

OPTIMALISASI LOKASI PEMBANGKIT TERDISTRIBUSI ENERGI TERBARUKAN DENGAN METODE ALIRAN DAYA

IBK Sugirianta^{*)}, IAD Giriantari, WG Ariastina dan IB. Alit Swamardika

Program Studi Doktor Ilmu Teknik, Fakultas Teknik, Universitas Udayana, Denpasar, Bali

^{*)} E-mail: ibksugirianta@pnb.ac.id

Abstrak

Solar PV merupakan salah satu solusi energi terbarukan yang ramah lingkungan dan memiliki potensi besar untuk dikembangkan sebagai bagian dari integrasi sistem pembangkit terdistribusi (*Distributed Generation/DG*). DG berperan penting dalam peningkatan efisiensi sistem tenaga listrik, terutama dalam mengurangi rugi-rugi daya listrik dan meningkatkan kestabilan tegangan. Penempatan DG yang optimal akan mengurangi rugi-rugi daya dan meningkatkan kestabilan tegangan sistem. Penelitian ini bertujuan untuk mengurangi rugi-rugi daya total dan meningkatkan kestabilan tegangan dengan menggunakan metode aliran daya dengan perangkat lunak Digsilent. Simulasi metode aliran beban dengan Digsilent diimplementasikan pada sistem distribusi standar 14 bus. Simulasi dilakukan dengan memasang solar PV sebagai DG pada setiap bus untuk mendapatkan lokasi penempatan DG yang optimal. Validasi hasil dilakukan dengan membandingkan kinerja jaringan sebelum dan sesudah penempatan solar PV sebagai DG. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penempatan DG yang optimal mampu mengurangi rugi-rugi daya hingga mencapai nilai indeks 0,752.

Kata kunci: aliran daya, Digsilent, indeks rugi daya, stabilitas tegangan, pembangkit terdistribusi

Abstract

Solar PV, one of the environmentally friendly renewable energy solutions, has great potential to be developed as part of integrating distributed generator systems (*Distributed Generation/DG*). DG plays an important role in increasing the efficiency of the electric power system, especially in reducing electrical power losses and increasing voltage stability. Optimal DG placement will reduce power losses and increase system voltage stability. This study aims to reduce total power losses and increase voltage stability using the power flow method with Digsilent software. The loadflow method simulation with Digsilent is implemented on a standard 14-bus distribution system. The simulation was conducted by installing solar PV as DG on each bus to obtain the optimal DG placement location. To validate the results by comparing network performance before and after the placement of solar PV as DG. The study results showed that the optimal DG placement reduced power losses to an index value of 0.752.

Keywords: power flow, Digsilent, power loss index, voltage stability, distributed generation

1. Pendahuluan

Pada era globalisasi dan modernisasi ini, kebutuhan energi listrik semakin meningkat seiring dengan pertumbuhan populasi penduduk dan perkembangan teknologi. Energi listrik tidak hanya dibutuhkan untuk kebutuhan rumah tangga, tetapi juga untuk sektor industri, komersial, dan infrastruktur publik. Untuk memenuhi kebutuhan energi yang semakin meningkat, pemanfaatan sumber energi terbarukan yang clean dan green terus dikembangkan. Salah satu sumber energi terbarukan yang sangat potensial adalah energi surya yang dihasilkan oleh panel photovoltaic (PV). Solar PV merupakan salah satu solusi energi terbarukan yang ramah lingkungan dan berpotensi besar untuk dikembangkan [1].

Dalam sistem jaringan distribusi listrik, integrasi generator distribusi solar PV (*Distributed Generation/DG*)

memainkan peran penting dalam meningkatkan efisiensi sistem tenaga listrik. Penempatan DG, khususnya solar PV, yang optimal dapat membantu mengurangi rugi daya dan meningkatkan stabilitas tegangan dalam jaringan distribusi [2]. Sebaliknya, penempatan DG yang tidak tepat dapat menimbulkan masalah baru seperti peningkatan rugi daya dan stabilitas tegangan yang tidak diinginkan [3].

