



Optimasi Aliran Daya pada Sistem Kelistrikan Opsi Nuklir berdasarkan *Multi-Objective Function: Fuel Cost dan Flat Voltage Profile*

Rizki Firmansyah Setya Budi*, Sarjiya, Sasongko Pramono Hadi

Department Teknik Elektro dan Teknologi Informasi, Universitas Gadjah Mada
Jl. Grafika No. 2 Kampus UGM Yogyakarta, Mlati, Sleman, Yogyakarta 55281, Indonesia

INFORMASI ARTIKEL

Riwayat Artikel:

Diterima:

3 Des 2016

Diterima dalam bentuk

revisi:

7 Februari 2017

Disetujui:

1 Maret 2017

Kata kunci:

Optimasi aliran daya

OPF

Multi-objective function

Fuel cost

Flat voltage profile

Opsi nuklir

ABSTRAK

OPTIMASI ALIRAN DAYA PADA SISTEM KELISTRIKAN OPSI NUKLIR BERDASARKAN *MULTI-OBJECTIVE FUNCTION: FUEL COST DAN FLAT VOLTAGE PROFILE*. Tujuan dari pengoperasian sistem tenaga listrik adalah untuk memasok daya dengan kualitas baik dan biaya pembangkitan seminimal mungkin. Kualitas yang baik membutuhkan biaya yang lebih besar, sehingga untuk mencapai tujuan tersebut diperlukan optimasi dengan fungsi obyektif yang bertujuan untuk memaksimalkan kualitas sekaligus meminimalkan biaya. Penelitian ini bertujuan untuk mendapatkan kondisi aliran daya optimal atau *optimal power flow* (OPF) dari segi biaya pembangkitan maupun kualitas tenaga listrik di suatu sistem kelistrikan dengan opsi nuklir pada waktu beban puncak dengan menggabungkan fungsi obyektif *fuel cost* dan *flat voltage profile*. Fungsi obyektif *fuel cost* bertujuan untuk meminimalkan biaya pembangkitan sedangkan fungsi obyektif *flat voltage profile* bertujuan untuk memaksimalkan kualitas dengan meminimalkan perbedaan/variasi tegangan dalam sebuah sistem. Penelitian dilakukan melalui studi literatur, penentuan fungsi obyektif optimasi, penggabungan fungsi objektif, simulasi menggunakan contoh kasus dan analisis sensitivitas. Contoh kasus menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang telah ditambahkan fungsi bahan bakar PLTN, PLTU, dan PLTG. Simulasi menggunakan program bantu ETAP 12.6.0. Analisis sensitivitas dilakukan dengan menggunakan nilai pembobotan dari 0-100% untuk tiap fungsi obyektif. Hasil simulasi menunjukkan bahwa OPF dicapai pada faktor pembebanan 60% untuk *fuel cost* dan 40% untuk *flat voltage profile*. Biaya pembangkitan pada kondisi optimal tersebut sebesar 7266 US\$/jam dengan selisih tegangan maksimum minimumnya sebesar 2,85%. Pada sistem ini PLTU membangkitkan daya sebesar 133,2 MW + 22,1 MVar dan PLTG sebesar 80,7 MW + 13,8 MVar. Sedangkan PLTN membangkitkan daya sebesar 89,9 MW + 12,9 Mvar dan akan ekonomis jika membangkitkan daya kurang dari 90 MW.

ABSTRACT

OPTIMAL POWER FLOW IN A POWER SYSTEM WITH NUCLEAR OPTION USING *MULTI-OBJECTIVE FUNCTION: FUEL COST AND FLAT VOLTAGE PROFILE*. The purpose of power system operation is to supply power with good quality and minimum generation cost. Quality requires cost hence to obtain such purpose, an optimization with objective functions that target on maximizing cost and, at the same time, minimizing cost needs to be carried out. The objective of the research is to obtain optimal power flow (OPF) condition in terms of generation cost and power quality on a system with nuclear option at peak load hours by incorporating two objective functions *fuel cost* and *flat voltage profile*. The *fuel cost* objective function is to minimize the system generation cost while *flat voltage profile* is to maximize power quality by minimizing voltage difference/variation. The study was conducted through literature study, determining objective functions, incorporating the objective functions, model simulation using case example and sensitivity analysis. The case example used is the IEEE 9 bus system that has been added fuel function of nuclear power plant (NPP), coal power plant (CPP), and gas turbine power plant (GTPP). ETAP12.6.0 software is used for the simulation. The sensitivity analysis was performed by changing the weighting value of each objective function. The results show that OPF will be reached 60% weight on fuel costs and 40% on flat voltage profile. The optimal generation cost is \$ 7266/hour and the difference of maximum to minimum voltage is 2.85%. CPP generates 133,2 MW + 22,1 MVar and GTPP 80,7 MW + 13,8 MVar. Meanwhile NPP generates 89,9 MW + 12,9 MVar and is economic when generating less than 90 MW.

Keywords: power flow optimization, OPF, multi-objective function, fuel cost, flat voltage profile

© 2016 Jurnal Pengembangan Energi Nuklir. All rights reserved

1. PENDAHULUAN

Tujuan dari pengoperasian sistem tenaga listrik adalah untuk memasok daya dengan kualitas baik dan biaya seminimal mungkin.

Kualitas sistem tenaga listrik dapat dilihat dari aspek tegangan dan frekuensi [1], semakin kecil variasi tegangan dan frekuensinya maka kualitas sistem tersebut

*Penulis korespondensi.

E-mail: rizki.firmansyah.s@mail.ugm.ac.id

semakin baik. Selain itu, sistem tenaga listrik juga harus memperhitungkan aspek keekonomian dimana biaya pembangkitan sistem harus dijaga seminimal mungkin.

Informasi mengenai variasi tegangan dan frekuensi sistem dapat diketahui melalui studi aliran daya. Untuk mengetahui berapa daya optimal yang dibangkitkan oleh setiap pembangkit agar didapat variasi tegangan dan frekuensi seminimal mungkin atau biaya pembangkitan seminimal mungkin, dilakukan optimasi aliran daya untuk mendapatkan *optimal power flow* (OPF).

Beberapa penelitian telah menggunakan OPF dengan fungsi obyektif profil/variasi tegangan. Pada penelitian [4] telah dilakukan OPF dengan menggunakan fungsi obyektif profil tegangan. Metode optimasi yang digunakan adalah *particle swarm optimization*. Penelitian tersebut bertujuan untuk memperkecil rugi-rugi daya dan memperkecil variasi tegangan di dalam sistem dengan menggunakan *voltage regulator*. Pada penelitian [2], profil tegangan diperbaiki dengan menggunakan *shunt capacitor*. Sedangkan pada penelitian [5], profil tegangan diperbaiki dengan menggunakan *unified power flow controller*.

