\$)

$P_i$  = Daya keluaran unit pembangkit  $i$  (MW)

Variable  $a$ ,  $b$ , dan  $c$  merupakan konstanta biaya operasi dari suatu pembangkit. Koefisien  $c$  menunjukkan biaya operasi pembangkit ketika tidak memproduksi energi listrik.

Berdasarkan persamaan 2.1 dapat diketahui bahwa biaya pembangkitan dari suatu unit pembangkit non linier dengan daya yang dihasilkan. Selain itu, kombinasi daya keluaran yang dihasilkan oleh

setiap generator harus memenuhi kebutuhan daya dari sistem tenaga listrik (*equality constraint*) dan memenuhi batasan minimum dan maksimum daya yang dibangkitkan oleh suatu unit pembangkit (*inequality constraint*). Parameter *equality* dan *inequality constraint* dapat dinyatakan dalam persamaan berikut,

$$\min \sum F_i(P_i) = \min \sum a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (2.2)$$

$$P_{Gi} \min \leq P_{Gi} \leq P_{Gi} \max \quad (2.3)$$

$P_{Gi}$  pada persamaan 2.3 adalah besarnya daya yang dihasilkan oleh unit pembangkit ke  $i$ . Persamaan itu disebut *inequality constraint*.

$$\sum P_i = P_d + P_L \quad (2.4)$$

Keterangan :

$P_d$  = Daya permintaan konsumen (MW)

$P_L$  = Rugi daya terjadi pada jaringan transmisi (MW)

Persamaan 2.4 disebut dengan *equality constraint*. Daya yang dihasilkan semua unit pembangkit harus sama dengan jumlah daya beban ( $P_d$ ) dan rugi-rugi pada saluran transmisi ( $P_L$ ).

### 2.2.1.2 Quadratic Programming

*Quadratic programming* (QP) merupakan program optimasi dari fungsi objektif berupa persamaan kuadrat. QP akan melakukan perhitungan dengan mempertimbangkan batasan linear. Batasan linear digunakan untuk membatasi nilai variable yang dioptimasi dalam fungsi objektif. Algoritma QP dapat dinyatakan dalam persamaan [7].

$$F(x) = f + g^T x + \frac{1}{2} x^T H x \quad (2.5)$$

Dengan batasan linier pada

$$lb \leq Ax \leq ub \quad (2.6)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (2.7)$$

Batasan linier dalam QP dapat dikelompokkan menjadi *equality constraint* dan *inequality constraint*, sesuai dengan kebutuhan perhitungan.

1. *Equality constraint*

Set nilai untuk *equality constraint* :  $lb = ub = b_{eq}$

maka,

$$b_{eq} \leq Ax \leq b_{eq} \quad (2.8)$$

$$Ax = b_{eq} \quad (2.9)$$

2. *Inequality constraint*

Set nilai untuk *inequality constraint* :  $lb \leq ub$

maka,

$$lb \leq Ax \leq ub \quad (2.9)$$

### 2.2.2 *Thermal Unit Commitment*

Pada umumnya aktivitas yang dilakukan manusia dari hari ke hari akan membentuk sebuah siklus tertentu. Oleh karena itu, sistem-sistem pendukung aktivitas manusia pun akan mempunyai siklus kerja yang menyesuaikan dengan siklus kerja manusia. Contohnya adalah sistem transportasi, komunikasi, dan sistem tenaga listrik. Dalam kasus sistem tenaga listrik, permintaan kebutuhan listrik akan tinggi ketika siang dan sore hari menjelang malam. Hal tersebut terjadi karena pada saat itu permintaan beban industri tinggi, lampu menyala, dan sebagainya. Sedangkan permintaan kebutuhan listrik rendah terjadi ketika pagi dan malam hari ketika orang-orang tertidur. Siklus tersebut terjadi setiap hari karenanya disebut siklus harian [8].

Selain itu, penggunaan energi listrik juga memiliki siklus mingguan. Permintaan kebutuhan listrik akan tinggi terjadi ketika hari-hari menjelang akhir pekan daripada hari kerja pada biasanya. Untuk mengikuti siklus kebutuhan tenaga listrik manusia maka diperlukannya sebuah penjadwalan *on-off* dari unit pembangkit dalam sebuah sistem. Penjadwalan tersebut bertujuan mendapatkan biaya pembangkitan yang lebih rendah (*cost saving*) dengan cara hanya menghidupkan unit

pembangkit dengan biaya pembangkitan termurah yang mampu memenuhi kebutuhan beban dan mematikan beberapa unit pembangkit yang dirasa tidak diperlukan. Penjadwalan *on-off* dari unit pembangkit inilah yang disebut dengan *unit commitment*. Karena yang dijadwalkan adalah jenis-jenis unit pembangkit *thermal* seperti PLTU, PLTD, dan PLTG, maka penjadwalan *on-off* dari unit pembangkit tadi disebut dengan *thermal unit commitment*.

### 2.2.2.2 Perbedaan Economic Dispatch dan Thermal Unit Commitment

*Economic dispatch* dan *unit commitment* sekilas tampak sama. Tetapi pada dasarnya keduanya mempunyai perbedaan yang esensial. Pada *economic dispatch* kita mengasumsikan bahwa ada sejumlah  $N_{gen}$  unit yang telah terhubung ke dalam sistem atau dalam keadaan *on*. Tujuan dari *economic dispatch* adalah untuk menentukan operasi optimum dari sejumlah  $N_{gen}$  unit tersebut [8].

Sedangkan pada *unit commitment* permasalahan yang dihadapi adalah ketika tersedia sejumlah  $N_{gen}$  unit pembangkit, kita harus menentukan berapa jumlah unit pembangkit yang harus dinyalakan untuk mendapatkan biaya pembangkitan paling optimal. Permasalahan *unit commitment* ini lebih kompleks daripada *economic dispatch* dikarenakan prosedur penyelesaiannya melibatkan *economic dispatch* sebagai *subproblem*. Hal tersebut berarti, kita harus melakukan *economic dispatch* juga untuk mendapatkan kombinasi unit pembangkit yang harus dihidupkan untuk mendapatkan biaya pembangkitan secara optimal.

### 2.2.2.3 Fungsi Objektif Unit Commitment

Fungsi objektif (*objective function*) dari *unit commitment* untuk mendapatkan biaya pembangkitan listrik paling optimal adalah sebagai berikut,

$$\min f = \sum_{t=1}^{NT} \left\{ \sum_{i=1}^{NTG} \left( F_{\text{cost}i} (P_{TG_i}(t)) + (SUC_i(TG_i)(t)) \right) \right\} \quad (2.10)$$

$$F_{\text{cost}} (P_{TG_i}(t)) = a_i + b_i P_{TG}(t) + c_i P_{TG_i}^2(t) \quad (2.11)$$

Keterangan :

$NT$	: Total periode penjadwalan (jam)
$NTG$	: Total unit pembangkit <i>thermal</i> (unit)
$F_{costi}(P_{TGi}(t))$	: Fungsi Bahan Bakar (\$) dari unit $i$ pada jam $t$ (\$)
$(P_{TGi}(t))$	: Daya keluaran dari unit $i$ pada jam $t$ (MW)
$SUC_i(TG_i)(t)$	: <i>Start-up cost</i> dari unit $i$ pada jam $t$ (MW)

### 2.3 *Constraint Pada Thermal Unit Commitment*

Berikut ini adalah beberapa constrained yang digunakan untuk menyelesaikan masalah Unit Commitment :

#### 1. Spinning Reserve

Spinning Reserve atau cadangan berputar adalah istilah untuk mendeskripsikan jumlah total pembangkitan yang tersedia dari semua unit pembangkit yang telah sinkron dalam sebuah sistem, dikurangi beban saat itu dan rugi rugi yang ada. Spinning Reserve harus ada dalam sebuah sistem sehingga apabila terjadi gangguan dari salah satu unit atau lebih tidak menyebabkan penurunan frekuensi yang terlalu banyak pada sistem.

#### 2. Minimum Up Time dan Minimum Down Time

Minimum Up Time adalah waktu on minimum sebuah unit pembangkit dan tidak boleh dimatikan dalam interal waktu ini. Sedangkan Minimum Down Time adalah waktu off minimum sebuah unit pembangkit dan tidak boleh dinyalakan dalam interval waktu ini.

#### 3. Start-up Cost

Start-up Cost adalah biaya yang dibutuhkan untuk menghidupkan sebuah pembangkit dari kondisi awal sampai pembangkit beroperasi dan tersambung dalam jaringan.

### 2.4 *Pump Storage Hydroelectric*

*Pump Storage Hydroelectric* adalah sebuah teknologi *energy storage* dengan prinsip Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) yang dirancang untuk mengurangi biaya operasi pembangkitan listrik dengan cara membantu memikul beban pada saat beban puncak dengan energi air dan memompa air yang telah dipakai tadi kembali ke tanggul (*reservoir*) pada saat kondisi beban pada sistem rendah. *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) biasanya terdiri dari pompa dan turbin baik itu secara terpisah atau reversible. Operasi dari *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) diilustrasikan

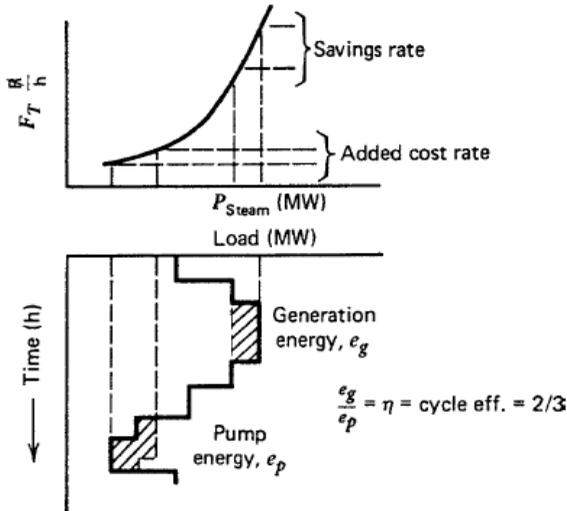
dalam dua kurva pada gambar 2.3 Grafik pertama (atas) adalah kurva karakteristik *input-output* dari pembangkit *thermal* dan grafik kedua (bawah) adalah kurva beban [8].