Rugi daya dalam jaringan distribusi listrik terjadi karena adanya resistansi pada kabel dan komponen-komponen lain dalam jaringan. Rugi daya ini dapat berupa rugi-rugi resistif (I^2R Loss) yang terjadi karena aliran arus listrik melalui konduktor yang memiliki resistansi tertentu. Rugi daya yang besar tidak hanya mengurangi efisiensi sistem tetapi juga meningkatkan biaya operasional dan menurunkan kualitas daya yang diterima oleh konsumen [4]. Oleh karena itu, optimalisasi penempatan solar PV menjadi salah satu strategi yang penting untuk

meminimalkan kerugian daya dan meningkatkan efisiensi operasional jaringan distribusi listrik [5].

Solar PV memiliki beberapa keunggulan dibandingkan dengan sumber energi lainnya, termasuk kemampuan untuk dipasang secara desentralisasi, skala yang fleksibel, dan emisi karbon yang rendah [6]. Namun, tantangan utama dalam integrasi solar PV ke dalam jaringan distribusi adalah variabilitas output daya yang bergantung pada kondisi cuaca dan waktu. Oleh karena itu, penting untuk melakukan analisis dan perencanaan yang cermat dalam penempatan solar PV agar dapat memaksimalkan manfaat dan meminimalkan dampak negatif pada jaringan distribusi listrik [1].

Dalam optimasi penempatan PV surya, beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan antara lain kapasitas dan ukuran PV, karakteristik beban pada jaringan, kondisi operasi jaringan, serta potensi sinar matahari pada lokasi tertentu. Dengan mempertimbangkan faktor-faktor ini, penelitian ini akan memberikan panduan praktis bagi pengelola jaringan distribusi dalam mengimplementasikan solusi yang lebih efisien dan andal [7].

Berbagai metode telah diaplikasikan untuk mendapatkan lokasi optimal penempatan DG, diantaranya adalah metode a mixed-integer linear programming (MILP) [8], *mixed integer non-linear programming (MINLP)* [9] [10], *the whale optimization algorithm (WOA)* [11], *grey wolf optimization* [12], dan juga metode hybrid [13]. Penggunaan metode *load flow* analisis, dengan software Digsilent, serta aplikasi dalam sistem distribusi standar 14 bus merupakan hal baru yang belum pernah dibahas dalam penelitian sebelumnya dalam menentukan lokasi DG solar PV untuk mendapatkan rugi daya yang minimal dan tegangan sistem yang lebih stabil.

Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi lokasi optimal untuk penempatan solar PV pada jaringan distribusi listrik dengan menggunakan metode analisis aliran beban. Metode ini digunakan untuk memodelkan dan menganalisis aliran daya dalam jaringan distribusi, serta menentukan lokasi optimal untuk penempatan DG berdasarkan kriteria minimisasi kerugian daya dan peningkatan stabilitas tegangan. Software DigSilent PowerFactory dipilih sebagai alat untuk melakukan simulasi dan analisis aliran beban karena kemampuannya dalam menangani model jaringan yang kompleks dan berbagai skenario operasi sistem tenaga listrik [14]. Dalam penelitian umum ini, metode aliran beban akan diimplementasikan pada jaringan distribusi standar 14 bus. Standar bus 14 merupakan model yang digunakan dalam analisis jaringan distribusi dan menyediakan kerangka yang baik untuk mensimulasikan berbagai skenario penempatan solar PV [15]. Simulasi optimasi akan dilakukan dengan memasang solar PV pada masing-masing bus dalam sistem bus 14, dan kemudian

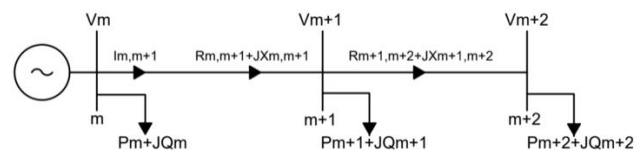
menganalisis perbandingan rugi daya serta stabilitas tegangan yang dihasilkan pada setiap skenario tersebut.

