

Alokasi Ekonomis untuk Sistem Penyimpan Energi dengan Mempertimbangkan Distribusi Tenaga Angin

Vicky Pria Permata, Rony Seto Wibowo, dan Vita Lystianingrum Budiharto Putri
Departemen Teknik Elektro, Fakultas Teknologi Elektro, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: vita@ee.its.ac.id

Abstrak—Sistem penyimpanan energi telah banyak digunakan, seiring meningkatnya penggunaan pembangkit listrik energi terbarukan. Salah satu kelebihan dari sistem penyimpanan energi adalah dapat meminimalkan biaya operasi sistem dan memperbaiki profil tegangan. Namun, pemasangan penyimpanan energi dengan lokasi dan ukuran yang kurang sesuai akan menyebabkan biaya operasi sistem yang kurang optimal dan mengancam stabilitas tegangan, khususnya pada sistem yang memiliki pembangkit listrik tenaga angin. Karena sifat angin yang tidak pasti, sehingga menyebabkan daya yang disalurkan pembangkit listrik tenaga angin ke sistem berubah-ubah. Algoritma *Hybrid Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (HMOPSO) digunakan untuk mencari lokasi dan ukuran penyimpanan energi yang optimal dalam pertimbangan ketidakpastian distribusi tenaga angin. Algoritma HMOPSO mengombinasikan algoritma *Multi-Objective Particle Swarm Optimization* (MOPSO) dengan teknik aliran daya Newton-Raphson dan *five-point estimation method* (SPEM). Metode SPEM digunakan untuk mendiskritisasi distribusi tenaga angin. Selanjutnya, dilakukan analisis probabilitas biaya. Sistem IEEE 30-bus digunakan untuk melakukan beberapa studi kasus. Hasil simulasi dari setiap studi kasus menunjukkan perlunya alokasi sistem penyimpanan energi secara optimal dan memperlihatkan keefektifan metode yang dilakukan.

Kata Kunci—Analisis Probabilitas Biaya, *Five-Point Estimation Method*, *Multi-Objective Particle Swarm Optimization*, Sistem Penyimpanan Energi.

I. PENDAHULUAN

PEMBANGKIT tenaga angin mulai marak digunakan sebagai sumber energi alternatif di banyak bagian dunia [1]. Berdasarkan laporan dari *American Wind Energy Association* (AWEA), Amerika Serikat telah memasang pembangkit tenaga angin sebesar 40 GW pada tahun 2010 [2].

Pembangkit tenaga angin memiliki banyak manfaat dalam keterjaminan energi dibanding pembangkit tenaga diesel, gas alam, atau batubara. Namun, terdapat permasalahan kestabilan sistem yang disebabkan oleh sifat ketidak-pastian angin. Ketidak-pastian ini menyebabkan profil angin berubah setiap waktu, sehingga daya yang disalurkan ke *grid* berbeda setiap waktu [3].

Integrasi sistem penyimpanan energi pada *grid* merupakan salah satu solusi terbaik untuk menjamin stabilitas dan kualitas daya suatu sistem tenaga. Penentuan lokasi dan ukuran yang optimal dari penyimpanan energi pada sistem tenaga dapat mengurangi biaya operasi sistem tenaga dan memperbaiki profil tegangan [4]. Namun, lokasi dan ukuran penyimpanan

energi yang kurang sesuai akan menyebabkan biaya operasi sistem yang kurang optimal dan mengancam stabilitas tegangan, khususnya pada penggunaan energi terbarukan [5].

Alokasi ekonomis sistem penyimpanan energi adalah suatu metode untuk mencari lokasi dan ukuran penyimpanan energi yang optimal agar dapat meminimalkan biaya operasi sistem dan memperbaiki profil tegangan namun dengan tetap memperhatikan batasan teknis yang ada. Dengan meningkatnya penggunaan pembangkit tenaga angin, maka dalam menentukan lokasi dan ukuran penyimpanan energi harus memperhatikan distribusi tenaga angin.

II. ALOKASI EKONOMIS SISTEM PENYIMPAN ENERGI DENGAN MEMPERHATIKAN DISTRIBUSI TENAGA ANGIN

A. Alokasi Ekonomis Untuk Sistem Penyimpanan Energi dengan Memperhatikan Distribusi Tenaga Angin

Alokasi ekonomis bertujuan untuk mencari lokasi dan ukuran penyimpanan energi yang optimal untuk meminimalkan biaya operasi sistem dan memperbaiki profil tegangan namun dengan tetap memperhatikan batasan-batasan seperti tegangan bus, daya aktif dan daya reaktif [5]. Alokasi sistem penyimpanan energi dilakukan pada sistem yang memiliki pembangkit tenaga angin. Daya keluaran dari pembangkit tenaga angin bergantung pada kecepatan angin. Sehingga, dalam melakukan alokasi sistem penyimpanan energi, skenario-skenario distribusi tenaga angin harus diperhitungkan. Fungsi objektif dari alokasi ekonomis sistem penyimpanan energi ini adalah:

$$f_{ob1} = \sum_{k=1}^5 p_k \cdot C_k \quad (1)$$

$$f_{ob2} = \sum_{k=1}^5 \sum_{s=1}^h \left(\frac{V_{s_k} - V_{s_k}^{exp}}{\Delta V_{s_k}^{max}} \right)^2 \quad (2)$$