*Pump Storage Hydroelectric* (PSH) dioperasikan sampai biaya pemompaan yang ditambahkan melebihi penghematan biaya pembangkit *thermal* karena operasi tersebut akan menghilangkan biaya beban puncak. Gambar 2.3 menggambarkan operasi pada kurva beban. Jika,

- $e_g$  = pembangkitan (MWh)
- $e_p$  = pemompaan (MWh)

kemudian, nilai dari efisiensi adalah

$$\eta = \frac{e_g}{e_p} \tag{2.12}$$



**Gambar 2. 3** Karakteristik *input output* unit *thermal* dan kurva beban harian

tanggul penyimpanan mempunyai batasan penyimpanan dan biasanya antara 4-10 jam operasi secara terus menerus. *Pump Storage*

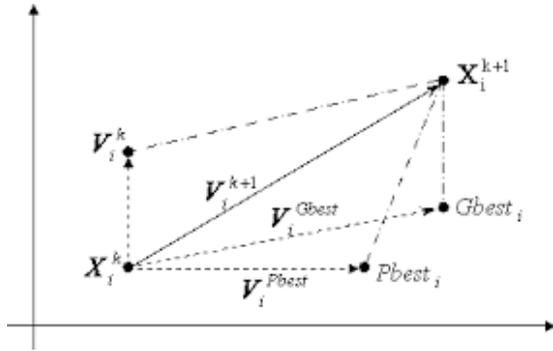
*Hydroelectric* (PSH) biasanya dioperasikan dengan siklus harian atau mingguan. Ketika dioperasikan secara mingguan, *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) akan memulai minggu dengan kondisi *reservoir* penuh. *Pump Storage Hydroelectric* (PSH) kemudian akan dijadwalkan selama periode minggu untuk bekerja sebagai generator ketika waktu beban puncak dan mengisi kembali *reservoir* ketika beban sistem rendah

## 2.5 Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization*

*Particle swarm optimization* (PSO) pertama kali diperkenalkan oleh Kennedy dan Eberhart. PSO adalah salah satu algoritma optimasi heuristic yang diturunkan dari teori sosial-psikologis. PSO telah terbukti kuat untuk memecahkan masalah-masalah non-linieritas dan non-differensiabilitas. Selain itu PSO juga dapat menyelesaikan masalah dengan dimensi yang luas melalui adaptasi. PSO sendiri memiliki beberapa keunggulan dibandingkan algoritma optimasi lainnya. Salah satu keuntungan dari PSO adalah mudah diimplementasikan dan berpotensi untuk mencapai nilai global optimal dengan karakteristik konvergensi yang stabil [9]

BPSO adalah modifikasi dari algoritma PSO. PSO sendiri adalah sebuah evolusi dari sebuah teknik komputasi yang dikembangkan oleh Kennedy dan Eberhart pada tahun 1995. Algoritma ini terinspirasi dari perilaku populasi burung dalam mencari sumber makanan terbaik. Populasi dari burung disebut *swarm* dan individu dari burung disebut partikel. Sedangkan letak makanan terbaik diibaratkan sebagai nilai optimal. Ketika sebuah partikel menemukan letak makanan terbaik maka partikel lain akan mengikuti menuju letak makanan terbaik. Apabila ada partikel lain yang menemukan letak makanan yang lebih baik dari letak makanan sebelumnya, maka partikel lain akan mengubah arah dan mengikuti menuju letak makanan terbaik yang baru

Posisi dari sebuah partikel ketika proses pencarian makanan berdasarkan pengalamannya sendiri disebut  $P_{best}$ . Sedangkan posisi dari sebuah partikel ketika proses pencarian makanan berdasarkan pengalaman tetangganya disebut  $G_{best}$ . Ilustrasi dari proses pencarian  $P_{best}$  dan  $G_{best}$  ditunjukkan pada gambar 3 dibawah ini



**Gambar 2. 4** Konsep pencarian  $P_{best}$  dan  $G_{best}$

Pemodelan matematika dari partikel pada sebuah dimensi ruang adalah

$$x_1(0), x_2(0), \dots, x_N(0) \quad (2.13)$$

$$v_1(0), v_2(0), \dots, v_N(0) \quad (2.14)$$

Sedangkan kecepatan dari setiap partikel dapat dimodelkan secara matematika dengan persamaan

$$v_i(t) = wv_i(t-1) + c_1r_1(P_{best_i} - x_i(t-1)) + c_2r_2(G_{best_i} - x_i(t-1)) \quad (2.15)$$

Sehingga posisi partikel saat tertentu dapat diperoleh dari persamaan

$$x_i(t) = v_i(t) + x_i(t-1) \quad (2.16)$$

Dan untuk mencapai titik target secara akurat, efisien, dan mempercepat konvergensi, suatu bobot inersia yang mengecil nilainya dengan semakin bertambahnya jumlah iterasi dapat dimodelkan dengan persamaan 2.17

$$w(t) = w_{\max} - \left( \frac{w_{\max} - x_{\min}}{\max.iter} \right) \times t \quad (2.17)$$

Dimana

- $x$  : posisi partikel
- $v$  : kecepatan partikel
- $i$  : indeks partikel
- $t$  : iterasi ke- $t$  ( $t = 1, 2, \dots, n$ )
- $Pbest$  : posisi terbaik lokal
- $Gbest$  : posisi terbaik global
- $w$  : bobot inersia
- $C_1, C_2$  : konstanta positif = 2
- $R_1, R_2$  : bilangan random yang berkisar antara 0 sampai 1
- $Wmax$  : bobot inersia maksimal = 0,9
- $Wmin$  : bobot inersia minimal = 0,4
- $max.iter$  : iterasi maksimal

Algoritma PSO pada dasarnya hanya mampu menyelesaikan permasalahan optimasi dengan representasi solusi bilangan real. Oleh karena itu, dikembangkanlah algoritma PSO yang dapat menyelesaikan optimasi dengan representasi solusi bilangan biner. Algoritma tersebut diberi nama *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO). Modifikasi algoritma PSO menjadi BPSO terletak pada persamaan *update* vektor posisi partikel yang tidak menggunakan persamaan 2.16 melainkan menggunakan persamaan 2.18

$$x_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{if } rand(1,0) < s(v_i(t)) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (2.18)$$

dimana  $S(v_i(t))$  adalah fungsi sigmoid

$$S(v_i(t)) = \left( 1 + e^{-v_i(t)} \right)^{-1} \quad (2.19)$$

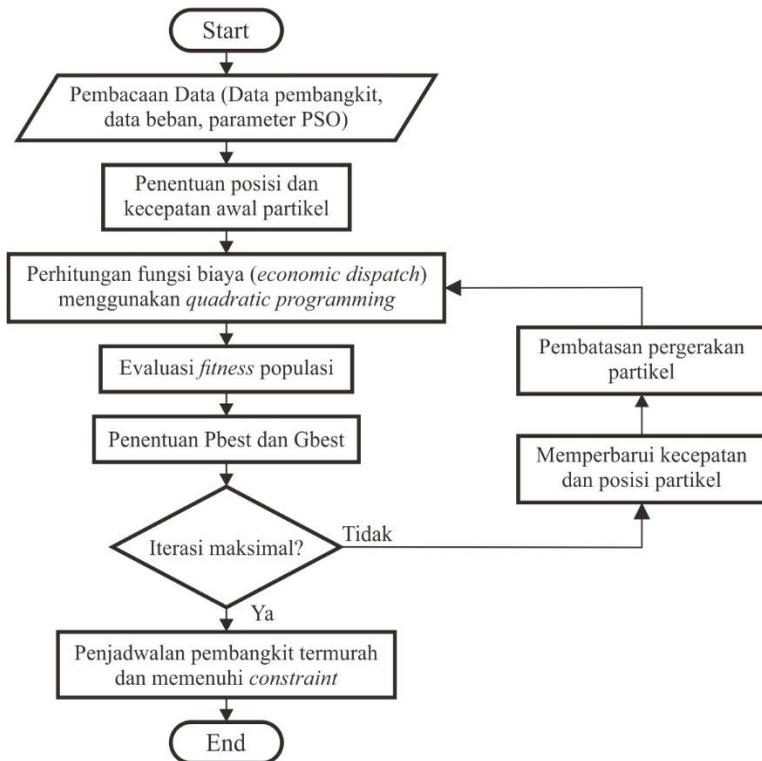
Simulasi dari model ini akan dilakukan dalam ruang dan dimensi tertentu dengan sejumlah iterasi. Dimana disetiap iterasi partikel akan mengalami perubahan posisi mendekati ke target yang dituju. Hal tersebut

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB 3 METODOLOGI DAN DATA

### 3.1 Penerapan Algoritma *Binary Particle Swarm Optimization* (BPSO) pada *Thermal Unit Commitment*

Proses penyelesaian masalah *unit commitment* menggunakan algoritma BPSO dapat digambarkan dengan diagram alur (*flowchart*) seperti gambar 3.1 dibawah ini



**Gambar 3. 1** *Flowchart Sistem*

### 3.2 Inisialisasi Awal Algoritma Binary Particle Swarm Optimization (BPSO)

Pada proses inisialisasi, memuat sistem yang akan dioptimisasi. Pada tugas akhir ini mengusulkan sistem pada referensi [1] dengan konfigurasi sisi pembangkit dan sisi beban.

#### 3.2.1 Konfigurasi Sisi Pembangkit

Pada konfigurasi sisi pembangkit terdiri 10 unit pembangkit *thermal*, 4 unit PV Farm, dan 4 unit PV Farm. Pada Tabel 3.1 dan Tabel 3.2 menunjukkan parameter dari unit pembangkit *thermal*. Tabel 3.1 menunjukkan data dari batasan operasi unit generator *thermal*. Tabel 3.2 menunjukkan data biaya operasi unit generator *thermal*. Parameter dari unit PV Farm ditunjukkan pada Tabel 3.3 dan Gambar 3.2 yang memuat data daya keluaran PV selama 24 jam. Spesifikasi dari PSH ditunjukkan pada Tabel 3.4

**Tabel 3. 1** Data batasan operasi unit generator *thermal*

Unit	$P_{max}$ (MW)	$P_{min}$ (MW)	Minimum Up Time	Minimum Down Time
1	162	25	6	6
2	55	10	1	1
3	55	10	1	1
4	55	10	1	1
5	85	25	3	3
6	130	20	5	5
7	80	15	4	4
8	75	25	1	1
9	55	10	1	1
10	55	10	1	1

**Tabel 3. 2** Data biaya operasi unit generator *thermal*

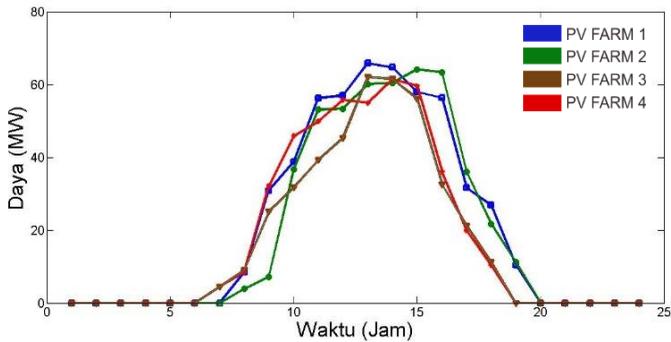
Unit	Koefisien Biaya Operasi			Start-up cost (\$)
	a (\$)	b (\$/MWh)	c (\$/MWh <sup>2</sup> )	
1	450	19,17	0,00398	1800
2	665	27,17	0,00068	250
3	670	27,79	0,00064	250
4	700	16,60	0,00083	250
5	370	22,26	0,00079	520
6	480	27,24	0,00200	1100
7	680	16,50	0,00085	450
8	480	27,24	0,00098	520
9	660	25,92	0,00220	200
10	460	26,92	0,00291	200

**Tabel 3. 3** Data daya keluaran PV Farm 24 jam

Jam	PV Farm				
	1	2	3	4	Total
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	4,45	4,46	8,91
8	8,51	3,92	8,51	9,05	30,00
9	30,95	7,21	32,15	25,15	95,46
10	38,78	36,62	45,81	31,76	152,98
11	56,26	53,11	49,86	39,32	198,55
12	56,96	53,38	55,80	45,27	211,41
13	65,81	60,14	55,00	62,03	242,98