Sementara itu, ketiga penelitian berikut menggunakan OPF untuk memperkecil biaya pembangkitan. Pada penelitian [6] telah dilakukan OPF menggunakan fungsi obyektif *fuel cost*. Tujuan penelitian tersebut untuk memperkecil biaya pembangkitan. Metode optimasi yang digunakan adalah *primal dual interior point*. Penelitian [7] telah melakukan OPF *fuel cost* dengan menggunakan metode optimasi *efficient parallel genetic algorithm*. Sedangkan pada penelitian [8] menggunakan metode *particle swarm optimization*.

Kualitas tenaga listrik dan biaya pembangkitan sistem merupakan dua aspek yang saling berbanding terbalik. Variasi tegangan dapat dijaga sekecil mungkin dengan cara membangkitkan daya reaktif yang sesuai dengan kebutuhan sistem sehingga akan menyebabkan faktor dayanya meningkat[2]. Peningkatan faktor daya akan mengurangi rugi-rugi daya. Namun, proses penambahan daya reaktif tersebut akan berpengaruh terhadap besarnya daya yang dibangkitkan oleh sistem. Semakin besar daya yang dibangkitkan oleh sistem akan mengakibatkan

biaya pembangkitan sistem semakin besar[3]. Hal tersebut akan bertentangan dengan prinsip keekonomian yang meminimalkan biaya pembangkitan. Oleh karena itu, untuk mendapatkan variasi tegangan dan biaya pembangkitan yang sekecil mungkin diperlukan optimasi dengan menggabungkan fungsi obyektif *flat voltage profile* dan *fuel cost*, yang akan dilakukan pada penelitian ini. Optimasi dilakukan dengan metode *interior point optimization technique* karena efisien dalam segi komputasi [9].

Tujuan penelitian ini adalah untuk mendapatkan kondisi aliran daya optimal atau optimal power flow (OPF) dari segi biaya pembangkitan maupun kualitas tenaga listrik di suatu sistem kelistrikan dengan opsi nuklir pada waktu beban puncak dengan menggabungkan fungsi obyektif *fuel cost* dan *flat voltage profile*.

Dengan mengetahui kondisi optimal dalam suatu sistem, operator akan dapat menentukan rencana operasi dan penjadwalan pembangkit pada saat beban puncak sehingga tujuan sistem tenaga listrik untuk memasok listrik dengan kualitas baik dan biaya minimal tercapai.

2. STUDI ALIRAN DAYA DAN OPF

Perhitungan aliran daya digunakan untuk menentukan tegangan bus dan daya yang mengalir di saluran [10]. Perhitungan aliran daya merupakan dasar untuk melakukan studi-studi lainnya seperti arus hubung singkat, sistem proteksi, analisis kontingensi, dan lain-lain [2,5,11]. Akan tetapi, dalam studi aliran daya tidak dilakukan proses optimasi. Hasil dari studi aliran daya merupakan hasil dari proses pencapaian titik konvergen dimana selisih dari iterasi sebelumnya dengan setelahnya kurang dari nilai toleransi yang ditetapkan. Dengan kata lain, masih dapat dilakukan proses optimasi dalam studi aliran daya sehingga diperoleh hasil yang optimal. Proses optimasi tersebut disebut dengan optimasi aliran daya yang menghasilkan *optimal power flow* (OPF)[12,13].

OPF dilakukan dengan menggunakan fungsi obyektif yang telah ditentukan. Fungsi obyektif yang digunakan dapat berupa satu fungsi obyektif (*single objective function*) atau

lebih dari satu fungsi obyektif (*multi-objective function*) [14]. Beberapa contoh fungsi obyektif yang digunakan dalam OPF adalah *real power losses, reactive power losses, fuel cost, voltage security index, line flow security index, dan flat voltage profile* [15,16].

Studi aliran daya dapat dilakukan dengan beberapa metode sebagai berikut: *Gauss-Seidel, Fast Decoupled, dan Newton-Raphson*. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Newton-Raphson*. Penyelesaian aliran daya dengan menggunakan metode *Newton-Raphson* akan memberikan waktu komputasi yang lebih cepat jika dibandingkan dengan metode lainnya untuk sebuah penyelesaian dengan tingkat ketelitian yang sama [10,17].

2.1. Perhitungan Aliran Daya

Langkah pertama perhitungan aliran daya saluran adalah membentuk matriks admitansi bus (Y_{bus}) dari parameter saluran distribusi. Jika jumlah bus pada sistem adalah N bus, maka matriks admitansi bus yang terbentuk berukuran $N \times N$ dengan elemen Y_{ij} adalah [18]

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} \quad (1)$$

Tegangan pada bus ke- i diberikan dalam bentuk polar yaitu [18]:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad (2)$$

Jika P_i dan Q_i adalah daya aktif dan daya reaktif yang terhubung ke sistem melalui bus i maka [18]:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (3)$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in}| V_i V_n \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (4)$$

Dengan menggunakan persamaan 3 dan 4 diperoleh persamaan 5 dan 6 [18].

$$P_i = |V_i|^2 G_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \cos(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (5)$$

$$Q_i = -|V_i|^2 B_{ii} + \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq i}}^N |V_i V_n Y_{in}| \sin(\theta_{in} + \delta_n - \delta_i) \quad (6)$$

Nilai daya yang didapat dari sistem adalah daya yang direncanakan pada bus ($P_{i,sch}, Q_{i,sch}$). Sedangkan nilai daya yang diperoleh dari persamaan 5 dan 6 adalah daya hasil perhitungan ($P_{i,calc}, Q_{i,calc}$). Sehingga diperoleh *mismatch* [18]:

$$\Delta P_i = P_{i,sch} - P_{i,calc} \quad (7)$$

$$\Delta Q_i = Q_{i,sch} - Q_{i,calc} \quad (8)$$

Jika $N = i$, maka dari persamaan 7 dan 8 akan diperoleh nilai tegangan V_i dan sudut fase tiap bus dengan menyelesaikan persamaan *mismatch* dalam matriks dan vektor seperti yang ditunjukkan pada persamaan 9 [18].