Dengan persamaan biaya operasi sebagai berikut:

$$C_k = \sum_{r=1}^m C(P_{Gr}) + C_w + C_s \\ = \sum_{r=1}^m (a_r + b_r \cdot P_{Gr} + c_r \cdot P_{Gr}^2) + c^{ow} \cdot P_w + c^{os} \cdot P_s \quad (3)$$

p_k : probabilitas biaya operasi sistem pada skenario ke-k

C_k : total biaya operasi sistem pada skenario ke-k (\$/h)

h : total simpul bus

$V_{s_k}^{exp}$: tegangan yang diinginkan pada skenario ke-k

$\Delta V_{s_k}^{max}$: selisih tegangan maksimum pada skenario ke-k

m : total generator

- $C(P_{Gr})$: biaya operasi generator ke-r (\$/h)
- C_w : biaya operasi pembangkit tenaga angin (\$/h)
- C_s : biaya operasi sistem penyimpanan energi (\$/h)
- a_r, b_r, c_r : koefisien *fuel cost* generator ke-r
- c^{ow} : koefisien biaya operasi pembangkit listrik tenaga angin (\$/MWh)
- P_w : daya keluaran pembangkit tenaga angin (MW)
- c^{os} : koefisien biaya operasi sistem penyimpanan energi (\$/MWh)
- P_s : kapasitas sistem penyimpanan energi yang terpasang (MW)

(1) *Equality constraint*

$$P_i - V_i \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) = 0 \tag{4}$$

(2) *Inequality constraint*

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \tag{5}$$

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \tag{6}$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \tag{7}$$

- V_i : tegangan pada bus i
- P_{Gi} : daya aktif yang dibangkitkan generator i
- Q_{Gi} : daya reaktif yang dibangkitkan generator i

B. Diskritisasi Distribusi Tenaga Angin

Berbeda dengan analisis penempatan konvensional yang dilakukan pada beban besar tanpa tenaga angin, pada penelitian [6] bertujuan untuk menentukan alokasi optimal sistem penyimpanan energi dengan memperhatikan distribusi tenaga angin. Penelitian tersebut menggunakan metode *five-point estimation method* (SPEM).

Dari penelitian sebelumnya [3] telah dijelaskan bahwa, dengan menggunakan *power curve* dari turbin angin, distribusi tenaga angin dapat diubah menjadi persamaan linier seperti berikut:

$$P_w = \begin{cases} 0, & \text{if } V \leq V_{ci} \text{ or } V > V_{co} \\ \alpha + \beta V, & \text{if } V_{ci} \leq V \leq V_{no} \\ Z, & \text{if } V_{no} \leq V \leq V_{co} \end{cases} \tag{8}$$

- V : kecepatan angin
- Z : daya maksimum dari turbin angin
- α & β : koefisien linier
- V_{ci} : kecepatan *cut-in* angin
- V_{co} : kecepatan *cut-out* angin
- V_{no} : kecepatan normal angin

Distribusi Weibull telah banyak digunakan untuk menyajikan distribusi probabilitas kecepatan angin, yang didefinisikan sebagai berikut:

$$f(x | \lambda, k) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k} \tag{9}$$

- k : parameter bentuk
- x : parameter skala

Tujuan utama diskritisasi ini adalah mendiskritisasi distribusi tenaga angin yang bersifat kontinu menjadi lima poin diskrit distribusi tenaga angin, dengan probabilitas pada masing-masing poin. Untuk langkah awal, dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$P_1 = \text{prob}(P_w = 0) = \text{prob}(V \leq V_{ci}) + \text{prob}(V > V_{co}) \tag{10}$$

$$P_5 = \text{prob}(P_w = Z) = \text{prob}(V_{no} \leq V \leq V_{co}) \tag{11}$$

Kemudian untuk kecepatan angin sebesar $V_{ci} \leq V \leq V_{no}$, fungsi kepadatan probabilitasnya dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$f_{P_w}(y | \lambda, k) = \frac{1}{1 - P_1 - P_5} f\left(\frac{y - \alpha}{\beta} | \lambda, k\right) \tag{12}$$