**Tabel 3.3** Data daya keluaran PVV Farm 24 jam (lanjutan)

Jam	PV Farm				
	1	2	3	4	Total
14	64,73	60,41	61,43	61,49	248,06
15	57,97	64,19	59,60	56,08	237,85
16	56,35	63,38	36,08	32,57	188,38
17	31,67	36,08	19,87	21,22	108,84
18	26,89	21,77	10,41	11,22	70,29
19	10,41	11,22	0,00	0,00	21,62
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



**Gambar 3. 2** Daya keluaran PV selama 24 jam

**Tabel 3. 4** Spesifikasi PSH

Parameter	PSH 1	PSH 2	PSH 3	PSH 4
Daya Maksimum Keluaran PSH (MW)	60	48	48	36
Energi Maksimum Keluaran PSH (MWh)	518,4	414,7	414,7	311,0

**Tabel 3.4** Spesifikasi PSH (lanjutan)

Parameter	PSH 1	PSH 2	PSH 3	PSH 4
Efisiensi (%)	85	85	85	85
Minimum Down Time (jam)	1	1	1	1
Minimum Up Time (jam)	1	1	1	1
Biaya O&M (\$)	5,5	5,5	5,5	5,5

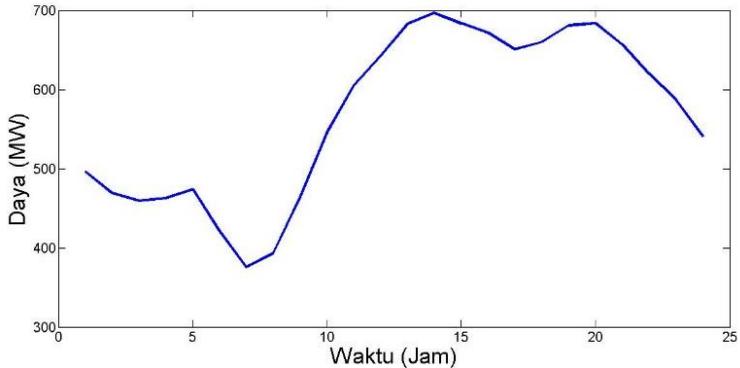
$$t_{PSH_i^{\max}} = \frac{E_{PSH_i}^{\max}}{PSH_i^{\max} P} \quad (3.1)$$

### 3.2.2 Konfigurasi Sisi Beban

Pada sisi beban terdiri dari beban selama 24 jam pada sistem. Rugi-rugi saluran diasumsikan sebesar 4,386%. Data tersebut berdasarkan rugi-rugi saluran di Jepang berdasarkan *Wold Bank Report*. Tabel 3.5 menunjukkan data beban selama 24 jam dan Gambar 3.3 menunjukkan kurva beban harian. Tabel 3.6 menunjukkan besarnya rugi saluran setiap jam selama 24 jam.

**Tabel 3.5** Data beban 24 jam

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	496	9	464	17	650
2	470	10	545	18	660
3	460	11	605	19	680
4	463	12	642	20	683
5	474	13	683	21	655
6	421	14	696	22	620
5	376	15	683	23	587
8	393	16	672	24	541



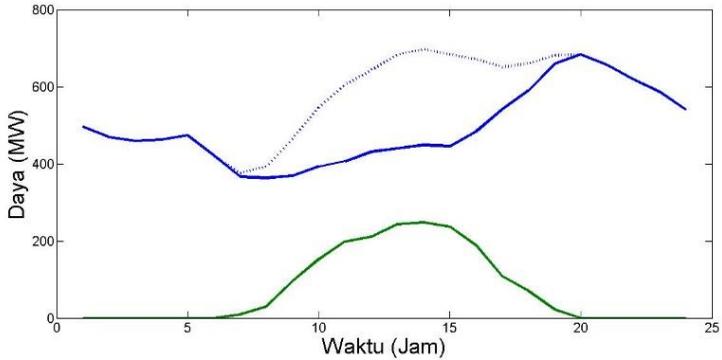
**Gambar 3. 3** Kurva beban harian

**Tabel 3. 6** Rugi saluran 24 jam

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	21,75	9	16,19	17	23,75
2	20,57	10	17,20	18	25,85
3	20,15	11	17,83	19	28,91
4	20,29	12	18,90	20	29,98
5	20,79	13	19,29	21	28,79
6	18,47	14	19,67	22	27,19
5	16,08	15	19,54	23	25,74
8	15,94	16	21,20	24	23,72

### 3.2.3 Proses Terjadinya *Duck Curve*

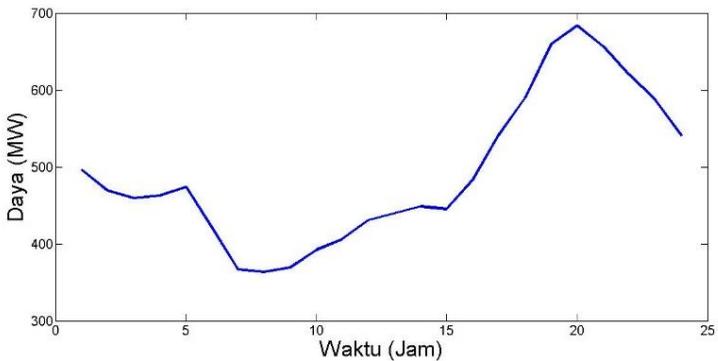
Pada saat sebelum ada PV, semua beban pada kurva beban harian akan ditanggung oleh unit pembangkit *thermal*. Tetapi, setelah adanya PV, maka besarnya beban yang ditanggung oleh unit pembangkit *thermal* pun akan mengalami perubahan. Perubahan tersebut membuat sebuah kondisi dimana pada saat sore hari atau ketika energi PV hilang, makan akan terjadi *ramp-up* yang sangat tinggi. Fenomena tersebut yang disebut *duck curve*. Proses terjadinya *duck curve* dapat dilihat pada gambar 3.4



**Gambar 3. 4** Proses terjadinya *duck curve*

Sehingga dengan adanya energi dari PV, maka besarnya beban yang akan ditanggung oleh unit pembangkit *thermal* adalah seperti ditunjukkan pada gambar 3.5 dan pada tabel 3.7. Besarnya beban *thermal* dapat dihitung menggunakan persamaan dibawah

$$P_{Ld}(t) = \sum_{i=1}^{Nn} A_{Ld}(t) - \sum_{i=1}^{NPV} P_{PVi}(t) \quad (3.2)$$



**Gambar 3. 5** Load demand pada pembangkit *thermal* (*duck curve*)

**Tabel 3. 7** Beban unit *thermal* 24 jam

Jam	Beban (MW)	Jam	Beban (MW)
1	496	13	440
2	469	14	448
3	460	15	445
4	463	16	483
5	474	17	542
6	421	18	589
5	367	19	659
8	363	20	684
9	369	21	656
10	392	22	620
11	407	23	587
12	431	24	541

### 3.2.4 Batasan (*Constraint*)

Pada penjadwalan *unit commitment* terdapat banyak batasan yang perlu diperhitungkan, yaitu :

1. Batasan keseimbangan daya

$$P_{Ld}(t) + P_{Loss}(t) = \sum_{i=1}^{NTG} P_{TGi}(t) + \sum_{i=1}^{NPV} P_{PVi}(t) + \sum_{i=1}^{NPSH} P_{PSHi}(t) - \sum_{i=1}^{NPSH} P_{PSHi}(t) \quad (3.3)$$

2. Batasan maksimum dan minimum unit pembangkit *thermal*
  - a. Batasan daya keluaran :

$$P_{TGi}^{\min} \leq P_{TGi}(t) \leq P_{TGi}^{\max} \quad (3.4)$$

- b. Batasan waktu nyala minimum :

$$T_{i,t}^{on} \geq MUT_i \quad (3.5)$$

c. Batasan waktu padam minimum :

$$T_{i,t}^{off} \geq MDT_i \quad (3.6)$$

3. Batasan daya keluaran PV:

$$P_{PVi}(t) \leq P_{PVi}^{\max} \quad (3.7)$$

4. Batasan daya keluaran PSH :

$$P_{PSHi}^{\min} \leq P_{PSHi}(t) \leq P_{PSHi}^{\max} \quad (3.8)$$

5. Batasan operasi PSH :

$$P_{PSHi}(t) \geq P_{PSHi}^{\min} (= 20\%) \quad (3.9)$$

Keterangan :

$MUT_i$  : Waktu nyala minimum unit pembangkit *thermal i*

$MDT_i$  : Waktu padam minimum unit pembangkit *thermal i*

$NTG$  : Total unit pembangkit *thermal* (unit)

$NPSH$  : Total unit PSH (unit)

$NPV$  : Total unit PV Farm

$P_{Ld}$  : Total Beban

$P_{TGi}$  : Daya keluaran unit pembangkit *thermal*

$P_{PVi}$  : Daya keluaran unit PV Farm

$P_{PSHi}$  : Daya keluaran unit PSH

$T_{i,t}^{on}$  : Waktu nyala unit *i*

$T_{i,t}^{off}$  : Waktu Padam unit *i*

### 1.3 Inisialisasi Posisi dan Kecepatan Awal Partikel

Parameter kedua yang diinisialisasi adalah posisi dan kecepatan awal partikel. Bankitkan populasi awal  $x$  dengan rentang  $x^{(B)}$  dan  $x^{(A)}$  secara random sehingga didapat  $x_1, x_2, \dots, x_N$  partikel  $i$  dan kecepatan pada iterasi  $t$  dinotasikan sebagai  $x_i(t)$  dan  $v_i(t)$ , sehingga partikel awal dinotasikan

$$x_1(0), x_2(0), \dots, x_N(0) \quad (3.10)$$

$$v_1(0), v_2(0), \dots, v_N(0) \quad (3.11)$$

### 1.4 Perhitungan Fungsi Biaya dengan Quadratic Programming

Quadratic programming merupakan program yang digunakan untuk meminimalkan fungsi kuadrat dengan batasan tertentu. Batasan ini biasanya disebut dengan *equality* dan *inequality constraint*. Salah satu algoritma quadratic programming yang sudah *include* dalam Matlab adalah quadprog.

Quadprog dapat digunakan untuk meminimalkan fungsi kuadrat dengan batasan tertentu, baik batasan nilai variabel yang digunakan dalam fungsi tersebut maupun batasan dari permasalahan yang kita definisikan dalam fungsi variabel.