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{11} & \vdots & \vdots & J_{12} & \vdots \\ \frac{\partial P_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial P_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial P_N}{\partial |V_N|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_N|} \\ \vdots & J_{21} & \vdots & \vdots & J_{22} & \vdots \\ \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_N}{\partial \delta_N} & |V_2| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_2|} & \dots & |V_N| \frac{\partial Q_N}{\partial |V_N|} \\ \frac{\partial \delta_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial \delta_N}{\partial \delta_N} & \frac{\partial |V_2|}{\partial |V_2|} & \dots & \frac{\partial |V_N|}{\partial |V_N|} \end{bmatrix}}_{Jacobian} \times \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_N \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta |V_N|}{|V_N|} \end{bmatrix}}_{Mismatches} = \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_N \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_N \end{bmatrix}}_{Correction} \quad (9)$$

Bus 1 tidak dimasukkan dalam persamaan 9 karena merupakan *Slack bus* yang tidak memiliki *mismatch* ΔP_i dan ΔQ_i . Penyelesaian aliran daya pada persamaan 9 dilakukan dengan cara menghitung $P_{i,calc}$ dan $Q_{i,calc}$ dalam beberapa iterasi sampai diperoleh *mismatch* yang lebih kecil dari nilai toleransi. Selama iterasi akan diperoleh nilai tegangan dan sudut fase seperti pada persamaan 10 dan 11 [18].

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}| = |V_i^{(k)}| \left(1 + \frac{\Delta |V_i^{(k)}|}{|V_i^{(k)}|} \right) \quad (10)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \tag{11} \quad C_p = C_f \times P \tag{12}$$

Dengan kata lain, iterasi akan berhenti ketika hasil dari persamaan 7 dan 8 lebih kecil dari toleransi yang ditetapkan. Hal tersebut menunjukkan bahwa hasil dari perhitungan aliran daya bukan merupakan proses optimasi.

2.2. Optimasi Aliran Daya

Proses optimasi dilakukan untuk mendapatkan titik optimal berdasarkan fungsi obyektif yang ditentukan. Proses optimasi dilakukan dengan menambahkan metode optimasi dalam proses perhitungan aliran daya. Metode optimasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah *interior point optimization technique with the logarithm barrier function and the prime-dual direction searching method*.

Interior point optimization technique adalah teknik optimasi dengan menggunakan pendekatan terhadap titik-titik di dalam *feasible region* nya. *The logarithm barrier function method* adalah sebuah metode untuk mempercepat proses optimasi dengan menggunakan fungsi logaritmis sebagai batasan wilayah pencariannya. Semakin mendekati titik optimal maka batasan tersebut akan semakin membesar sehingga daerah pencariannya semakin sempit dan terpusat. *Prime-dual direction searching method* adalah metode yang digunakan untuk mempercepat proses optimasi dengan menggunakan pendekatan fungsi minimum dan maksimum. Titik optimal tersebut didapatkan ketika nilai fungsi minimum dan maksimum telah konvergen di titik yang sama [16,19-25].

2.3. Fungsi Obyektif

Fungsi obyektif yang digunakan dalam OPF pada penelitian ini adalah gabungan dari *fuel cost* dan *flat voltage profile*. Fungsi obyektif *fuel cost* bertujuan untuk meminimalkan biaya pembangkitan. Biaya pembangkitan dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan 12. C_p adalah biaya pembangkitan (\$/hour). C_f adalah biaya bahan bakar (\$/MWh). P adalah daya aktif yang dibangkitkan pembangkit (MW).

Fungsi obyektif *flat voltage profile* bertujuan untuk meminimalkan perbedaan tegangan dalam sebuah sistem. Perbedaan tegangan dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan 13.

$$\Delta V = V_{max} - V_{min} \tag{13}$$

Perbedaan tegangan di dalam sistem disebabkan karena adanya drop tegangan. Drop tegangan dipengaruhi karena adanya rugi-rugi daya reaktif yang disebabkan karena adanya induktansi dalam sistem. Drop tegangan dapat diperkecil dengan cara membangkitkan daya reaktif yang dibutuhkan sedekat mungkin dengan beban [17].

2.3.1. Fungsi Obyektif Gabungan

Penggabungan dua fungsi obyektif tersebut akan menghasilkan kondisi aliran daya yang optimal baik dari aspek biaya pembangkitan maupun tegangan. Akan tetapi kedua fungsi obyektif tersebut mempunyai tujuan yang berbeda sehingga dimungkinkan akan terjadi konflik kepentingan optimasi. Konflik tersebut terjadi ketika untuk menurunkan biaya pembangkitan maka akan menyebabkan perbedaan tegangan dalam sistem meningkat ataupun sebaliknya. Oleh karena itu, dibutuhkan sebuah metode untuk menggabungkan kedua fungsi obyektif tersebut sehingga dapat diketahui kondisi optimal untuk kedua fungsi obyektif tersebut.

Fractional programming digunakan untuk memecahkan persamaan dengan *multi objective function*. Metode ini akan mengubah persamaan *multi objective function* menjadi *single objective function* dengan menggunakan persamaan 14 [26].

$$Max F = N_x, D_x \rightarrow Max F = N_x/D_x \tag{14}$$

N_x adalah fungsi optimasi maksimum dan D_x adalah fungsi optimasi minimum. Berdasarkan Metode Dinkelbach yang telah dimodifikasi Guzel, maka dapat diperoleh nilai $max F$ adalah pada saat $max N_x/D_x$ [27].

Proses penggabungan fungsi obyektif *fuel cost* dan *flat voltage profile* tidak dapat langsung dilakukan dengan menggunakan