diketahui bahwa,

$$\int_0^Z f_{P_w}(y | \lambda, k) dy = 1 \tag{13}$$

$$\mu_{P_w} = \int_0^Z y f_{P_w}(y | \lambda, k) dy \tag{14}$$

$$\sigma_{P_w}^2 = \int_0^Z (y - \mu_{P_w})^2 f_{P_w}(y | \lambda, k) dy \tag{15}$$

$$\lambda_j = \int_0^Z \left(\frac{y - \mu_{P_w}}{\sigma_{P_w}} \right)^j f_{P_w}(y | \lambda, k) dy \tag{16}$$

μ_Y : rata-rata dari P_{W} ;

σ_Y : standar deviasi dari P_{W} ;

λ_j : momen sentral ke j dari P_{W} .

Diasumsikan $d=(y-\mu_Y/\sigma_Y)$ merupakan nilai standar dari P_{W} . Persamaan momen yang diketahui adalah

$$\sum_{i=2}^4 p_i d_i = \lambda_j \tag{17}$$

dimana, p_i merupakan probabilitas yang sesuai dengan d_i . Dengan menyelesaikan persamaan (17), maka didapatkan:

$$\begin{cases} d_2 = \frac{\lambda_3}{2} - \sqrt{\lambda_4 - \frac{3\lambda_3^2}{4}} \\ d_3 = 0 \\ d_4 = \frac{\lambda_3}{2} + \sqrt{\lambda_4 - \frac{3\lambda_3^2}{4}} \\ \begin{cases} p_2 = \frac{-1}{d_2(d_4-d_2)} \\ p_3 = 1 - p_2 - p_4 \\ p_4 = \frac{1}{d_4(d_4-d_2)} \end{cases} \end{cases} \tag{18}$$

Dengan menentukan nilai d_2, d_3, d_4, p_2, p_3 dan p_4 , maka diperoleh probabilitas dari ketiga skenario lainnya beserta besar daya yang dihasilkan turbin angin seperti berikut:

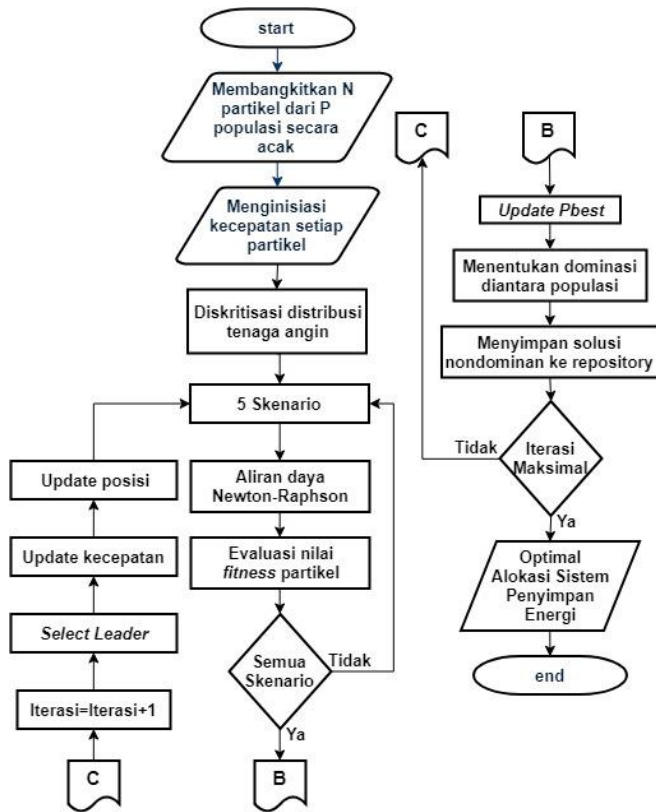
$$\begin{cases} P_{W2} = \mu_{P_w} + \sigma_{P_w} \mu_{P_w} d_2 \text{ dan } P_2 = p_2(1 - P_1 - P_5) \\ P_{W3} = \mu_{P_w} \text{ dan } P_3 = p_3(1 - P_1 - P_5) \\ P_{W4} = \mu_{P_w} + \sigma_{P_w} \mu_{P_w} d_4 \text{ dan } P_4 = p_4(1 - P_1 - P_5) \end{cases} \tag{20}$$