#### 1.4.1 Penerapan Quadratic Programming pada economic dispatch

Untuk dapat menerapkan *Quadratic Programming* untuk menyelesaikan perhitungan *economic dispatch*, maka perlu dipelajari terlebih dahulu sintaksis program, argumen input-ouput program serta perumusan masalah berupa *objective function* dan *constraints* permasalahan. Sintaksis program adalah perintah yang digunakan untuk melakukan pemanggilan program dengan argumen input yang kita masukkan. Sintaksis program yang dapat digunakan dalam *Quadratic Programming* adalah sebagai berikut.

$$X = \text{quadprog}(H, f, A, b, Aeq, Beq, lb, ub) \quad (3.12)$$

### 3.4.2 Argumen Input dari Quadratic Programming

Argumen input adalah variabel yang akan kita libatkan sebagai data input dalam program. Argumen input yang ada pada *Quadratic Programming* adalah :

$H$  : Matrik simetris yang menyatakan bentuk kuadratik dari persamaan  $\frac{1}{2}x'Hx + f'x$

$f$  : Vector yang menyatakan bentuk linier dari persamaan  $\frac{1}{2}x'Hx + f'x$

$Aeq$  : Matrik yang menyatakan koefisien linier dari *equality* dan *inequality constraints*  $lb \leq Aeq * x \leq ub$  .

$Beq$  : Matrik yang menyatakan koefisien linier dari keseimbangan daya  $Aeq * x = Beq$

$lb$  : Vektor yang menyatakan batas bawah dari *equality* dan *inequality constraints*  $lb \leq Aeq * x \leq ub$  .

$ub$  : Vektor yang menyatakan batas bawah dari *equality* dan *inequality constraints*  $lb \leq Aeq * x \leq ub$  .

#### 3.4.2.1 Inisialisasi Fungsi Objektif dan Constraints dari Economic Dispatch

Dalam kasus *unit commitment* pada tugas akhir ini, yang menjadi fungsi objektif adalah total biaya pembangkitan dari semua unit pembangkit yang ada selama rentang waktu tertentu. Sedangkan batasan terdiri dari batasan generator. Secara detail dapat dijelaskan sebagai berikut.

- a. Fungsi objektif : Fungsi biaya unit pembangkit  
Fungsi biaya unit pembangkit biasanya dinyatakan dalam bentuk persamaan kuadrat dibawah berikut.

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + c_i P_i^2 \quad (3.13)$$

- b. Variabel permasalahan : variabel yang akan dioptimasi dalam *unit commitment* ini adalah pembangkitan daya aktif ( $P$ ). Jika  $n$  adalah jumlah generator, Sehingga ukuran matrik  $x$  adalah  $[n : 1]$  maka variabel yang akan dioptimasi dapat ditulis dengan persamaan dibawah berikut.

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ \dots \\ P_n \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

- c. *Constraints* : batasan generator  
 Batasan maksimum-minimum pembangkitan generator. Semua batasan diatas dapat dikelompokkan sebagai *equality constraint dan inequality constraint*.  
*equality constraint : active power balance*

$$\sum_{n=1}^N P_g = P_D \quad (3.15)$$

*inequality constraint*

$$P_{Gi} \min \leq P_{Gi} \leq P_{Gi} \max \quad (3.16)$$

### 3.4.2.2 Pembentukan Matrik $H$ Simetris

Pembentukan matrik  $H$  simetris Menyatakan Bentuk Kuadrat dari Fungsi Objektif. Pengambilan data *cost function* generator pada koefisien  $a$  dari semua generator pembangkit yang ada. Matrik dimanipulasi menjadi matrik  $[1 : n]$  dengan  $n$  adalah jumlah generator maka dapat ditulis dengan persamaan dibawah berikut,

$$[a_1 \quad \dots \quad a_n] \quad (3.17)$$

$$H = 2 * \text{diag}[a_1 \quad \dots \quad a_n] \quad (3.18)$$

$$H = 2 * \begin{bmatrix} a_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & a_n \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Nilai dari  $[a_1 \dots a_n]$  = koefisien kuadrat  $a$  pada *cost function* generator

### 3.4.2.3 Pembentukan Vektor Linier $f$

Pembentukan Vektor Linier  $f$  Menyatakan Bentuk Linier dari Fungsi Objektif. Pembacaan data koefisien  $b$  pada *cost function* dari semua generator pembangkit yang ada. Koefisien  $b$  inilah yang akan dijadikan sebagai vektor linier  $f$  yang menyatakan bentuk linear dari fungsi objektif. Matrik dimanipulasi menjadi matrik  $[n : 1]$  dengan  $n$  adalah jumlah generator maka dapat ditulis dengan persamaan dibawah berikut.

$$f = \begin{bmatrix} b_1 \\ \dots \\ b_n \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

### 3.4.2.4 Pembentukan Matrik $Aeq$

Matrik  $Aeq$  menyatakan Koefisien linier danri constraint  $lb \leq Aeq * x \leq ub$ . Dalam *economic dispatch* matrik  $Aeq$  menyatakan jumlah unit pembangkit yang beroperasi. Ukuran matrik  $Aeq$  adalah  $[1 : n]$  dengan  $n$  adalah jumlah generator maka dapat ditulis dengan persamaan dibawah berikut.

$$Aeq = [Aeq_1 \dots Aeq_n] \quad (3.21)$$

### 3.4.2.5 Pembentukan Matrik *Beq*

Matrik *Beq* menyatakan Koefisien Linier dari Constraint  $Aeq^* x = Beq$ . Dalam *economic dispatch* matrik *Beq* menyatakan permintaan beban dengan persamaan dibawah berikut.

$$Beq = [D_1 \quad \dots \quad D_n] \quad (3.22)$$

### 3.4.2.6 Pembentukan Vektor *lb* dan *ub*

Vektor *ub* dan *lb* adalah batas atas dan batas bawah dari constraint. Vektor *ub* dan vektor *lb* menyatakan batasan pembangkitan daya aktif (*P*) setiap unit generator dengan persamaan dibawah berikut.

$$lb = \begin{bmatrix} P_{\min 1} \\ \dots \\ P_{\min n} \end{bmatrix} \quad ub = \begin{bmatrix} P_{\max 1} \\ \dots \\ P_{\max n} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

## 3.5 Evaluasi *Fitness* Populasi

Evaluasi nilai *fitness* populasi adalah proses menentukan nilai *fitness* terbaik dengan memperhatikan batasan-batasan yang telah ditentukan. Batasan tersebut adalah permintaan beban puncak, harga pembangkitan minimal. Partikel yang melanggar batasan yang telah ditentukan akan diberi pinalti sehingga partikel tersebut tidak termasuk dalam pemilihan calon solusi.

Cara yang dilakukan untuk pinalti partikel yang melanggar batas adalah dengan merubah nilai *fitness* partikel tersebut menjadi nilai yang sangat besar sehingga partikel tersebut sehingga tidak termasuk dalam pemilihan calon solusi.

## 3.6 Penentuan Posisi Terbaik Lokal dan Global

Parameter pemilihan *fitness* pada metode PSO ini didasarkan pada dua hal yaitu posisi terbaik lokal dan posisi terbaik global. Posisi terbaik lokal adalah posisi terbaik yang dimiliki oleh masing-masing partikel sedangkan posisi terbaik global adalah posisi terbaik yang dimiliki oleh kumpulan partikel tersebut.

Fungsi objektif dari tugas akhir ini adalah mencari biaya minimum pembangkitan dengan memperhatikan batasan-batasan. Oleh karena itu, posisi terbaik lokal tiap partikel adalah berdasar pada total biaya pembangkitan. Jika partikel tersebut tidak melanggar batasan maka harga nilai *fitness* partikel tersebut akan menjadi posisi terbaik partikel itu sendiri.

Posisi terbaik global didapat dengan cara mencari nilai paling rendah dari kumpulan partikel yang memiliki posisi terbaik lokal sendiri. Setiap partikel akan mengevaluasi dirinya sendiri dan partikel lain dalam pencarian posisi terbaik global.

### 3.7 Pembaharuan Kecepatan dan Posisi Partikel

Proses selanjutnya dari metode ini adalah proses pembaruan kecepatan masing-masing partikel. Proses pembaruan kecepatan ini bertujuan agar metode ini dapat mencapai nilai konvergensi dalam waktu yang cepat. Setiap partikel memiliki kecenderungan tersendiri dalam menentukan pembaruan kecepatannya. Pembaruan kecepatan setiap partikel mengacu terhadap dua hal yaitu posisi terbaik lokal partikel itu sendiri atau posisi terbaik global dari keseluruhan partikel. Partikel tersebut dengan konstanta pergerakan yang diatur acak akan cenderung mendekati posisi terbaik global atau cenderung menjauhi posisi terbaik global karena posisi terbaik global pada iterasi tertentu belum tentu akan menjadi nilai dengan fungsi objektif terbaik. Partikel yang mengalami perubahan kecepatan akan mengalami perubahan posisi baru. Pembaruan kecepatan partikel dirumuskan pada persamaan dibawah sebagai berikut.

$$v_i(t) = wv_i(t-1) + c_1r_1(P_{best_i} - x_i(t-1)) + c_2r_2(G_{best} - x_i(t-1)) \quad (3.24)$$

Dimana  $x$  adalah posisi partikel,  $v$  adalah kecepatan partikel,  $i$  adalah indeks partikel,  $t$  adalah iterasi ke- $t$ ,  $P_{best}$  adalah posisi terbaik lokal,  $G_{best}$  adalah posisi terbaik global,  $w$  adalah bobot inersia.

$c_1$  dan  $c_2$  masing masing adalah learning rate untuk kemampuan individu (cognitive) dan pengaruh sosial (kawanannya).  $r_1$  dan  $r_2$  bilangan random dalam interval 0 dan 1.  $c_1$  dan  $c_2$  menunjukkan bobot dari memory (position) sebuah partikel terhadap memory (posisi) dari kelompok. Nilai  $c_1$  dan  $c_2$  biasanya 2 sehingga perkalian  $c_1r_1$  dan  $c_2r_2$  memastikan bahwa partikel akan mendekati target setengah selisihnya.

Untuk menentukan posisi partikel dalam bentuk bilangan biner dengan menggunakan fungsi sigmoid dirumuskan pada persamaan dibawah seperti berikut.

$$S(v_i(t)) = \left(1 + e^{-v_i(t)}\right)^{-1} \quad (3.25)$$

$$x_i(t) = \begin{cases} 1 & \text{if, } rand(1,0) < s(v_i(t)) \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.26)$$

### 3.8 Pembatasan Pergerakan Partikel

Pada setiap transisi antara akhir iterasi dan kembali ke tahap awal iterasi partikel akan bergerak acak sehingga ada kemungkinan partikel tersebut melaju ke luar dari daerah pencarian nilai objektif terbaik. Cara yang dilakukan untuk menghindari hal tersebut adalah dengan membatasi pergerakan partikel dengan persamaan inersia 3.27

$$w(t) = w_{\max} - \left( \frac{w_{\max} - w_{\min}}{\max.iter} \right) \times t \quad (3.27)$$

Keterangan :

- $w$  : bobot inersia
- $w_{\max}$  : inersia maksimal = 0,9
- $w_{\min}$  : inersia minimal = 0.4
- $\max.iter$  : iterasi maksimal

### 3.9 Hasil Penjadwalan

Pada bagian akhir ini, akan ditampilkan hasil penjadwalan setiap jam yang berupa kondisi nyala-mati unit, biaya operasi, serta total biaya pembangkitan.