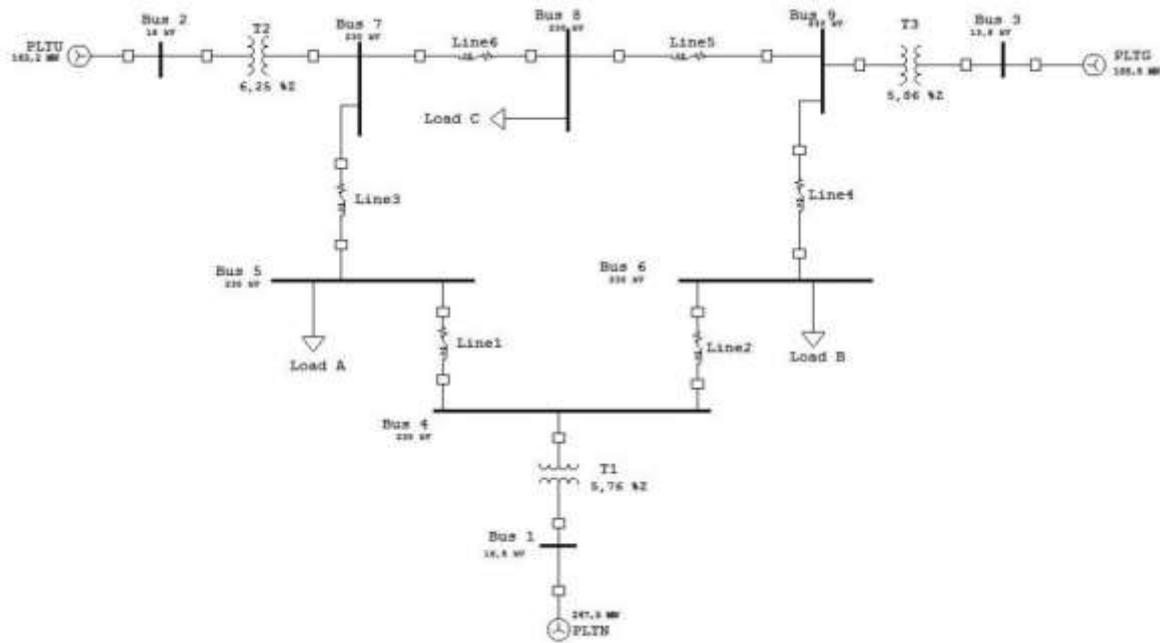
persamaan 14 karena kedua fungsi tersebut adalah fungsi optimasi minimum (minimum *fuel cost* dan minimum *flat voltage profile*) dan mempunyai satuan yang berbeda (% untuk *flat voltage profile* dan \$/hour untuk *fuel cost*). Oleh karena itu diperlukan adanya penyesuaian yaitu salah satu fungsi obyektif dibuat menjadi fungsi optimasi maksimum dan satuan dibuat menjadi per unit.

$$C_p (pu) = C_p OPF / C_p \text{ aliran daya standar} \quad (16)$$

$$\Delta V(pu) = \Delta V OPF / \Delta V \text{ aliran daya standar} \quad (17)$$

2.3.1. Pembobotan Fungsi Objektif

Pembobotan fungsi objektif dilakukan dengan cara memvariasikan nilai bobot dari



Gambar 1. One Line Diagram IEEE 9 Bus

Perubahan fungsi optimasi minimum menjadi fungsi optimasi maksimum dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan 15. Perubahan hanya dilakukan pada fungsi obyektif *flat voltage profile*, sedangkan fungsi obyektif *fuel cost* tetap dengan fungsi optimasi minimum.

$$\text{Min Flat Voltage} = \text{Max} (1/\text{Min Flat Voltage}) \quad (15)$$

Per unit digunakan untuk menyamakan satuan sehingga dapat diperbandingkan nilainya. Biaya pembangkitan dan variasi tegangan yang dijadikan dasar adalah biaya pembangkitan dan variasi tegangan pada aliran daya standar (tanpa proses optimasi).

Persamaan 16 dan 17 digunakan untuk mengubah satuan biaya pembangkitan dan variasi tegangan menjadi per unit (*pu*). C_p adalah biaya pembangkitan dan ΔV adalah variasi tegangan sistem.

masing-masing fungsi objektif. Nilai bobot yang digunakan dari 0% sampai 100% dengan selisih nilai perubahan 10%. Variasi pembobotan nilai *fuel cost* dimulai dari 0% s/d 100% sedangkan untuk *flat voltage profile* dimulai dari 100% s/d 0%.

Prosentase dalam OPF menunjukkan nilai pembobotan fungsi obyektif. Semakin besar nilai pembobotan terhadap fungsi obyektif tersebut maka fungsi obyektif tersebut akan lebih diprioritaskan dari fungsi obyektif lainnya. Prioritas tersebut terjadi akibat adanya konflik kepentingan antar fungsi obyektif.

Sebagai contoh, jika *fuel cost* mempunyai pembobotan 40% dan *flat voltage profile* 60% berarti fungsi obyektif secara keseluruhan terdiri dari 40% berasal dari *fuel cost* dan 60% berasal dari *flat voltage profile*.

3. METODOLOGI

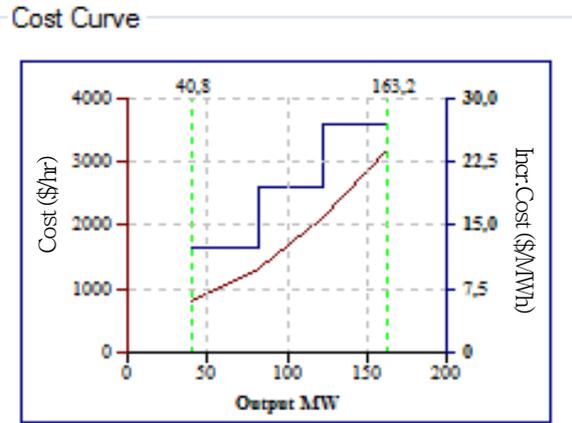
Penelitian dilakukan dengan metodologi sebagai berikut: studi literatur, penentuan fungsi obyektif optimasi, penggabungan *multi-objective function*, simulasi menggunakan contoh kasus, analisis sensitivitas, dan pengambilan kesimpulan.

Studi aliran daya dilakukan hanya pada saat beban puncak saja karena aliran daya hanya bisa mensimulasikan kondisi pada satu kejadian saja. Contoh kasus yang digunakan dalam studi ini adalah sistem IEEE 9 Bus yang telah ditambahkan fungsi bahan bakar PLTN, PLTU, dan PLTG. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah nilai pembobotan tiap fungsi obyektif.

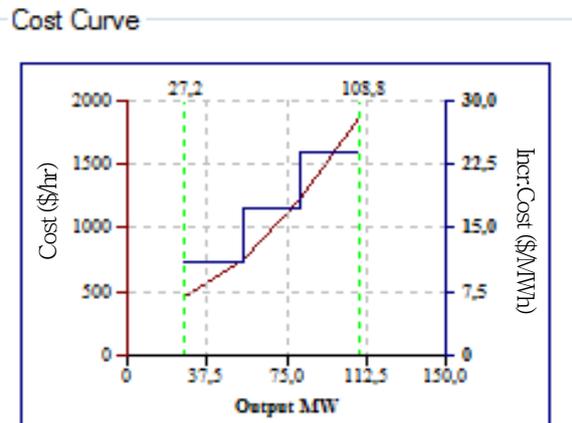
Penelitian ini menggunakan sistem IEEE 9 Bus yang telah ditambahkan fungsi bahan bakar PLTN, PLTU, dan PLTG. OPF sistem IEEE 9 Bus dilakukan dengan menggunakan program ETAP 12.6.0. Berdasarkan hasil dari simulasi tersebut maka didapatkan kondisi aliran daya yang optimal. Gambar 1 menunjukkan *one line diagram* IEEE 9 Bus. Pada sistem tersebut terdapat 3 generator, 3 titik beban, 3 trafo daya, dan 8 saluran. Analisis sensitivitas dilakukan dengan mengubah nilai pembobotan tiap fungsi obyektif.