2. Metode

Penelitian ini bertujuan untuk mengoptimalkan lokasi penempatan Generator Distribusi Solar PV pada jaringan distribusi listrik dengan menggunakan metode analisis aliran beban. Tujuan utama dari optimasi ini adalah untuk meminimalkan total rugi daya dan meningkatkan stabilitas tegangan. Metode load flow akan diimplementasikan menggunakan software DigSilent pada jaringan standar 14 bus. Simulasi dilakukan dengan memasang solar PV pada setiap bus secara bergantian untuk menghasilkan akumulasi rugi daya dan stabilitas tegangan yang dihasilkan.

2.1. Analisis Aliran Daya

Analisis aliran beban, atau analisis aliran daya, adalah metode untuk menentukan aliran daya listrik dan distribusi tegangan di setiap bus dalam suatu jaringan distribusi listrik. Analisis ini penting untuk dapat dipergunakan untuk menilai kinerja jaringan dalam kondisi operasi tertentu dan untuk menentukan lokasi optimal dari distribusi generator seperti Solar PV [16]. Kriteria utama untuk evaluasi dalam penelitian ini adalah total rugi daya dan stabilitas tegangan. Total rugi daya dihitung sebagai jumlah rugi daya resistif di semua saluran dalam jaringan, sedangkan stabilitas tegangan diukur berdasarkan deviasi tegangan pada setiap bus dari nominal tegangan. Di dalam sistem mikrogrid 100% energi terbarukan analisis aliran daya akan dipergunakan untuk menghitung rugi-rugi daya yang terjadi pada jaringan sistem dan juga untuk menghitung stabilitas tegangan pada setiap bus [17]. Gambar 1 adalah single line diagram satu unit DG energi terbarukan.



Gambar 1. Single line diagram sistem DG

Besarnya arus yang mengalir ke bus m dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (1);

$$I_m = \left(\frac{P_m + jQ_m}{V_m} \right) \quad (1)$$

Dimana,

I_m = arus yang mengalir ke bus m (ampere)

P_m = daya aktif (VA)

jQ_m = daya reaktif (VAR)

V_m = tegangan bus m (volt)

Tegangan pada bus m+1 dapat ditentukan dengan persamaan (2);

$$V_{m+1} = V_m - I_{m,m+1} * (R_{m,m+1} + jX_{m,m+1}) \quad (2)$$

Dimana,

- V_{m+1} = tegangan pada bus m+1
- $I_{m, m+1}$ = arus pada saluran m,m+1
- $R_{m, m+1}$ = tahanan saluran m,m+1
- $jX_{m, m+1}$ = reaktansi saluran m,m+1

Besarnya arus cabang yang mengalir antara bus m dan m+1 adalah ditentukan sebagai berikut;

$$I_{m,m+1} = I_{m+1} + I_{m+2} \quad (3)$$

Rugi daya dalam bagian saluran antara bus m dan m+1 dapat dihitung dengan persamaan berikut;

$$P_{loss_{m,m+1}} = R_{m,m+1} * \left(\frac{P_{m,m+1}^2 + jQ_{m,m+1}^2}{V_m^2} \right) \quad (4)$$

Dimana;

- $P_{loss_{m,m+1}}$ = rugi daya dalam bagian saluran m dan m+1
- $R_{m,m+1}$ = tahanan dalam bagian saluran m dan m+1
- $P_{m, m+1}$ = daya aktif pada saluran m,m+1
- $jQ_{m, m+1}$ = daya reaktif pada saluran m,m+1
- V_m = tegangan pada bus m