III. PENERAPAN HMOPSO UNTUK ALOKASI EKONOMIS SISTEM PENYIMPAN ENERGI DENGAN MEMPERTIMBANGKAN DISTRIBUSI TENAGA ANGIN

A. Hybrid Multi Objective Particle Swarm Optimization

Flowchart dari metode HMOPSO ini dapat dilihat pada gambar 1. HMOPSO mengintegrasikan beberapa metode,

antara lain: 1) MOPSO, yang mencari posisi dan kecepatan setiap partikel untuk menentukan lokasi dan ukuran terbaik dari sistem penyimpan energi dan daya yang dibangkitkan oleh generator; 2) 5PEM, yang mendiskritisasi distribusi tenaga angin menjadi 5 skenario untuk studi kasus; 3) aliran daya Newton-Raphson, yang menyelesaikan persamaan-persamaan aliran daya dengan memperhitungkan 5 poin diskrit distribusi tenaga angin. Setelah didapat solusi *nondominated* maka cara menentukan solusi akhir adalah dengan *fuzzy linear* [7].



Gambar 1. Flowchart Metode HMOPSO

B. Penerapan HMOPSO Untuk Alokasi Ekonomis Sistem Penyimpan Energi dengan Mempertimbangkan Distribusi Tenaga Angin

(1) Inisialisasi Awal

Dalam memulai HMOPSO kita harus menginisialisasi beberapa parameter, yaitu:

- Jumlah Populasi = 50
- Jumlah Variabel = 29
- Jumlah Repository = 100
- Bobot Inersia = 0.4
- Koefisien Kognitif = 1
- Koefisien Sosial = 1
- Koefisien Mutasi = 0.5
- Koefisien Inflasi = 0.2
- Ukuran dimensi grid = 30
- Koefisien Leader Selection = 2
- Koefisien Deletion Selection = 5
- Iterasi Maksimal = 200

Populasi terdiri dari sekumpulan variabel. Variabel adalah parameter yang akan dioptimasi, pada tugas akhir ini variabel

yang akan dioptimasi adalah 5 *output* generator dan 24 kapasitas sistem penyimpan energi pada *load bus*, sehingga total variabel adalah 29 variabel. Variabel tersebut dibatasi oleh batas variabel maksimal serta batas variabel minimal.

- (2) Inisiasi posisi dan kecepatan populasi.
- (3) *Run loadflow* dan evaluasi nilai *fitness* dari posisi populasi.
- (4) *Update personal best* populasi.
- (5) Menentukan dominasi di antara populasi.
- (6) Simpan populasi yang tidak didominasi (*non dominated*) ke dalam repository (*rep*), solusi baru yang dihasilkan ditambahkan ke repository dan solusi yang dikuasai dihapus dari repository.
- (7) Mencari *leader* dari repository.
- (8) *Update* kecepatan setiap populasi dengan persamaan:

$$pop.velocity = W \times pop.velocity \dots + C1 \times rand \times (Pbest - pop) \dots + C2 \times rand \times (Leader - pop)$$
 (21)
- (9) *Update* posisi populasi dengan persamaan:

$$pop.posisi = pop.posisi + pop.velocity$$
 (22)
- (10) Memeriksa posisi populasi yang baru dengan batasan posisi yang telah ditentukan.
- (11) *Run load flow* dan evaluasi nilai *fitness* dari posisi populasi yang baru.
- (12) Melakukan proses mutasi.
- (13) Menentukan dominasi diantara populasi dan *update Pbest*.
- (14) Menambahkan solusi *non-dominated* yang baru dari populasi ke dalam repository.
- (15) Memeriksa ukuran repository, jika repository melebihi batasan maka harus mengeluarkan member *extra*.
- (16) Jika jumlah iterasi sudah mencapai iterasi maksimum yang ditentukan, maka HMOPSO berhenti.
- (17) Semua member repository yang tersisa akan diambil untuk menentukan solusi akhir dengan menggunakan metode *fuzzy linear*.

C. Data Masukan

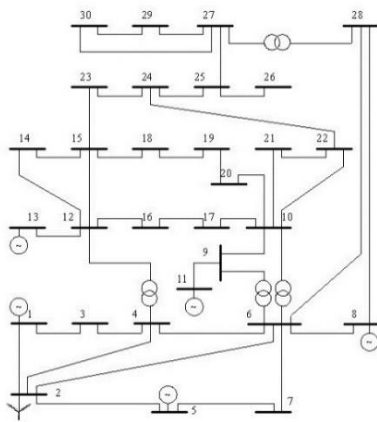
(1) Data Sistem Kelistrikan

Pada tugas akhir ini digunakan sistem kelistrikan IEEE 30 bus yang telah dimodifikasi. Sistem ini terdiri dari 5 buah generator dan 24 beban, dimana bus 1 merupakan *slack bus*, bus 5, 8, 11, 13 merupakan *generator bus* dan yang lainnya merupakan *load bus*. Pembangkit tenaga angin ditambahkan pada bus 2 dengan *rating* sebesar 113 MW. Untuk data generator pada sistem IEEE 30-bus dapat dilihat pada tabel 1.