Ketiga generator mempunyai kapasitas, lokasi, dan biaya bahan bakar yang berbeda. Kapasitas dan lokasi tiap generator adalah PLTN 247,5 MW di bus 1, PLTU 163,2 MW di bus 2, dan PLTG 108,8 MW terletak di bus 3. Sedangkan biaya bahan bakar tiap generator ditunjukkan pada Gambar 2, 3, dan 4 [11,15,28].

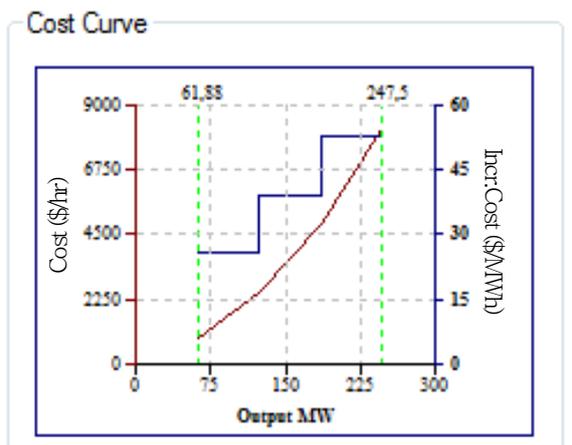
Tiga titik beban terletak pada Bus 5 dengan beban 125,8 MW + 50,3 MVar, Bus 6 dengan beban 87,7 MW + 29,2 MVar, dan Bus 8 dengan beban 96,9 MW + 33,9 MVar. Trafo daya yang digunakan masing-masing mempunyai kapasitas 100 MVA. Sedangkan untuk tiap saluran diasumsikan mempunyai spesifikasi dan panjang yang sama (1000 feet). Spesifikasi saluran menggunakan data *library ETAP*.



Gambar 2. Biaya Bahan Bakar PLTN



Gambar 3. Biaya Bahan Bakar PLTU



Gambar 4. Biaya Bahan Bakar PLTG

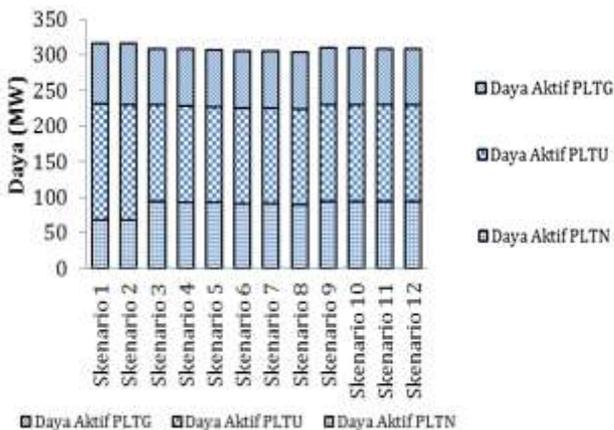
Simulasi dilakukan dengan menggunakan 12 skenario seperti ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Skenario Simulasi

Skenario	Tipe	Bobot Fungsi Obyektif	
		Fuel Cost	Flat Voltage Profile
1	Aliran daya standar	0%	0%
2	OPF	0%	100%
3	OPF	10%	90%
4	OPF	20%	80%
5	OPF	30%	70%
6	OPF	40%	60%
7	OPF	50%	50%
8	OPF	60%	40%
9	OPF	70%	30%
10	OPF	80%	20%
11	OPF	90%	10%
12	OPF	100%	0%

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Aliran daya standar menunjukkan bahwa secara garis besar sistem IEEE 9 bus dalam kondisi baik. Hal tersebut ditunjukkan dengan nilai tegangan di dalam sistem tidak ada yang melebihi standar ($\pm 5\%$), saluran tidak ada yang *over loading*, dan generator tidak ada yang *overload* maupun *over excitation*. Hasil aliran daya standar menunjukkan trafo 2 mengalami *overload* (164%) sehingga diperlukan adanya penambahan kapasitas trafo menjadi 200 MVA dari yang tadinya 100 MVA. Setelah sistem IEEE 9 Bus diperbaiki dengan cara menambahkan kapasitas trafo 2, maka dilakukan simulasi OPF dengan berbagai skenario pembobotan fungsi obyektif.



Gambar 5. Perbandingan Daya Aktif Tiap Skenario

Berdasarkan simulasi yang telah dilakukan diperoleh perbandingan hasil antar skenario. Gambar 5 menunjukkan perbandingan pembangkitan daya aktif tiap generator pada masing-masing skenario. Pembangkitan daya aktif generator berhubungan dengan fungsi obyektif *fuel cost* seperti ditunjukkan pada persamaan 12. Hal tersebut juga ditunjukkan pada Gambar 5. Gambar 5 menunjukkan bahwa ada perubahan pembangkitan daya aktif tiap generator seiring meningkatnya pembobotan pada fungsi obyektif *fuel cost*. Pembangkitan daya aktif PLTN akan dinaikkan sampai mendekati nilai 90 MW. Pembangkitan daya aktif generator PLTU akan diturunkan sampai mendekati 135 MW. Pembangkitan daya aktif PLTG akan diturunkan sampai mendekati 80 MW. Hal tersebut disebabkan oleh *incremental cost* tiap generator. Jika salah satu generator daya aktifnya dinaikkan atau diturunkan melebihi nilai-nilai tersebut maka akan menyebabkan *incremental cost* nya berubah dan membuat biaya pembangkitan meningkat. Hal tersebut sesuai dengan pola yang ditampilkan pada Gambar 2, 3, dan 4.

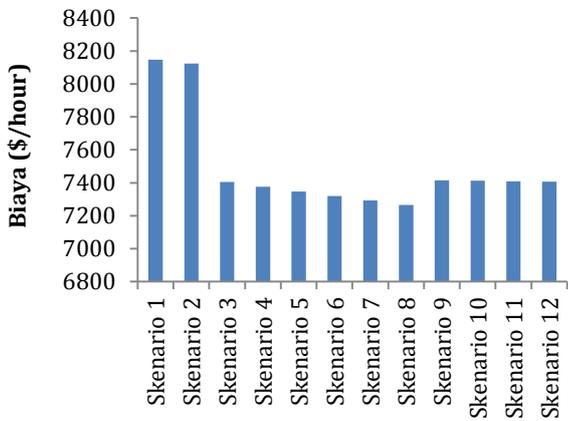
Pada skenario 1 (aliran daya standar), pembangkitan daya aktif PLTN lebih rendah dibandingkan dengan generator lainnya karena PLTN dijadikan sebagai *swing bus*. *Swing bus* hanya digunakan untuk membangkitkan daya jika generator lainnya sudah tidak mampu mencukupi daya yang dibutuhkan. Hal tersebut akan menyebabkan pembangkitan daya aktif PLTU dan PLTG menjadi maksimal. Kondisi ini akan menyebabkan *incremental cost* PLTU (26,9 \$/MWh) menjadi lebih besar dari PLTN (25,4 \$/MWh).