## **BAB 4**

### **SIMULASI DAN ANALISIS**

Pada bab ini akan dibahas tentang hasil simulasi *Unit Commitment* menggunakan algoritma BPSO. Simulasi pertama dilakukan pada sistem konvensional dan yang kedua dilakukan dengan menampahkan PSH ke dalam sistem konvensional. Simulasi dilakukan untuk mengetahui pengaruh dari PSH terhadap masalah *Duck Curve* pada kurva beban harian sehingga didapatkan total biaya pembangkitan paling ekonomis.

#### **4.1 Hasil Simulasi**

Pada bab ini akan dibahas hasil dari simulasi dengan algoritma BPSO. Hasil dari simulasi berupa penjadwalan pembangkit selama 24 jam, pembangkitan tiap unit pembangkit, dan biaya operasional unit pembangkit selama 24 jam.

##### **4.1.1 Sistem Konvensional**

Pada sistem konvensional yang terdiri dari 10 unit pembangkit dilakukan simulasi dengan kondisi awal setiap pembangkit seperti pada tabel 4.1 dan tabel 4.2

**Tabel 4. 1** Kondisi awal unit pembangkit sistem konvensional unit 1-5

<b>Unit 1</b>	<b>Unit 2</b>	<b>Unit 3</b>	<b>Unit 4</b>	<b>Unit 5</b>
6	-1	-1	-1	-3

**Tabel 4. 2** Kondisi awal unit pembangkit sistem konvensional unit 6-7

<b>Unit 6</b>	<b>Unit 7</b>	<b>Unit 8</b>	<b>Unit 9</b>	<b>Unit 10</b>
5	4	-1	-1	-1

##### **4.1.1.1 Penjadwalan Pembangkit Sistem Konvensional**

Pada tabel 4.3 merupakan hasil dari penjadwalan unit pembangkit pada sistem konvensional dengan 10 unit pembangkit dengan menggunakan algoritma BPSO

**Tabel 4. 3** Penjadwalan pembangkit sistem konvensional

Jam	Unit									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
00.00-01.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
01.00-02.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
02.00-03.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
03.00-04.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
04.00-05.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
05.00-06.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
06.00-07.00	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1
07.00-08.00	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1
08.00-09.00	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1
09.00-10.00	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1
10.00-11.00	1	0	0	1	1	0	1	0	0	1
11.00-12.00	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1
12.00-13.00	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1
13.00-14.00	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1
14.00-15.00	1	0	0	1	1	0	1	0	1	1
15.00-16.00	1	1	0	1	1	0	1	0	1	1
16.00-17.00	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1
17.00-18.00	1	1	0	1	1	0	1	1	1	1
18.00-19.00	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1
19.00-20.00	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1
20.00-21.00	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
21.00-22.00	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
22.00-23.00	1	1	0	1	1	1	1	1	1	0
23.00-24.00	1	0	0	1	1	1	1	1	1	0

#### 4.1.1.2 *Pembangkitan Unit Pembangkit Sistem Konvensional*

Pada tabel 4.4 sampai 4.9 menunjukkan daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit sistem konvensional selama 24 jam

**Tabel 4. 4** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 00.00 – 03.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	00.00-01.00	01.00-02.00	02.00-03.00	03.00-04.00
1	162,00	162,00	162	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	80,75	52,57	43,17	46,3,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
<b>Daya Total</b>	517,75	489,57	480,17	483,3

**Tabel 4. 5** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 04.00 – 07.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	04.00-05.00	05.00-06.00	06.00-07.00	07.00-08.00
1	162,00	162,00	162	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	76,09	71,92
6	57,78	20,00	0	0
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	37,46	10,00	10,00
<b>Daya Total</b>	494,78	439,46	383,09	378,92

**Tabel 4. 6** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 08.00 – 11.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	08.00-09.00	09.00-10.00	10.00-11.00	11.00-12.00
1	162,00	162,00	162	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	78,18	85	85	85
6	0	0	0	0
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	10,00	27,19	42,85	12,90
<b>Daya Total</b>	385,18	409,19	424,85	449,9

**Tabel 4. 7** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 12.00 – 15.00

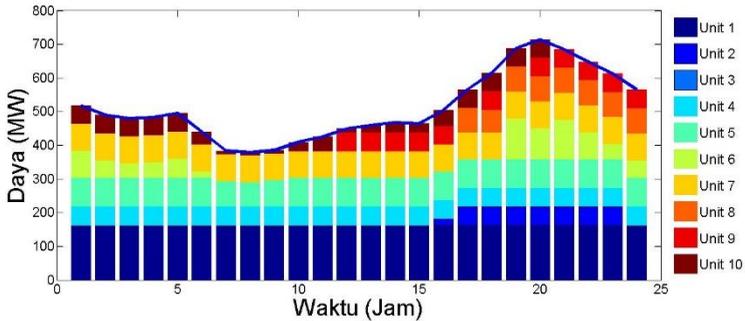
Unit	Daya (MW) pada jam			
	12.00-13.00	13.00-14.00	14.00-15.00	15.00-16.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	19,63
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	0	0	0	0
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	55,00	55,00	53,00	55,00
10	22,29	30,64	27,51	47,54
<b>Daya Total</b>	459,29	467,64	464,51	504,17

**Tabel 4. 8** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 16.00 – 19.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	16.00-17.00	17.00-18.00	18.00-19.00	19.00-20.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	55,00	55,00	55,00	55,00
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	0	0	120,90	92,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	73,77	67,83	75,00	75,00
9	0	55,00	0	55,00
10	55,00	55,00	55,00	55,00
<b>Daya Total</b>	545,77	614,83	687,90	714,00

**Tabel 4. 9** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional jam 20.00 – 23.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	20.00-21.00	21.00-22.00	22.00-23.00	23.00-24.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	55,00	55,00	55,00	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	117,77	80,19	45,74	52,72
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	75,00	75,00	75,00	75,00
9	55,00	55,00	55,00	55,00
10	0	0	0	0
<b>Daya Total</b>	684,77	647,19	612,74	564,72



**Gambar 4. 1** *Unit Commitment* pada sistem konvensional

#### 4.1.1.3 *Total Biaya Pembangkitan Sistem Konvensional*

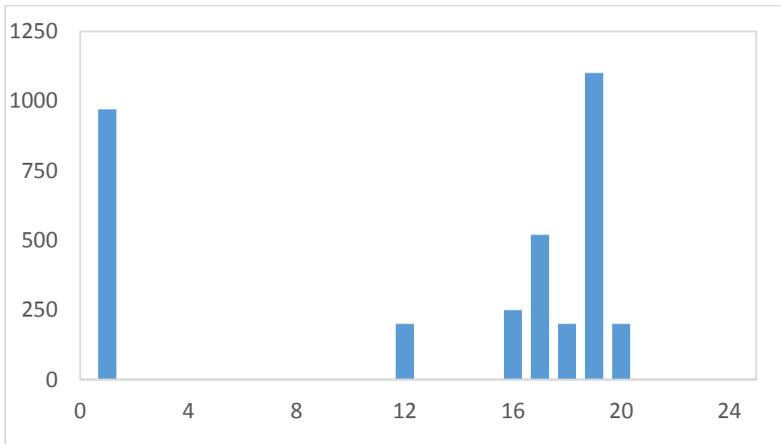
Biaya pembangkitan dari sebuah unit pembangkit terdiri dari biaya operasi, biaya penyalan (*start up cost*) pada gambar 4.2, dan biaya pemadaman (*shut down cost*). Pada tabel 4.10 dibawah menunjukkan biaya pembangkitan sistem konvensional selama 24 jam.

**Tabel 4. 10** Total biaya pembangkitan sistem konvensional

Jam	Biaya (\$)			
	Operasi	Start Up	Shut Down	Total
00.00-01.00	14190	970	0	15160
01.00-02.00	13416	0	0	13416
02.00-03.00	13158	0	0	13158
03.00-04.00	13244	0	0	13244
04.00-05.00	13559	0	0	13559
05.00-06.00	12047	0	0	12047
06.00-07.00	10079	0	0	10079
07.00-08.00	9985	0	0	9985
08.00-09.00	10126	0	0	10126
09.00-10.00	10743	0	0	10743
10.00-11.00	11168	0	0	11168
11.00-12.00	12449	200	0	12649

**Tabel 4.10** Total biaya pembangkitan sistem konvensional (lanjutan)

Jam	Biaya (\$)			
	Operasi	Start Up	Shut Down	Total
12.00-13.00	12703	0	0	12703
13.00-14.00	12929	0	0	12929
14.00-15.00	12844	0	0	12844
15.00-16.00	14586	250	0	14836
16.00-17.00	16154	520	0	16674
17.00-18.00	18084	200	0	18284
18.00-19.00	19991	1100	0	21091
19.00-20.00	21283	200	0	21483
20.00-21.00	20047	0	0	20047
21.00-22.00	19008	0	0	19008
22.00-23.00	18061	0	0	18061
23.00-24.00	16091	0	0	16091
Total Biaya Pembangkitan 24 Jam (\$)				349385



**Gambar 4. 2** Biaya *start-up* pada sistem konvensional

#### 4.1.2 Sistem Konvensional dengan *Pump Storage Hydroelectric (PSH)*

Simulasi dilakukan dengan menambahkan 4 unit PSH dimana kondisi awal dari setiap unit PSH seperti pada tabel 4.11 dibawah

**Tabel 4. 11** Kondisi awal *pump storage hydroelectric*

PSH 1	PSH 2	PSH 3	PSH 4
-1	-1	-1	-1

##### 4.1.2.1 Penjadwalan Pembangkit Sistem Konvensional dengan *Pump Storage Hydroelectric (PSH)*

Pada tabel 4.12 dan 4.13 merupakan hasil dari penjadwalan unit pembangkit pada sistem konvensional dengan 10 unit pembangkit dan 4 unit *Pump Storage Hydroelectric* dengan menggunakan algoritma BPSO. Gambar 4.3 adalah penjadwalan unit pembangkit *thermal* sedangkan gambar 4.4 adalah penjadwalan unit PSH

**Tabel 4. 12** Penjadwalan unit pembangkit *thermal*

Jam	Unit Thermal									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
00.00-01.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
01.00-02.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
02.00-03.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
03.00-04.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
04.00-05.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
05.00-06.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
06.00-07.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
07.00-08.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
08.00-09.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
09.00-10.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
10.00-11.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
11.00-12.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
12.00-13.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
13.00-14.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1

**Tabel 4.12** Penjadwalan unit pembangkit *thermal* (lanjutan)

Jam	Unit <i>Thermal</i>									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14.00-15.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
15.00-16.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
16.00-17.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
17.00-18.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
18.00-19.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
19.00-20.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
20.00-21.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
21.00-22.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
22.00-23.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1
23.00-24.00	1	0	0	1	1	1	1	0	0	1

**Tabel 4. 13** Penjadwalan unit pembangkit PSH

Jam	Unit PSH				Jam	Unit PSH			
	1	2	3	4		1	2	3	4
00.00-01.00	0	0	0	0	12.00-13.00	0	0	0	0
01.00-02.00	0	0	0	0	13.00-14.00	0	0	0	0
02.00-03.00	0	0	0	0	14.00-15.00	0	0	0	0
03.00-04.00	0	0	0	0	15.00-16.00	0	0	0	0
04.00-05.00	0	0	0	0	16.00-17.00	0	0	1	0
05.00-06.00	0	0	0	0	17.00-18.00	1	0	1	0
06.00-07.00	0	0	0	0	18.00-19.00	1	1	1	1
07.00-08.00	0	0	0	0	19.00-20.00	1	1	1	1
08.00-09.00	0	0	0	0	20.00-21.00	1	1	1	1
09.00-10.00	0	0	0	0	21.00-22.00	0	1	1	1
10.00-11.00	0	0	0	0	22.00-23.00	1	1	0	0
11.00-12.00	0	0	0	0	23.00-24.00	0	1	0	0