Tabel 1. Data Generator Sistem IEEE 30-bus

Unit	Pmin (MW)	Pmax (MW)	Qmin (MVar)	Qmax (MVar)	a	b	c
1	50	200	-	-	0	20	0.038432
5	15	50	-15	62.5	0	40	0.01
8	10	35	-15	50	0	40	0.01
11	10	30	-10	40	0	40	0.01
13	12	40	-15	45	0	40	0.01

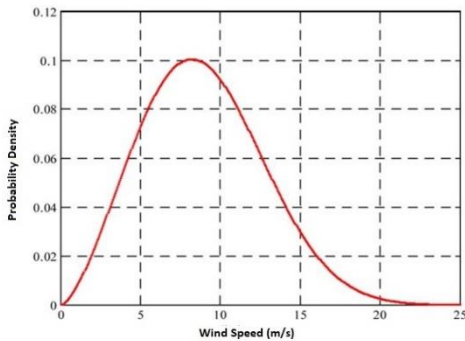
Sistem IEEE 30-bus yang telah dimodifikasi dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Sistem IEEE 30-bus yang telah dimodifikasi.

(2) Data dan Parameter Distribusi Angin

Data dan parameter distribusi angin yang digunakan adalah data kecepatan angin di kota Madison, Wisconsin, USA. Data tersebut dapat dilihat pada tabel 2, tabel 3. Fungsi distribusi Weibull dari kota Madison dapat dilihat pada Gambar 3.



Gambar 3. Fungsi Kepadatan Probabilitas dari Data Kecepatan Angin di Kota Madison [5].

Tabel 2.
Data Distribusi Angin Kota Madison

Vcut-in	Vcut-out	Vrated
3.5	40	13.5

Tabel 3.
Parameter Distribusi Angin Kota Madison

k	λ	α	β
2.5034	10.0434	-39.55	11.3

(3) 5 Poin Diskrit Distribusi Tenaga Angin

Dengan menggunakan parameter distribusi angin pada tabel 3, distribusi angin yang kontinyu di kota Madison dapat didiskritisasikan menjadi 5 poin diskrit dari distribusi tenaga angin tersebut menggunakan metode 5PEM. 5 poin diskrit tersebut dapat dilihat pada tabel 4. 5 poin diskrit tersebut kemudian akan digunakan sebagai 5 skenario pada studi kasus.

Tabel 4.
5 Poin Diskrit Distribusi Tenaga Angin Kota Madison

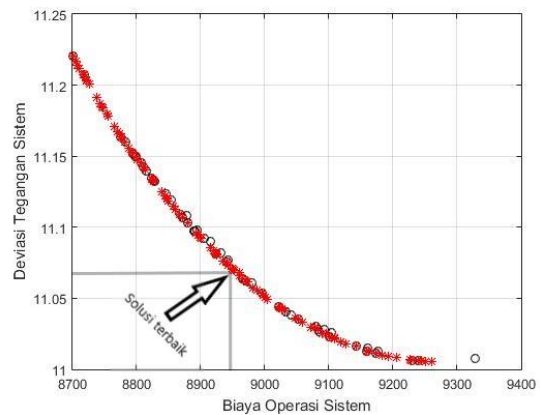
Poin (MW)	0	14.54	55.79	98.12	113
Probabilitas (%)	6.89	20.44	40.48	19.92	12.27

(4) Data Koefisien Biaya Operasi Sistem Penyimpan Energi dan Pembangkit Tenaga Angin

Berdasarkan *Lawrance Berkeley National Laboratory* [8] dan laporan dari *US Department of Energy* [9], biaya operasi dan perawatan dari pembangkit tenaga angin disepakati sebesar 30\$/MWh. Berdasarkan *Sandia National Laboratory* [10], biaya operasi dan perawatan sistem penyimpanan energi sebesar 40\$/MWh.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Diperoleh grafik yang menunjukkan solusi *nondominated* pada gambar 4. Setelah diperoleh solusi *nondominated*, maka langkah selanjutnya adalah menggunakan metode *fuzzy linear* untuk menentukan solusi terbaik dari *nondominated* tersebut. Diperoleh alokasi terbaik sistem penyimpanan energi pada tabel 5.