Pada skenario 2, pembobotan fungsi obyektif *fuel cost* adalah 0% sehingga hasilnya sama seperti pada skenario 1 untuk pembangkitan daya aktifnya. Pembobotan *fuel cost* dimulai dari skenario 3 (10%) dan nilainya semakin meningkat sampai dengan skenario 12 (100%). Optimasi *fuel cost* ini akan mengakibatkan tiap generator akan mencari biaya pembangkitan paling ekonomis.

Gambar 5 menunjukkan bahwa seiring meningkatnya pembobotan *fuel cost*, maka semakin meningkat pembangkitan daya aktif dari PLTN, jika dibandingkan kedua pembangkit lainnya. Hal tersebut menunjukkan pada kondisi tersebut, PLTN lebih ekonomis

dan dapat menurunkan biaya pembangkitan. Akan tetapi, peningkatan tersebut hanya bisa maksimal mendekati 90 MW karena jika PLTN membangkitkan lebih dari 90 MW maka *incremental cost* akan meningkat dan menyebabkan biaya pembangkitan menjadi lebih tinggi. Hal tersebut sesuai dengan Gambar 2 yang menunjukkan adanya peningkatan jika lebih besar dari 90 MW. Dalam membangkitkan energi listrik, PLTN mempunyai batas minimum dan maksimum, batas tersebut ditunjukkan oleh garis hijau vertikal pada Gambar 2.

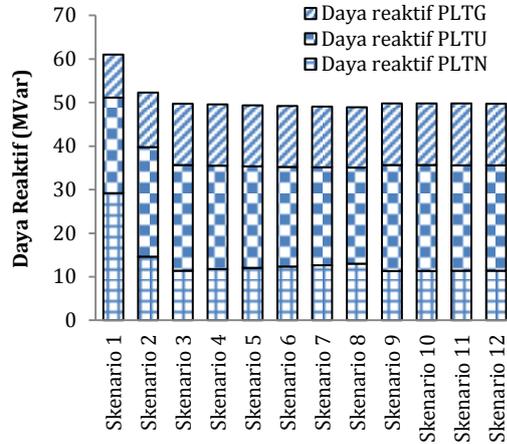
Gambar 6 menunjukkan perbandingan biaya pembangkitan tiap skenario. Peningkatan bobot fungsi obyektif *fuel cost* secara garis besar akan menyebabkan biaya pembangkitan semakin menurun karena target dari fungsi obyektif *fuel cost* adalah menurunkan biaya pembangkitan. Akan tetapi pada penelitian ini biaya pembangkitan mencapai titik minimum pada skenario 8 (*fuel cost 60% dan flat voltage profile 40%*) sebesar 7266 \$/hour dan setelah itu meningkat kemudian stabil pada nilai 7409 \$/hour.



Gambar 6. Perbandingan Biaya Pembangkitan Tiap Skenario

Hal tersebut disebabkan karena pada skenario 9 sampai dengan 12, solusi akan terjebak pada nilai optimal lokal. Hal ini berhubungan dengan metode optimasi yang digunakan pada penelitian ini. Metode tersebut menggunakan batasan wilayah pencarian untuk mempercepat proses optimasi. Selain mempunyai manfaat untuk mempercepat proses optimasi, penggunaan batasan wilayah pencarian akan mempunyai potensi terjebak pada nilai optimal lokal. Pembobotan pada

skenario 9 sampai dengan 12 akan menyebabkan batas wilayah pencarian menjadi berubah sehingga nilai paling optimal pada daerah tersebut adalah 7409 \$/hour.



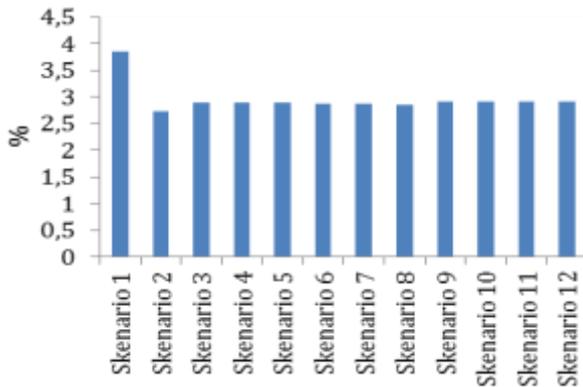
Gambar 7. Perbandingan Daya Reaktif Tiap Skenario

Gambar 7 menunjukkan perbandingan daya reaktif tiap skenario. Daya reaktif yang dibangkitkan akan berpengaruh terhadap nilai tegangan di sistem. Pembangkitan daya reaktif yang sesuai dan dekat dengan beban akan memperkecil rugi-rugi daya dan memperkecil variasi tegangan di sistem. Sebuah sistem yang ideal mempunyai *flatness index* = 0 (tegangan di seluruh bagian sistem sama). Akan tetapi kondisi ideal sulit dicapai dalam sistem yang nyata sehingga dengan menggunakan fungsi obyektif *flat voltage profile* akan diperoleh variasi tegangan seminimal mungkin.

Pada skenario 1 (aliran daya standar), PLTN membangkitkan daya reaktif paling besar karena untuk menutupi kekurangan pasokan Var dari PLTU dan PLTG. PLTU dan PLTG digunakan untuk memasok daya aktif secara maksimal sehingga kemampuan untuk memasok daya reaktif menjadi terbatas. PLTN sebagai *swing generator* bertugas untuk menutupi kekurangan tersebut. Pembangkitan daya reaktif yang jauh dari beban (lihat gambar 1) tersebut akan menyebabkan rugi-rugi daya dan variasi tegangan menjadi lebih besar. Penerapan fungsi obyektif *flat voltage profile* akan membuat daya reaktif dibangkitkan lebih dekat dengan beban. Hal tersebut ditunjukkan pada gambar 7. Penerapan *flat voltage profile* membuat daya reaktif PLTN turun, PLTU naik, dan PLTG naik. Ketika daya reaktif dibangkitkan lebih

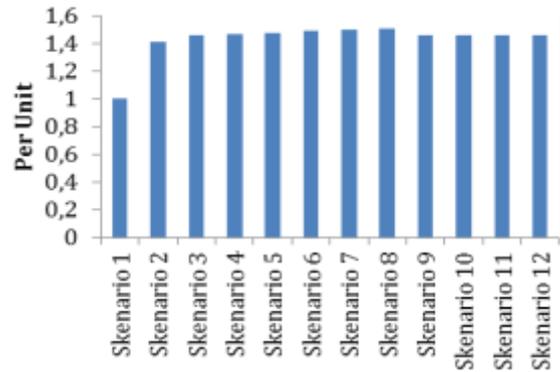
dekat dengan beban, maka daya reaktif total yang dibangkitkan menurun karena rugi-rugi daya yang semakin kecil. Oleh karena itu, secara umum variasi tegangan sistem menurun (profil tegangan membaik).