Total rugi-rugi daya pada seluruh jaringan dapat dihitung dengan menjumlahkan seluruh rugi-rugi daya yang terjadi pada setiap cabang dalam jaringan, yang dirumuskan dalam persamaan (5):

$$P_{total\ losses} = \sum_{m=1}^b P_{loss_{m,m+1}} \quad (5)$$

2.2. Rugi Daya Minimum

Setelah DG terinstal pada lokasi optimal, rugi-rugi daya akan menurun dan index stabilitas tegangan akan meningkat. Rugi-rugi daya yang terjadi pada bagian jaringan antara bus m dan m+1 dapat dihitung dan dituliskan dalam persamaan (6)[17].

$$P_{loss_{DGm,m+1}} = R_{m,m+1} * \left(\frac{P_{DGm,m+1}^2 + jQ_{DGm,m+1}^2}{V_m^2} \right) \quad (6)$$

Dimana:

- $P_{loss_{DGm,m+1}}$ = rugi daya dalam bagian saluran m dan m+1 setelah DG terpasang
- $R_{m,m+1}$ = tahanan dalam bagian saluran m dan m+1
- $P_{DGm, m+1}$ = daya aktif pada saluran m,m+1 setelah DG terpasang
- $jQ_{DGm, m+1}$ = daya reaktif pada saluran m,m+1 setelah DG terpasang
- V_m = tegangan pada bus m

Setelah DG terpasang, jumlah total rugi-rugi daya ditentukan sebagai berikut (7);

$$P_{DG\ total\ losses} = \sum_{m=1}^b P_{loss_{DGm,m+1}} \quad (7)$$

Indek kerugian daya (*power loss index* (PLI)) dapat ditentukan seperti yang diberikan dalam (8);

$$PLI = \frac{P_{DG\ total\ losses}}{P_{total\ losses}} \quad (8)$$

Dimana,

- $P_{DG\ total\ losses}$ = total rugi-rugi daya setelah DG terpasang
- $P_{total\ losses}$ = total rugi-rugi daya jika tidak ada DG

Dengan memasang DG maka rugi-rugi dapat diminimalkan, sehingga PLI dapat diminimalkan.

2.3. Index Stabilitas Tegangan

Index stabilitas tegangan (*voltage stability index* /VSI)) adalah salah satu hal penting untuk memberikan kualitas layanan daya yang baik kepada konsumen. VSI dihitung dengan persamaan berikut [18]:

$$VSI_i = [V]^4 - 4 * [P_i(i)R_{ij} + Q_i(i)X_{ij}][V]^2 - 4 * [P_i(i)R_{ij} + bQ_i(i)X_{ij}]^2 \quad (9)$$

Dimana;

- VSI = Index stabilitas tegangan
- P_i = daya aktif beban pada bus i,
- Q_i = daya reactive beban pada bus i,
- R_{ij} = tahanan dari cabang ij
- X_{ij} = reaktansi dari cabang ij.

Bus dengan nilai VSI yang rendah merupakan bus yang sensitive kolaps jika terjadi peningkatan beban. Untuk mencegah hal ini, maka nilai VSI perlu dijaga pada nilai yang lebih besar.

2.4. Sistem Distribusi 14 Bus dan DIGSILENT

Model jaringan yang digunakan dalam penelitian ini adalah jaringan standar 14 bus. Jaringan ini terdiri dari 14 bus, 20 saluran transmisi, 5 generator, dan beberapa beban yang terdistribusi di berbagai lokasi. Model ini sering digunakan analisis dalam sistem tenaga listrik karena representasinya yang komprehensif terhadap jaringan distribusi yang umum [19].