#### 4.1.2.2 *Pembangkitan Unit Pembangkit Sistem Konvensional dengan Pump Storage Hydroelectric (PSH)*

Pada tabel 4.14 - 4.19 menunjukkan daya yang dibangkitkan tiap unit pembangkit sistem konvensional dengan PSH selama 24 jam

**Tabel 4. 14** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 00.00 – 03.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	00.00-01.00	01.00-02.00	02.00-03.00	03.00-04.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	80,75	77,00	77,00	77,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	0	-7,61	-10,72	-9,73
PSH 2	0	-6,09	-8,58	-7,79
PSH 3	0	-6,09	-8,58	-7,79
PSH 4	0	-4,56	-6,43	-5,84
<b>Daya Unit Thermal</b>	517,75	514,00	514,00	514,00
<b>Daya Total</b>	517,75	489,66	479,68	482,85

**Tabel 4. 15** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 04.00 – 07.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	04.00-05.00	05.00-06.00	06.00-07.00	07.00-08.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	77,00	77,00	77,00	77,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00

**Tabel 4. 16** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 04.00 – 07.00 (lanjutan)

Unit	Daya (MW) pada jam			
	04.00-05.00	05.00-06.00	06.00-07.00	07.00-08.00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	-5,98	-23,28	-41,02	-42,09
PSH 2	-4,78	-18,62	-32,81	-33,67
PSH 3	-4,78	-18,62	-32,81	-33,67
PSH 4	-3,59	-13,97	-24,61	-25,26
<b>Daya Unit Thermal</b>	514,00	514,00	514,00	514,00
<b>Daya Total</b>	494,87	439,51	382,74	379,30

**Tabel 4. 17** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 08.00 – 11.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	08.00-09.00	09.00-10.00	10.00-11.00	11.00-12.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	77,00	77,00	77,00	77,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	-40,24	-32,69	-28,00	-20,02
PSH 2	-32,20	-26,15	-22,40	-16,02
PSH 3	-32,20	-26,15	-22,40	-16,02
PSH 4	-24,15	-19,61	-16,80	-12,01

**Tabel 4. 18** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 08.00 – 11.00 (lanjutan)

Unit	Daya (MW) pada jam			
	08.00-09.00	09.00-10.00	10.00-11.00	11.00-12.00
<b>Daya Unit Thermal</b>	514,00	514,00	514,00	514,00
<b>Daya Total</b>	385,22	409,40	424,39	449,92

**Tabel 4. 19** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 12.00 – 15.00

Unit	Daya (MW) pada jam			
	12.00-13.00	13.00-14.00	14.00-15.00	15.00-16.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	77,00	77,00	77,00	77,00
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	-17,18	-14,34	-15,33	-2,97
PSH 2	-13,75	-11,47	-12,26	-2,38
PSH 3	-13,75	-11,47	-12,26	-2,38
PSH 4	-10,31	-8,61	-9,20	-1,78
<b>Daya Unit Thermal</b>	514,00	514,00	514,00	514,00
<b>Daya Total</b>	459,01	468,10	464,98	504,50

**Tabel 4. 20** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 16.00 – 19.00

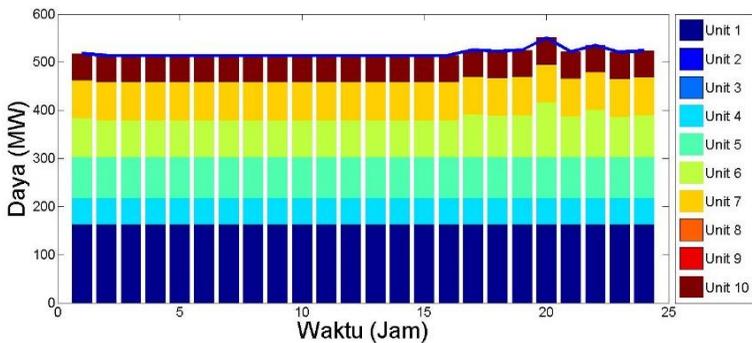
Unit	Daya (MW) pada jam			
	16.00-17.00	17.00-18.00	18.00-19.00	19.00-20.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	87,97	86,00	87,70	113,80
7	80,00	80,00	80,00	80,00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	0	51,00	51,00	51,00
PSH 2	0	0	40,80	40,80
PSH 3	40,80	40,80	40,80	40,80
PSH 4	0	0	30,60	30,60
<b>Daya Unit Thermal</b>	524,97	523,00	524,70	550,80
<b>Daya Total</b>	565,77	634,48	687,90	714,00

**Tabel 4. 21** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 20.00 – 23.00

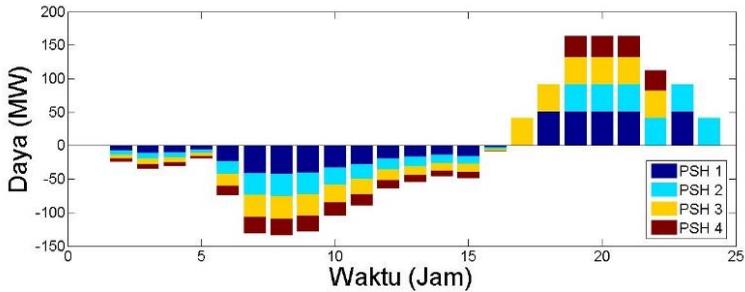
Unit	Daya (MW) pada jam			
	20.00-21.00	21.00-22.00	22.00-23.00	23.00-24.00
1	162,00	162,00	162,00	162,00
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	55,00	55,00	55,00	55,00
5	85,00	85,00	85,00	85,00
6	84,57	97,99	83,94	86,92
7	80,00	80,00	80,00	80,00

**Tabel 4. 22** Pembangkitan daya unit pembangkit *thermal* dan PSH jam 20.00 – 23.00 (lanjutan)

Unit	Daya (MW) pada jam			
	20.00-21.00	21.00-22.00	22.00-23.00	23.00-24.00
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	55,00	55,00	55,00	55,00
PSH 1	51,00	0	51,00	0
PSH 2	40,80	40,80	40,80	40,80
PSH 3	40,80	40,80	0	0
PSH 4	30,60	30,60	0	0
<b>Daya Unit Thermal</b>	521,57	534,99	520,94	523,92
<b>Daya Total</b>	684,77	647,19	612,74	564,72



**Gambar 4. 3** *Unit Commitment* sistem konvensional dengan PSH



**Gambar 4. 4** Skema operasi PSH

#### 4.1.2.3 Total Biaya Pembangkitan Sistem Konvensional dengan Pump Storage Hydroelectric (PSH)

Biaya pembangkitan dari sebuah unit pembangkit terdiri dari biaya operasi, biaya penyalan (*start up cost*), dan biaya pemadaman (*shut down cost*). Pada tabel 4.20 dibawah menunjukkan biaya pembangkitan sistem konvensional dengan PSH selama 24 jam. Biaya tersebut juga ditambah dengan biaya O&M PSH

**Tabel 4. 23** Total biaya pembangkitan sistem konvensional dengan PSH

Jam	Biaya (\$)			
	Operasi	O&M PSH	Start-up	Total
00.00-01.00	14191	0	970	15161
01.00-02.00	14087	0	0	14087
02.00-03.00	14087	0	0	14087
03.00-04.00	14087	0	0	14087
04.00-05.00	14087	0	0	14087
05.00-06.00	14087	0	0	14087
06.00-07.00	14087	0	0	14087
07.00-08.00	14087	0	0	14087
08.00-09.00	14087	0	0	14087
09.00-10.00	14087	0	0	14087
10.00-11.00	14087	0	0	14087

**Tabel 4. 24** Total biaya pembangkitan sistem konvensional dengan PSH (lanjutan)

Jam	Biaya (\$)			
	Operasi	O&M PSH	Start-up	Total
11.00-12.00	14087	0	0	14087
12.00-13.00	14087	0	0	14087
13.00-14.00	14087	0	0	14087
14.00-15.00	14087	0	0	14087
15.00-16.00	14087	0	0	14087
16.00-17.00	14389,6	224,4	0	14614
17.00-18.00	14336,1	504,9	0	14841
18.00-19.00	14382,4	897,6	0	15280
19.00-20.00	15104,4	897,6	0	16002
20.00-21.00	14296,4	897,6	0	15194
21.00-22.00	14666,9	617,1	0	15284
22.00-23.00	14279,1	504,9	0	14784
23.00-24.00	14361,6	224,4	0	14586
Total Biaya Pembangkitan 24 Jam (\$)				347051

#### 4.1.2.4 Level storage

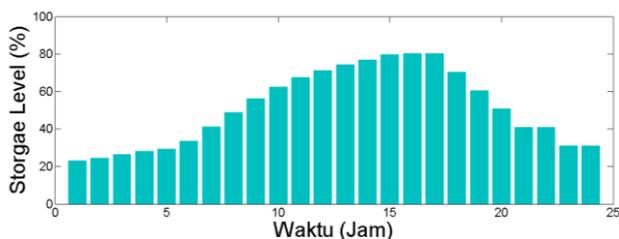
Dalam pengoperasiannya, PSH tidak boleh dioperasikan apabila kondisi *storage* kurang dari 20%. Pada tabel 4.21 dan 4.22 dapat terlihat kondisi *storage* dari masing-masing unit PSH. Sedangkan gambar 4.5-4.8 memperlihatkan *level storage* dari PSH setiap jam selama 24 jam.