Gambar 4. Hasil Alokasi Sistem Penyimpan Energi dengan metode HMOPSO

Tabel 5.
Hasil Alokasi Sistem Penyimpan Energi dengan HMOPSO

Lokasi Sistem Penyimpan Energi (bus)	Ukuran Sistem Penyimpan Energi (MW)	Total Kapasitas Sistem Penyimpan Energi (MW)
26	3.5	11
30	7.5	

Efek atau pengaruh dari integrasi pembangkit tenaga angin dan sistem penyimpanan energi akan dipelajari dan dibandingkan dalam 3 studi kasus yang berbeda, untuk menunjukkan keefektifan metode HMOPSO.

(1) Studi Kasus 1

Pada studi kasus pertama, dilakukan analisis probabilistik pada sistem yang tidak dilakukan integrasi sistem penyimpanan energi. Dapat dilihat pada tabel 6 bahwa biaya operasi sistem berkurang seiring meningkatnya daya pembangkit tenaga angin. Biaya operasi sistem terus berkurang dari 9532.5 \$/h sampai 8750.4 \$/h seiring dengan meningkatnya daya pembangkit tenaga angin dari 0 sampai 113 MW. Namun deviasi tegangan masih sangat besar. Dapat dilihat ketika daya pembangkit tenaga angin bernilai 55.79, tegangan pada bus 11 dan 13 adalah 1.082 dan 1.071, sedangkan tegangan pada bus 30 sangat rendah, yaitu 0.967.

(2) Studi Kasus 2

Pada studi kasus kedua, diimplementasikan analisis *optimal load flow* untuk menentukan alokasi terbaik sistem penyimpan

Tabel 6.
Profil Tegangan Studi Kasus 1

Case 1					
Wind Power	0 MW	14.54 MW	55.79 MW	98.12 MW	113 MW
Probability	6.89 %	20.44 %	40.48 %	19.92 %	12.27 %
Bus	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)
1	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
2	1.013	1.010	1.010	1.030	1.030
3	1.009	1.004	1.001	1.008	1.008
4	1.003	0.997	0.994	1.001	1.001
5	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
6	1.004	0.998	0.996	1.000	1.000
7	0.999	0.995	0.994	0.996	0.996
8	1.010	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.036	1.033	1.031	1.034	1.034
10	1.019	1.015	1.013	1.016	1.016
11	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082
12	1.048	1.044	1.044	1.046	1.046
13	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
14	1.030	1.027	1.026	1.029	1.029
15	1.023	1.020	1.019	1.021	1.021
16	1.028	1.024	1.023	1.025	1.025
17	1.016	1.013	1.011	1.013	1.014
18	1.009	1.006	1.004	1.007	1.007
19	1.004	1.000	0.999	1.001	1.002
20	1.007	1.003	1.001	1.004	1.004
21	1.006	1.002	1.000	1.003	1.003
22	1.007	1.003	1.000	1.003	1.003
23	1.007	1.003	1.002	1.005	1.005
24	0.994	0.990	0.988	0.992	0.992
25	0.996	0.990	0.990	0.993	0.993
26	0.978	0.972	0.971	0.975	0.975
27	1.006	1.000	0.999	1.003	1.003
28	1.001	0.994	0.992	0.996	0.996
29	0.986	0.979	0.979	0.982	0.983
30	0.974	0.968	0.967	0.971	0.971
Operation cost (\$/h)	9532.5	9386.8	9005.6	8776.9	8750.4
Deviasi tegangan	2.3996	2.3295	2.3109	2.4087	2.4082
Perkiraan biaya operasi	9042.95 \$/h				

Tabel 7.
Profil Tegangan Studi Kasus 2

Case 2					
Wind Power	0 MW	14.54 MW	55.79 MW	98.12 MW	113 MW
Probability	6.89 %	20.44 %	40.48 %	19.92 %	12.27 %
Bus	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)
1	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
2	1.013	1.010	1.010	1.030	1.030
3	1.010	1.004	1.004	1.011	1.011
4	1.003	0.998	0.997	1.004	1.004
5	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
6	1.006	0.999	0.998	1.002	1.002
7	1.000	0.995	0.995	0.998	0.998
8	1.010	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.037	1.033	1.033	1.035	1.035
10	1.020	1.015	1.014	1.017	1.017
11	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082
12	1.047	1.045	1.045	1.047	1.047
13	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
14	1.030	1.027	1.027	1.030	1.030
15	1.024	1.020	1.020	1.023	1.023
16	1.028	1.025	1.024	1.027	1.027
17	1.017	1.013	1.012	1.015	1.015
18	1.010	1.006	1.006	1.008	1.008
19	1.005	1.001	1.000	1.003	1.003
20	1.008	1.003	1.003	1.006	1.006
21	1.007	1.002	1.002	1.005	1.005
22	1.008	1.003	1.002	1.005	1.005
23	1.009	1.005	1.005	1.007	1.007
24	0.998	0.993	0.992	0.995	0.995
25	1.004	0.999	0.999	1.002	1.002
26	0.986	0.981	0.981	0.984	0.984
27	1.017	1.011	1.011	1.014	1.014
28	1.006	0.998	0.998	1.001	1.001
29	1.015	1.009	1.009	1.012	1.013
30	0.996	0.990	0.990	0.993	0.993
Operation cost (\$/h)	9479.1	9315.5	8942.5	8781.0	8774.4
Deviasi tegangan	2.3571	2.1674	2.1588	2.3499	2.3524
Alokasi penyimpanan energi	Bus 4/1.5 MW, Bus 17/1.5, Bus 28/14 MW dan Bus 29/11.5 MW				
Total kapasitas penyimpanan energi	28.5 MW				
Perkiraan biaya operasi	9002.92 \$/h				