Perubahan pembangkitan daya reaktif tersebut akan menyebabkan beban reaktif bus 5 akan dipasang pembangkit terdekat (PLTN dan PLTU), beban reaktif bus 6 akan dipasang pembangkit terdekat (PLTN dan PLTG), dan beban reaktif bus 8 dipasang pembangkit terdekat (PLTU dan PLTG). Hal ini berbeda dengan skenario 1 yang tanpa optimasi. Pada skenario 1, PLTN akan menyuplai daya reaktif di semua bus beban karena ketidakmampuan PLTU dan PLTG untuk memenuhinya.



Gambar 8. Perbandingan Perbedaan Tegangan Tiap Skenario

Gambar 8 menunjukkan perbedaan tegangan maksimum dengan tegangan minimum di dalam sistem pada setiap skenario. Perbedaan paling kecil diperoleh pada skenario 2 saat pembobotan *flat voltage profile* 100% *fuel cost* 0% yaitu sebesar 2,85%. Ketika pembobotan *flat voltage profile* dikurangi dan *fuel cost* ditambah maka nilai perbedaan tegangan akan sedikit membesar dan kemudian stabil (skenario 3 sampai 12). Hal tersebut disebabkan karena sistem sudah berada dalam kondisi yang bagus sebelum adanya proses optimasi sehingga proses optimasi hanya menghasilkan selisih yang sedikit dan kurang terlihat.

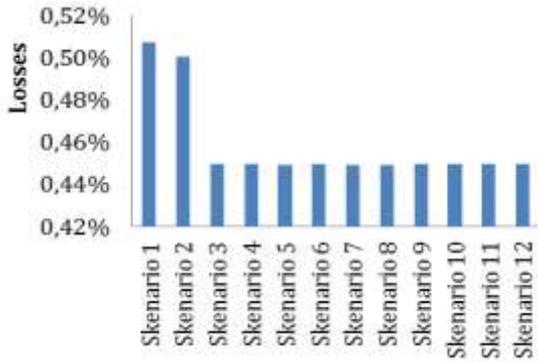


Gambar 9. Perbandingan Nilai Fungsi Obyektif Gabungan Tiap Skenario

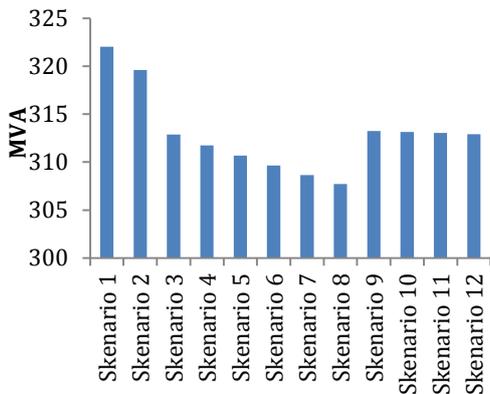
Berdasarkan Gambar 6 dan 8, dapat diketahui nilai pembobotan optimal untuk masing-masing fungsi obyektif. Fungsi obyektif *fuel cost* optimal pada skenario 8 dan *flat voltage profile* pada skenario 2. Untuk dapat memperoleh nilai optimal kedua fungsi obyektif tersebut maka dilakukan penggabungan fungsi obyektif dengan menggunakan persamaan 14-17. Penggabungan fungsi tersebut akan menghasilkan nilai fungsi obyektif gabungan seperti pada Gambar 9. Gambar 9 menunjukkan bahwa nilai optimal diperoleh pada skenario 8, yaitu pada pembobotan *fuel cost* 60% dan *flat voltage profile* 40%. Nilai optimal diperoleh saat nilai dari gabungan dua fungsi obyektif tersebut berada di nilai maksimalnya.

Kondisi optimal tersebut dapat ditunjukkan juga dengan nilai rugi-rugi daya di dalam sistem dan daya total yang dibangkitkan di dalam sistem dimana keduanya berada pada nilai paling kecil. Gambar 10 menunjukkan perbandingan rugi-rugi daya di dalam sistem. Rugi-rugi daya total paling kecil berada di skenario 8 sebesar 0,45% (1,382 MW).

Gambar 11 menunjukkan daya total yang dibangkitkan di dalam sistem. Total daya pembangkitan terkecil berada di skenario 8 sebesar 307,7 MVA. Berdasarkan Gambar 10 dan 11 dapat dibuktikan bahwa skenario 8 merupakan skenario paling optimal untuk optimasi *flat voltage profile* dan *fuel cost*.



Gambar 10. Perbandingan Rugi-Rugi Daya Total Tiap Skenario



Gambar 11. Perbandingan Total Daya Pembangkitan Tiap Skenario

Hasil penelitian ini dapat digunakan secara langsung untuk rencana pengoperasian pembangkit dan penjadwalan pembangkit pada saat beban puncak pada sistem yang digunakan dalam penelitian ini. Dengan menggunakan hasil pada skenario 8, operator pembangkit pada tiap pembangkit dapat menentukan jumlah daya aktif dan reaktif yang dibangkitkan sehingga pembangkitan menjadi lebih ekonomis dan kualitas tegangan tetap terjaga. Metode penelitian ini dapat digunakan untuk sistem lain yang lebih besar, misalnya sistem Jamali, sehingga diperoleh rencana pengoperasian dan penjadwalan pembangkit yang lebih baik.