**Tabel 4. 25** Storage Level PSH 1 dan PSH 2

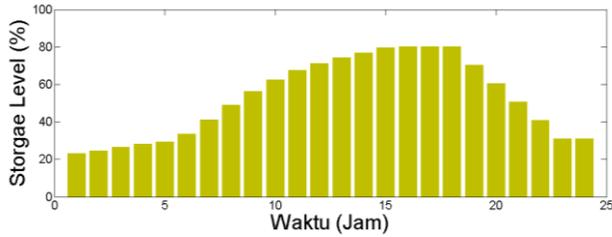
Waktu	PSH 1		PSH 2	
	MWh	%	MWh	%
Capacity	518,4	100	414,72	100
Initial Condition	120,00	23,15	96,00	23,15
00.00-01.00	120,00	23,15	96,00	23,15
01.00-02.00	127,61	24,62	102,09	24,62
02.00-03.00	138,33	26,68	110,67	26,68

**Tabel 4. 26** Storage Level PSH 1 dan PSH 2 (lanjutan)

Waktu	PSH 1		PSH 2	
	MWh	%	MWh	%
03.00-04.00	148,07	28,56	118,45	28,56
04.00-05.00	154,04	29,71	123,23	29,71
05.00-06.00	177,32	34,21	141,86	34,21
06.00-07.00	218,34	42,12	174,67	42,12
07.00-08.00	260,43	50,24	208,35	50,24
08.00-09.00	300,68	58,00	240,54	58,00
09.00-10.00	333,36	64,31	266,69	64,31
10.00-11.00	361,37	69,71	289,09	69,71
11.00-12.00	381,39	73,57	305,11	73,57
12.00-13.00	398,57	76,89	318,86	76,89
13.00-14.00	412,92	79,65	330,33	79,65
14.00-15.00	428,25	82,61	342,60	82,61
15.00-16.00	431,22	83,18	344,97	83,18
16.00-17.00	431,22	83,18	344,97	83,18
17.00-18.00	380,22	73,34	344,97	83,18
18.00-19.00	329,22	63,51	304,17	73,34
19.00-20.00	278,22	53,67	263,37	63,51
20.00-21.00	227,22	43,83	222,57	53,67
21.00-22.00	227,22	43,83	181,77	43,83
22.00-23.00	176,22	33,99	140,97	33,99
23.00-24.00	176,22	33,99	100,17	24,15



**Gambar 4. 5** Storage level PSH 1



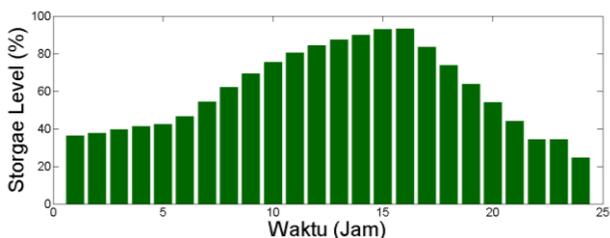
**Gambar 4. 6** Storage level PSH 2

**Tabel 4. 27** Storage level PSH 3 dan PSH 4

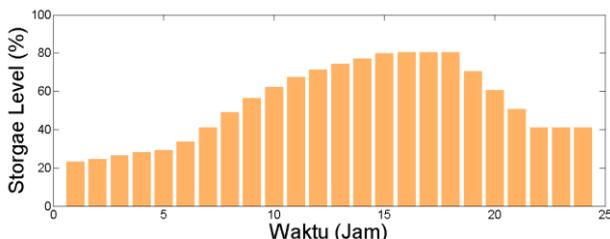
Waktu	PSH 3		PSH 4	
	MWh	%	MWh	%
Capacity	518,4	100	414,72	100
Initial Condition	150	36,17	72	23,15
00.00-01.00	150,00	36,17	72,00	23,15
01.00-02.00	156,09	37,64	76,56	24,62
02.00-03.00	164,67	39,71	83,00	26,68
03.00-04.00	172,45	41,58	88,84	28,56
04.00-05.00	177,23	42,74	92,43	29,71
05.00-06.00	195,86	47,23	106,39	34,21
06.00-07.00	228,67	55,14	131,00	42,12
07.00-08.00	262,35	63,26	156,26	50,24
08.00-09.00	294,54	71,02	180,41	58,00
09.00-10.00	320,69	77,33	200,02	64,31
10.00-11.00	343,09	82,73	216,82	69,71
11.00-12.00	359,11	86,59	228,83	73,57
12.00-13.00	372,86	89,91	239,14	76,89
13.00-14.00	384,33	92,68	247,75	79,65
14.00-15.00	396,60	95,63	256,95	82,61
15.00-16.00	398,97	96,21	258,73	83,18
16.00-17.00	358,17	86,37	258,73	83,18
17.00-18.00	317,37	76,53	258,73	83,18

**Tabel 4. 28** Storage level PSH 3 dan PSH 4 (lanjutan)

Waktu	PSH 3		PSH 4	
	MWh	%	MWh	%
18.00-19.00	276,57	66,69	228,13	73,34
19.00-20.00	235,77	56,85	197,53	63,51
20.00-21.00	194,97	47,01	166,93	53,67
21.00-22.00	154,17	37,18	136,33	43,83
22.00-23.00	154,17	37,18	136,33	43,83
23.00-24.00	154,17	37,18	136,33	43,83



**Gambar 4. 7** Storage level PSH 3



**Gambar 4. 8** Storage level PSH 4

## 4.2 Analisis Data

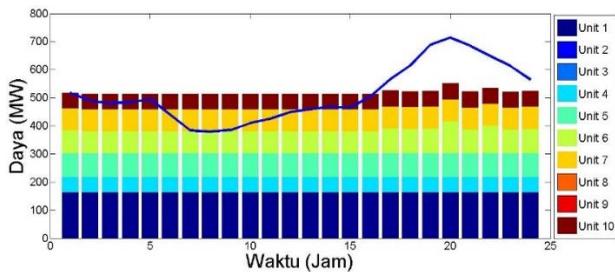
Dalam analisis data ini, terdapat dua fokus utama yang akan kita bahas. Dua hal tersebut merupakan dampak dari pemasangan PSH untuk menyelesaikan fenomena *duck curve* yang ada. Pertama adalah pembahasan mengenai bentuk kurva beban terhadap unit pembangkit

*thermal*. Dan yang kedua adalah pembahasan dari sisi biaya operasi sebelum dan sesudah adanya PSH.

#### 4.2.1 Bentuk Kurva Beban

Pada gambar 4.9 dapat kita lihat perbandingan antara kurva permintaan beban terhadap unit pembangkit *thermal* sebelum (konvensional) dan sesudah adanya PSH. Pada gambar terlihat bahwa setelah adanya PSH, bentuk kurva beban unit pembangkit *thermal* menjadi lebih datar dibandingkan sebelum adanya PSH. Hal ini disebabkan karena ketika permintaan beban sistem pada unit pembangkit *thermal* dibawah rata-rata / rendah akibat adanya penetrasi PV pada siang hari, unit pembangkit *thermal* tetap beroperasi dengan membangkitkan daya lebih. Kelebihan daya dari unit pembangkit *thermal* tersebutlah yang digunakan PSH untuk memompa air kembali ke tanggul (*reservoir*). Kemudian ketika beban puncak pada sistem, PSH membangkitkan energi listrik dan membantu memikul beban pada sistem dengan cara membuka tanggul dan beroperasi seperti PLTA pada umumnya. Siklus ini berlangsung terus menerus setiap hari.

Pada gambar 4.9 dapat kita lihat bahwa PSH menjadi solusi dari permasalahan *duck curve* pada kurva beban dan menjadikan kurva beban menjadi lebih datar. Hal tersebut tentunya juga mengatasi permasalahan lain yang diakibatkan oleh fenomena *duck curve* yaitu kenaikan biaya operasi karena biaya *start up* unit pembangkit *thermal* yang naik.



**Gambar 4. 9** Perbandingan beban unit pembangkit *thermal* sebelum dan sesudah ada PSH

#### 4.2.2 Biaya Operasi

Salah satu dampak dari terselesaikannya masalah *duck curve* adalah berkurangnya biaya operasi karena berkurangnya biaya *start up*

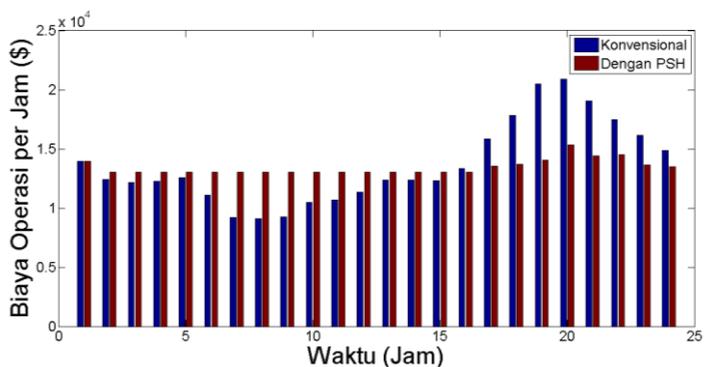
pada unit pembangkit *thermal*. Pada tabel 4.23 dan gambar 4.10 dapat kita lihat perbandingan biaya operasi unit pembangkit *thermal* tiap jam selama 24 jam. Biaya operasi sistem dengan PSH pada siang hari menjadi lebih mahal dibandingkan biaya operasi sistem konvensional dikarenakan pada siang hari unit pembangkit *thermal* membangkitkan daya berlebih yang digunakan PSH untuk memompa air kembali ke tanggul (*reservoir*). Sedangkan pada saat sore menjelang malam hari, biaya operasi sistem dengan PSH menjadi lebih murah dikarenakan PSH membantu memikul beban pada saat siang hari. Sehingga menghindari penyalaan unit pembangkit *thermal* lainnya.

**Tabel 4. 29** Perbandingan biaya operasi setiap jam

Waktu	Biaya Operasi	
	Sistem Konvensional	Dengan PSH
00.00-01.00	15160	15161
01.00-02.00	13416	14087
02.00-03.00	13158	14087
03.00-04.00	13244	14087
04.00-05.00	13559	14087
05.00-06.00	12047	14087
06.00-07.00	10079	14087
07.00-08.00	9985	14087
08.00-09.00	10126	14087
09.00-10.00	10743	14087
10.00-11.00	11168	14087
11.00-12.00	12649	14087
12.00-13.00	12703	14087
13.00-14.00	12929	14087
14.00-15.00	12844	14087
15.00-16.00	14836	14087
16.00-17.00	16674	14614
17.00-18.00	18284	14841
18.00-19.00	21091	15280

**Tabel 4. 30** Perbandingan biaya operasi setiap jam (lanjutan)

Waktu	Biaya Operasi	
	Sistem Konvensional	Dengan PSH
19.00-20.00	21483	16002
20.00-21.00	20047	15194
21.00-22.00	19008	15284
22.00-23.00	18061	14784
23.00-24.00	16091	14586

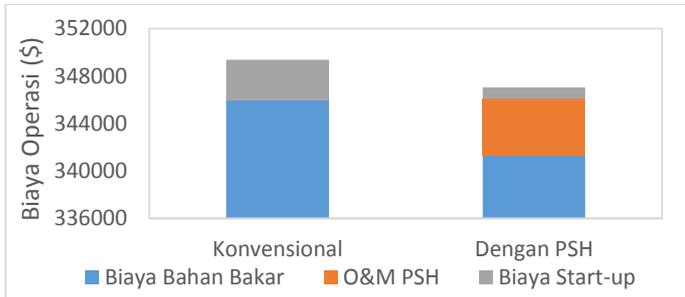


**Gambar 4. 10** Perbandingan biaya operasi setiap jam

Secara lebih terperinci, perbandingan total biaya pembangkitan selama 24 jam dapat dilihat pada tabel 4.24 dan gambar 4.11. Pada sistem konvensional sebelum ada PSH, total biaya *start up* selama 24 jam adalah \$3440. Sedangkan setelah adanya PSH biaya *start up* turun menjadi \$970. Selain itu pada sistem dengan PSH terdapat biaya *operation and maintenance* (O&M) yaitu sebesar \$4769.