energi pada kondisi terburuk, yaitu dengan asumsi daya keluaran pembangkit tenaga angin bernilai nol. Telah diperoleh alokasi sistem penyimpanan energi terbaik, yaitu bus 4, 17, 28 dan 29 dengan kapasitas sistem penyimpanan energi pada masing masing bus sebesar 1.5, 1.5, 14 dan 11.5 MW. Kemudian sistem dioperasikan pada 5 skenario berbeda. Dan hasilnya dapat dilihat pada tabel 7. Jika dibandingkan dengan hasil studi kasus 1, biaya operasi sistem berkurang secara signifikan. Deviasi tegangan yang diperoleh juga terlihat lebih baik dibandingkan hasil dari studi kasus 1.

(3) Studi Kasus 3

Pada studi kasus ketiga, digunakan metode HMOPSO untuk menentukan alokasi sistem penyimpanan energi pada sistem yang mempertimbangkan distribusi tenaga angin. Dalam metode HMOPSO, setiap load bus akan diinisialisasikan sistem penyimpanan energi dengan kapasitas acak, kemudian kapasitas sistem penyimpanan energi pada setiap bus akan diperbarui terus menerus, sampai diperoleh alokasi terbaik. Jika terdapat kapasitas sistem penyimpanan energi yang bernilai nol pada suatu bus, maka hal tersebut menandakan bahwa pada bus

tersebut tidak diperlukan instalasi sistem penyimpanan energi. Dapat dilihat dari hasil studi kasus 3 pada tabel 8, bahwa biaya operasi sistem jauh lebih murah dibandingkan biaya operasi sistem pada studi kasus 2. Deviasi tegangan yang diperoleh juga lebih baik dibandingkan hasil studi kasus 2. Dengan hasil yang diperoleh jika sistem dioperasikan selama satu tahun, maka biaya operasi akan lebih hemat sebesar 496800 \$/tahun.

(4) Perbandingan hasil

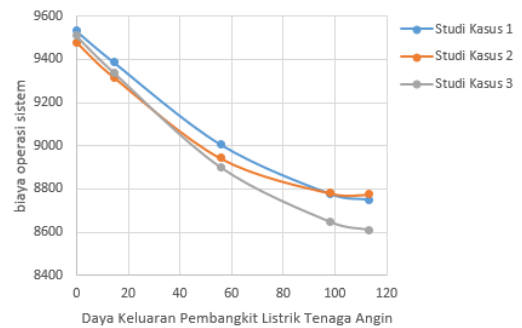
Perbandingan biaya operasi sistem dari ketiga studi kasus tersebut dapat dilihat pada gambar 5. Sedangkan perbandingan deviasi tegangan sistem dari ketiga studi kasus tersebut dapat dilihat pada gambar 6. Diantara studi kasus 1, studi kasus 2 dan studi kasus 3, hasil yang diperoleh dari studi kasus 3 adalah yang terbaik. Dengan biaya operasi sistem yang paling murah. Dan deviasi tegangan yang paling rendah.