Simulasi *loadflow* untuk mendapatkan hasil perhitungan rugi daya dan stabilitas tegangan pada sistem distribusi dipergunakan software DIGSILENT (*Digital Simulation and Electrical Network calculation program*) adalah perangkat lunak canggih yang mencakup fungsi analisis sistem tenaga yang dirancang untuk menangani masalah aliran daya pada sistem tenaga DC dan AC[20]. Data yang diperlukan untuk pemodelan jaringan meliputi parameter

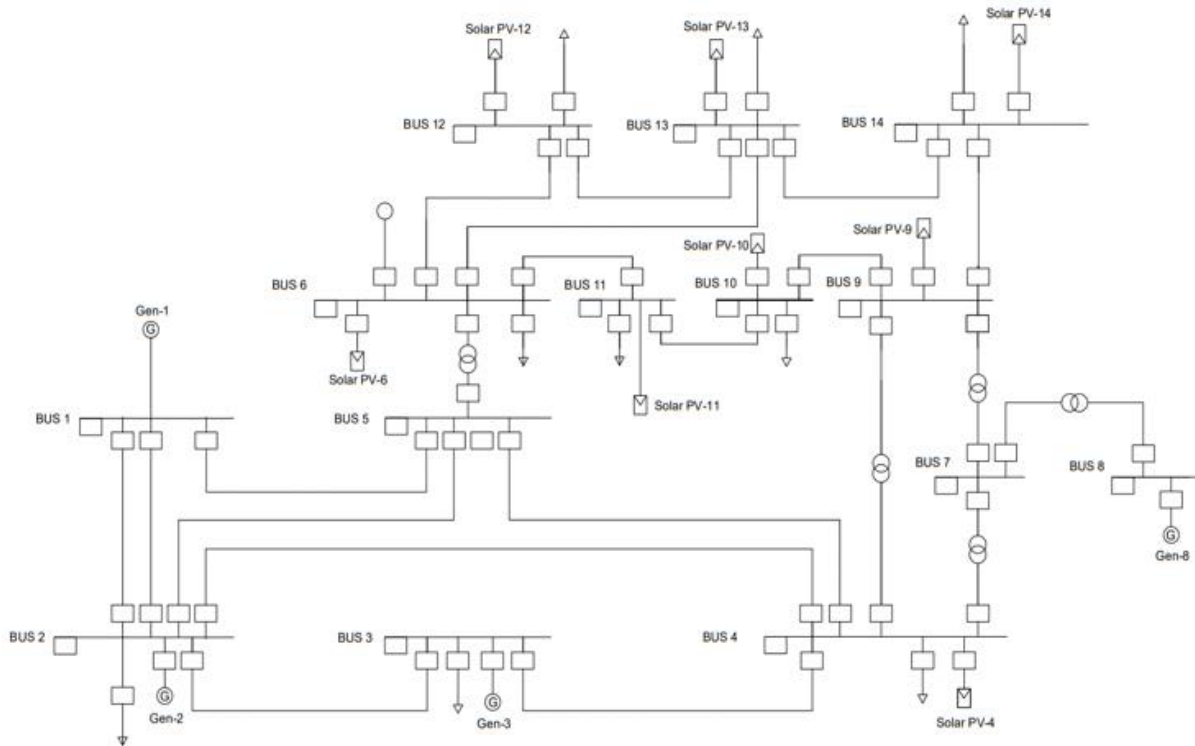
teknis dari setiap komponen dalam jaringan, seperti impedansi saluran, data beban data, dan karakteristik generator. Untuk ujicoba sistem, DIGSILENT diimplementasikan pada sistem distribusi standar 14 bus seperti yang ditampilkan dalam Gambar 2. Data existing sistem 14 bus, seperti daya pembangkit, impedansi saluran, dan beban, ditampilkan dalam Tabel 1- 3, secara berurutan.