**Tabel 4. 31** Rincian perbandingan biaya

Sistem	Jenis Biaya		
	Operasi	O&M PSH	Start-up
Konvensional	345945	0	3440
Dengan PSH	341312	4768,5	970

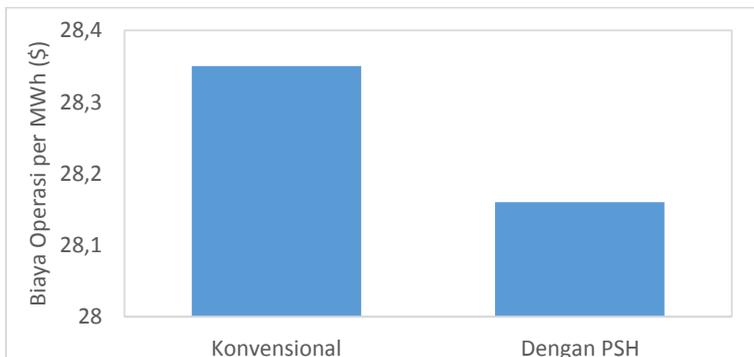


**Gambar 4. 11** Perbandingan total biaya pembangkitan listrik

Kemudian, untuk mengetahui biaya pembangkitan per MWh dapat menggunakan persamaan 4.1 yaitu,

$$Biaya\ per\ MWh = \frac{Total\ Biaya\ Operasi\ 24\ Jam}{Total\ Beban\ 24\ Jam} \quad (4.1)$$

Pada gambar 4.12 dapat dilihat bahwa biaya pembangkitan per MWh sistem konvensional lebih mahal, yaitu \$28,35. Hal tersebut dikarenakan total biaya operasi sistem konvensional selama 24 jam lebih mahal daripada sistem dengan PSH. Sedangkan biaya pembangkitan per MWh dari sistem dengan PSH adalah \$28,16. Dengan demikian PSH terbukti dapat mengatasi masalah kenaikan biaya pembangkitan listrik dikarenakan masalah *duck curve*



**Gambar 4. 12** Perbandingan harga per MWh

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## **BAB 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

1. Selain mempunyai dampak positif dalam perkembangan teknologi *smart grid*, *Photovoltaic* (PV) juga menyebabkan sebuah dampak negatif yaitu terjadinya fenomena *duck curve* pada kurva beban *thermal*
2. Terjadinya *duck curve* dapat mengakibatkan kenaikan biaya pembangkitan listrik dikarenakan unit pembangkit *thermal* lebih sering *on-off* sehingga dapat meningkatkan biaya *start-up*
3. *Pump Storage Hydroelectric* sebagai *energy storage* dapat mengatasi masalah *duck curve* sehingga dapat menurunkan biaya pembangkitan energi listrik yang semula \$349385 menjadi \$347051
4. Dengan adanya PSH, dapat diperoleh sebuah penjadwalan unit pembangkit *thermal* yang lebih optimal. Hal tersebut terbukti dengan biaya pembangkitan per MWh yang semula \$28,35 dapat turun menjadi \$28,16

#### **5.2 Saran**

Saran untuk penelitian ke depan adalah :

1. Penyelesaian *thermal unit commitment* dapat dilakukan dengan algoritma cerdas yang lain, seperti DE, GA, ICA, dan lain-lain.
2. Penjadwalan *thermal unit commitment* dapat dilakukan dengan mengadopsi kondisi yang nyata, tanpa ada pengabaian batasan-batasan operasi unit pembangkit.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] H. O. R. Howlader, M. M. Sediqi, A. M. Ibrahim dan T. Senjyu, "Optimal Thermal Unit Commitment for Solving Duck Curve Problem by Introducing CSP, PSH and Demand Response," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 4834-4844, 2018.
- [2] R. A. Messenger dan J. Ventre, *Photovoltaic Systems Engineering Third Edition*, America: Taylor & Francis Group, 2010.
- [3] J. A. Momoh, *Smart Grid Fundamentals of Design and Analysis*, America: John Wiley & Sons Inc., 2012.
- [4] D. Lew dan N. Miller, "Reaching New Solar Heights : Integrating High Penetrations of PV into The Power System," *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 1, pp. 20-26, 2015.
- [5] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami dan M. M. Alam, "Pumped Hydro Energy Storage System : A Technological Review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 586-598, 2015.
- [6] H. Saadat, *Power System Analysis (Second Edition)*, Singapore: McGraw-Hill Education (Asia), 2004.
- [7] G. F. Reid dan L. Hasdorff, "Economic Dispatch Using Quadratic Programming," dalam *IEEE PES Winter Meeting*, New York, 1973.
- [8] A. J. Wood, B. F. Wollenberg dan G. B. Sheble, *Power Generation, Operation, and Control Third Edition*, America: John Wiley & Sons Inc., 2014.
- [9] R. C. Eberhart dan Y. Shi, "Particle Swarm Optimization : Developments, Applications and Resources," dalam *Proceedings of The 2001 Congress on Evolutionary Computation*, Seoul, South Korea, 2001.

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## LAMPIRAN

**Lampiran 1.** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional

Jam	Beban	Kombinasi Generator										Total Pembangkitan
		Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	Unit 7	Unit 8	Unit 9	Unit 10	
00.00-01.00	496	162	0	0	55	85	80,75	80	0	0	55	517,75
01.00-02.00	469	162	0	0	55	85	52,57	80	0	0	55	489,57
02.00-03.00	460	162	0	0	55	85	43,17	80	0	0	55	480,17
03.00-04.00	463	162	0	0	55	85	46,3	80	0	0	55	483,3
04.00-05.00	474	162	0	0	55	85	57,78	80	0	0	55	494,78
05.00-06.00	421	162	0	0	55	85	20	80	0	0	37,46	439,46
06.00-07.00	367	162	0	0	55	76,09	0	80	0	0	10	383,09
07.00-08.00	363	162	0	0	55	71,92	0	80	0	0	10	378,92
08.00-09.00	369	162	0	0	55	78,18	0	80	0	0	10	385,18
09.00-10.00	392	162	0	0	55	85	0	80	0	0	27,19	409,19
10.00-11.00	407	162	0	0	55	85	0	80	0	0	42,85	424,85
11.00-12.00	431	162	0	0	55	85	0	80	0	55	12,9	449,9
12.00-13.00	440	162	0	0	55	85	0	80	0	55	22,29	459,29
13.00-14.00	448	162	0	0	55	85	0	80	0	55	30,64	467,64
14.00-15.00	445	162	0	0	55	85	0	80	0	55	27,51	464,51
15.00-16.00	483	162	19,63	0	55	85	0	80	0	55	47,54	504,17
16.00-17.00	542	162	55	0	55	85	0	80	73,77	0	55	565,77
17.00-18.00	589	162	55	0	55	85	0	80	67,83	55	55	614,83
18.00-19.00	659	162	55	0	55	85	120,9	80	75	0	55	687,9
19.00-20.00	684	162	55	0	55	85	92	80	75	55	55	714
20.00-21.00	656	162	55	0	55	85	117,77	80	75	55	0	684,77
21.00-22.00	620	162	55	0	55	85	80,19	80	75	55	0	647,19
22.00-23.00	587	162	55	0	55	85	45,74	80	75	55	0	612,74
23.00-24.00	541	162	0	0	55	85	52,72	80	75	55	0	564,72

*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**Lampiran 2.** Pembangkitan daya unit pembangkit sistem konvensional dengan penambahan PSH

Jam	Beban	Kombinasi Generator														
		Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	Unit 7	Unit 8	Unit 9	Unit 10	PSH 1	PSH 2	PSH 3	PSH 4	Total PSH
00.00-01.00	496	162	0	0	55	85	80,75	80	0	0	55	0	0	0	0	0
01.00-02.00	469	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-7,61	-6,09	-6,09	-4,56	-24,34
02.00-03.00	460	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-10,72	-8,58	-8,58	-6,43	-34,32
03.00-04.00	463	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-9,73	-7,79	-7,79	-5,84	-31,15
04.00-05.00	474	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-5,98	-4,78	-4,78	-3,59	-19,13
05.00-06.00	421	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-23,28	-18,62	-18,62	-13,97	-74,49
06.00-07.00	367	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-41,02	-32,81	-32,81	-24,61	-131,26
07.00-08.00	363	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-42,09	-33,67	-33,67	-25,26	-134,70
08.00-09.00	369	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-40,24	-32,20	-32,20	-24,15	-128,78
09.00-10.00	392	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-32,69	-26,15	-26,15	-19,61	-104,60
10.00-11.00	407	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-28,00	-22,40	-22,40	-16,80	-89,61
11.00-12.00	431	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-20,02	-16,02	-16,02	-12,01	-64,08
12.00-13.00	440	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-17,18	-13,75	-13,75	-10,31	-54,99
13.00-14.00	448	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-14,34	-11,47	-11,47	-8,61	-45,90
14.00-15.00	445	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-15,33	-12,26	-12,26	-9,20	-49,06
15.00-16.00	483	162	0	0	55	85	77	80	0	0	55	-2,97	-2,38	-2,38	-1,78	-9,50
16.00-17.00	542	162	0	0	55	85	87,97	80	0	0	55	0	0	40,8	0	40,8
17.00-18.00	589	162	0	0	55	85	86	80	0	0	55	51	0	40,8	0	91,8
18.00-19.00	659	162	0	0	55	85	87,7	80	0	0	55	51	40,8	40,8	30,6	163,2
19.00-20.00	684	162	0	0	55	85	113,8	80	0	0	55	51	40,8	40,8	30,6	163,2
20.00-21.00	656	162	0	0	55	85	84,57	80	0	0	55	51	40,8	40,8	30,6	163,2
21.00-22.00	620	162	0	0	55	85	97,99	80	0	0	55	0	40,8	40,8	30,6	112,2
22.00-23.00	587	162	0	0	55	85	83,94	80	0	0	55	51	40,8	0	0	91,8
23.00-24.00	541	162	0	0	55	85	86,92	80	0	0	55	0	40,8	0		40,8

*Halaman ini sengaja dikosongk*

## BIOGRAFI PENULIS



Penulis bernama lengkap Taufiq Arrasyid, merupakan anak kedua dari tiga bersaudara bersaudara. Dilahirkan pada 23 Mei 1995 di Kota Pati oleh pasangan Agung Prawito, S.P. dengan Churiyati, S.Pd. Mengawali pendidikan di SD Negeri Wedarijaksa 02, Wedarijaksa sampai dengan tahun 2007 kemudian penulis melanjutkan pendidikan menengahnya di SMP Negeri 3 Pati sampai dengan tahun 2010 dan melanjutkan pendidikan menengah atasnya di SMA Negeri 1 Pati hingga lulus pada tahun 2013.

Setelah itu melanjutkan pendidikan di Politeknik Negeri Semarang jurusan D3 Teknik Elektro Program Studi Teknik Elektronika sampai dengan tahun 2016. Setelah lulus dari pendidikan D3 penulis melanjutkan bekerja di PT Kalbe Farma Tbk. sebagai Maintenance Technician sampai dengan tahun 2017. Setelah itu penulis melanjutkan studi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya hingga saat ini. Selama menempuh pendidikan di ITS, penulis tergabung sebagai anggota asisten Laboratorium Simulasi Sistem Tenaga Listrik. Penulis dapat dihubungi melalui email [taufiqarraysid23@gmail.com](mailto:taufiqarraysid23@gmail.com)

*Halaman ini sengaja dikosongkan*