Tabel 8.
Profil Tegangan Studi Kasus 3

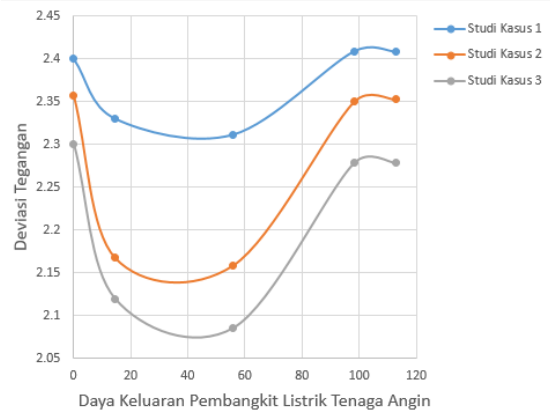
Case 3					
Wind Power	0 MW	14.54 MW	55.79 MW	98.12 MW	113 MW
Probability	6.89 %	20.44 %	40.48 %	19.92 %	12.27 %
Bus	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)	Voltage (pu)
1	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060
2	1.013	1.010	1.010	1.030	1.030
3	1.009	1.004	1.003	1.009	1.009
4	1.003	0.997	0.996	1.003	1.003
5	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
6	1.005	0.998	0.997	1.001	1.001
7	0.999	0.995	0.994	0.997	0.997
8	1.010	1.000	1.000	1.000	1.000
9	1.037	1.033	1.032	1.035	1.035
10	1.019	1.015	1.013	1.016	1.016
11	1.082	1.082	1.082	1.082	1.082
12	1.047	1.044	1.044	1.047	1.047
13	1.071	1.071	1.071	1.071	1.071
14	1.030	1.027	1.026	1.029	1.029
15	1.024	1.020	1.020	1.022	1.022
16	1.028	1.025	1.023	1.026	1.026
17	1.017	1.013	1.011	1.014	1.014
18	1.010	1.006	1.005	1.008	1.008
19	1.005	1.001	0.999	1.002	1.002
20	1.008	1.004	1.002	1.005	1.005
21	1.007	1.003	1.001	1.004	1.004
22	1.008	1.003	1.002	1.005	1.005
23	1.009	1.005	1.004	1.007	1.007
24	0.998	0.993	0.992	0.995	0.995
25	1.005	1.000	0.999	1.003	1.003
26	0.997	0.991	0.991	0.994	0.994
27	1.015	1.009	1.008	1.012	1.012
28	1.004	0.996	0.995	0.998	0.998
29	1.002	0.996	0.996	0.999	0.999
30	0.998	0.992	0.992	0.995	0.995
Operation cost (\$/h)	9509.3	9338.3	8899.9	8646.5	8609.8
Deviasi tegangan	2.3008	2.1195	2.0856	2.2779	2.2779
Alokasi penyimpanan energi	Bus 26/3.5 MW dan Bus 30/7.5 MW				
Total kapasitas penyimpanan energi	11 MW				
Perkiraan biaya operasi	8945.42 \$/h				

V. KESIMPULAN

Dengan meningkatnya penggunaan pembangkit listrik tenaga angin, maka dalam menentukan lokasi dan ukuran sistem penyimpanan energi sangat penting untuk mempertimbangkan ketidak-pastian tenaga angin. Metode SPEM digunakan untuk mendiskritisasi distribusi tenaga angin yang kontinu menjadi 5 poin diskrit distribusi tenaga angin yang kemudian dijadikan 5 skenario untuk diperhitungkan dalam alokasi sistem penyimpanan energi. Dengan mempertimbangkan distribusi tenaga angin, metode HMOPSO dapat menentukan lokasi dan ukuran sistem penyimpanan energi dengan hasil biaya operasi sistem yang lebih murah dan deviasi tegangan sistem yang lebih baik.



Gambar 5. Perbandingan biaya operasi sistem dari ketiga studi kasus.



Gambar 6. perbandingan deviasi tegangan sistem dari ketiga studi kasus

DAFTAR PUSTAKA

- [1] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S. B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 19, no. 5, pp. 1184–1194, 2004.
- [2] S. Sims, "AWEA U . S . Wind Industry Annual Market Report Andy Swapp," 2010.
- [3] T. H. Yeh and L. Wang, "A study on generator capacity for wind turbines under various tower heights and rated wind speeds using Weibull distribution," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 2, pp. 592–602, 2008.
- [4] Q. Fu *et al.*, "Microgrid generation capacity design with renewables and energy storage addressing power quality and surety," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2019–2027, 2012.
- [5] S. Wen, H. Lan, Q. Fu, C. Y. David, and L. Zhang, "Economic allocation for energy storage system considering wind power distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 644–652, 2015.
- [6] C. Su, "Probabilistic Load-Flow Computation," vol. 20, no. 4, pp. 1843–1851, 2005.
- [7] K. Mahesh, P. Nallagownden, and I. Elamvazuthi, "Advanced Pareto front non-dominated sorting multi-objective particle swarm optimization for optimal placement and sizing of distributed generation," *Energies*, vol. 9, no. 12, p. 982, 2016.
- [8] M. B. Å and R. Wiser, "Wind power price trends in the United States : Struggling to remain competitive in the face of strong growth \$," vol. 37, pp. 1061–1071, 2009.
- [9] R. Wiser and M. Bolinger, "Annual Report on U . S . Wind Power Installation , Cost , and Performance Trends : 2007 Contents."
- [10] J. Eyer, "Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide A Study for the DOE Energy Storage Systems Program," no. February, 2010.