5. KESIMPULAN

OPF dengan fungsi obyektif *fuel cost* dan *flat voltage profile* akan dicapai pada faktor pembebanan 60% untuk *fuel cost* dan 40% untuk *flat voltage profile*. Biaya

pembangkitan pada kondisi optimal tersebut sebesar 7266 \$/hour dan selisih tegangan maksimum dengan minimumnya sebesar 2,85%. Pada sistem ini PLTU membangkitkan daya sebesar 133,2 MW + 22,1 MVar dan PLTG sebesar 80,7 MW + 13,8 MVar. Sedangkan PLTN membangkitkan daya sebesar 89,9 MW + 12,9 MVar dan akan ekonomis jika membangkitkan daya kurang dari 90 MW.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Pradipta Hafiza yang membantu pengumpulan data dan BATAN yang memberikan beasiswa kepada penulis.

DAFTAR ACUAN

- [1]. R.F.S. Budi, dan Suparman. "Analisis Kualitas Pelayanan Sistem Kelistrikan Bangka Belitung Opsi Nuklir". *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*, Vol. 14 No. 1, Juni 2011, Hal. 11-22.
- [2]. A.A. Agane, and S.K. Patil. "Effectiveness of Power Flow by Shunt Compensation on Power Transmission". *International Journal of Engineering and Computer Science*, Vol. 3, Issue 6, June 2014, pp. 6756-6759.
- [3]. R.F.S. Budi, dan Suparman. "Studi Perencanaan Pengembangan Pembangkit Wilayah Bangka Belitung dengan Opsi Nuklir". *Prosiding Seminar Nasional Pengembangan Energi Nuklir IV*, 2012. Hal. 267-277.
- [4]. N. Sahu. "Voltage Profile Improvement and Loss Minimization with Voltage Regulator using Particle Swarm Optimization". *International Journal of Electrical and Electronics Research*, Vol. 2, Issue 4, 2014, pp. 84-95.
- [5]. G.V. Narayana, *et al.* "Transmission Congestion and Voltage Profile Management in Long Transmission Lines using UPFC with Fuzzy Logic Controller". *International Research Journal of Engineering and Technology*, Vol. 02, Issue 08, November 2015, pp. 726-731.
- [6]. A. Umar, *et al.* "Generation Fuel Cost Minimization of Power Grid using Primal Dual Interior Point OPF Method". *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, Vol. 3, Issue 4, April 2014, pp. 11014-11024.
- [7]. B. Mahdad, *et al.* "Optimal Power Flow with Discontinuous Fuel Cost Functions using Decomposed GA Coordinated with Shunt FACTS". *Journal of Electrical Engineering and Technology*, Vol.4, No.4, 2009, pp. 457-466.
- [8]. D. Ben Attous, and Y. Labbi. "Particle Swarm Optimization based Optimal Power Flow for Units with Non-Smooth Fuel Cost Functions".

- International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO)*, 2009, pp. 1-377 - 1-381.
- [9]. K. S. Kim, *et al.* "Security Constrained Economic Dispatch using Interior Point Method". *International Conference on Power System Technology*, 2006, pp. 1-6.
- [10]. H. Mohamad, *et al.* "Development of GUI Power System Load Flow Analysis Tool based on Newton Raphson Method". *2015 IEEE 7th International Conference on Engineering Education (ICEED)*, 2015, pp. 29-34.
- [11]. R.T. Bhimarasetti, and A. Kumar. "A New Contribution to Distribution Load Flow Analysis for Radial and Mesh Distribution Systems". *2014 Sixth International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks*, 2014, pp. 1229-1236.
- [12]. J. D. Weber. "Implementation of A Newton-Based Optimal Power Flow into A Power System Simulation Environment". *Thesis University of Illinois at Urbana-Champaign*, 1997.
- [13]. H. Glavitsch and R. Bacher. "Optimal Power Flow Algorithms". Swiss Federal Institute of Tehcnology, Switzerland.
- [14]. S. Tan, *et al.* "Multi-objective Optimal Power Flow Model for Power System Operation Dispatching". *2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2013, pp. 1-6.
- [15]. A.C.Z. De Souza, *et al.* "Reactive Power Redispatch for Loss Reduction using A Modified Power Flow Jacobian". *IET Generation, Transmission and Distribution*, Vol. 6, Issue 7, 2012, pp. 657-664.
- [16]. B. Bhattacharya, *et al.* "Real and Reactive Power Optimization using Hybrid Cultural Algorithm". *2014 International Conference on Control, Instrumentation, Energy and Communication*, 2014, pp. 441-445.
- [17]. R.F.S. Budi, *et al.* "Studi Perbaikan Mutu Tegangan Saluran 20 kV GI Semanu dengan Pemasangan Kapasitor Daya menggunakan Metode Algoritma Genetik". *Skripsi Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik UGM*, 2009.
- [18]. R.F.S. Budi, dan E. Liun. "Aplikasi Algoritma Genetik untuk Perbaikan Tegangan Saluran 20 kV di sekitar Wilayah PLTN". *Lokakarya Komputasi dalam Sains dan Teknologi Nuklir*, 2012, Hal. 353-366.
- [19]. K. Koh, *et al.* "An Interior-Point Method for Large-Scale l1-Regularized Logistic Regression". *Journal of Machine Learning Research* 8, 2007, pp. 1519-1555.
- [20]. S. J. Kim, *et al.* "An Interior-Point Method for Large-Scale l1-Regularized Least Squares". *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, Vol. 1, No.4, December 2007, pp. 606-617.
- [21]. A. K. Khamees, *et al.* "Optimal Power Flow Methods: A Comprehensive Survey". *International Electrical Engineering Journal (IEEJ)*, Vol. 7, No. 4, 2016, pp. 2228-2239.
- [22]. S. Granville. "Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 9, No. 1, Feb. 1994, pp. 136-146.
- [23]. G.L. Torres. "An Interior-point Method for Nonlinear Optimal Power Flow using Voltage Rectangular Coordinates" *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 13, Nov. 1998, pp. 1211 - 1218.
- [24]. E.D. Castronuovo, *et al.* "New Versions Of Interior Point Methods Applied To The Optimal Power Flow Problem". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 16, 2001, pp. 3.
- [25]. W. Hua. "An Interior Point Nonlinear Programming for Optimal Power Flow Problems with A Novel Data Structure". *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 13, 1998, pp. 870 - 877.
- [26]. N. Guzel. "A Proposal to the Solution of Multiobjective Linear Fractional Programming Problem". *Abstrack and Applied Analysis*, 2013, pp. 1-4.
- [27]. F. Chen, *et al.* "A Linearization and Parameterization Approach to Tri-objective Linear Programming Problems for Power Generation Expansions Planning". *Energy* 87, 2015, pp. 240-250.
- [28]. S. Sayah and A. Hamouda. "Novel Application of Differential Evolution Algorithm for Estimating Fuel Cost Function of Thermal Generating Units". *2015 Third World Conference on Complex Systems (WCCS)*, Nov. 2015, pp 1-6.