Table 1. Daya pembangkit pada sistem bus 14 standar

Pembangkit	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAr)	Total Daya (MVA)
Gen_1	232,4	-16,9	320
Gen_2	40	42,4	80
Gen_6	0	12,2	100
Gen_3	0	23,4	100
Gen_8	0	17,4	100

Tabel 2. Data Impedansi Saluran

Saluran	Pembebanan (%)	R (Ohm/km)	X (Ohm/Km)
Saluran 6-13	34,17	6,753542	20,61956
Saluran 1-2	32,46	9,414187	38,8625
Saluran 2-1	32,46	8,187537	34,49428
Saluran 1-5	31,58	10,12509	30,72200
Saluran 2-3	30,45	9,922968	30,29685
Saluran 4-5	26,09	11,67582	29,80027
Saluran 2-4	23,57	2,326104	7,337246
Saluran 6-11	20,36	1,034332	2,166021
Saluran 2-5	17,68	1,33849	2,785771
Saluran 9-14	15,08	0,720374	1,41864
Saluran 10-11	14,53	0,346411	0,920205
Saluran 6-12	14,19	1,384228	2,944439
Saluran 13-14	13,97	0,893524	2,091643
Saluran 3-4	10,38	2,405819	2,176693
Saluran 9-10	8,60	1,861428	3,789938
Saluran 12-13	3,97	6,753542	20,61956



Gambar 2. Single line diagram sistem 14 bus

2.2. Skenario

Simulasi aliran daya pada sistem 14 bus dilakukan dalam 3 tahapan yaitu; tahap pertama dilakukan simulasi aliran daya pada sistem existing untuk mendapatkan kondisi awal. Tahap kedua dilakukan simulasi dengan memasang PV solar plan pada masing-masing bus secara bergantian, kemudian dianalisis untuk mendapatkan rugi daya yang paling kecil. Tahap ketiga, kembali dilakukan simulasi dengan meletakkan solar PV plan pada dua lokasi yang menghasilkan dua peringkat rugi daya terkecil. Validasi hasil simulasi dilakukan dengan membandingkan kinerja jaringan sebelum dan sesudah penempatan DG solar PV.

3. Hasil dan Pembahasan

3.1. Hasil

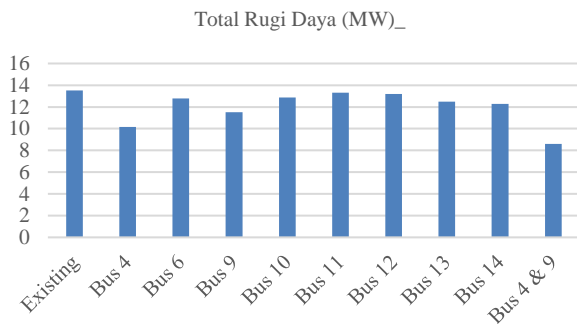
Tahap pertama, Digsilent diberikan masukan dengan kondisi data standar dari 14 bus sesuai dengan Tabel 1-3. Besarnya nilai tegangan pada hasil running kondisi awal (tahap satu) ditampilkan dalam table 4. Tahap kedua dilakukan delapan simulasi untuk mendapatkan besarnya total rugi daya yang terjadi pada percobaan menempatkan solar PV pada masing-masing bus yang hasilnya ditampilkan dalam tabel 5. Sedangkan besarnya nilai tegangan di masing-masing bus pada sepuluh percobaan ditunjukkan dalam table 6.

Tabel 3. Beban listrik pada masing-masing bus

Beban	Daya Aktif (MW)	Daya Reaktif (MVAr)
Load 2	21,7	12,7
Load 3	94,2	19
Load 4	47,8	-3,9
Load 5	7,6	1,6
Load 6	11,2	7,5
Load 9	29,5	16,6
Load 10	9	5,8
Load 11	3,5	1,8
Load 12	6,1	1,6
Load 13	13,5	5,8
Load 14	14,9	5

Tabel 4. Tegangan pada bus

Bus Bar	Teg. nominal (kV)	Teg. Operasi (kV)	Volt Mag (p.u)
Bus 1	132,00	139,92	1,06
Bus 2	132,00	137,94	1,05
Bus 5	132,00	136,41	1,03
Bus 4	132,00	135,57	1,03
Bus 3	132,00	133,32	1,01
Bus 6	33,00	35,31	1,07
Bus 12	33,00	34,75	1,05
Bus 13	33,00	34,53	1,05
Bus 11	33,00	34,49	1,05
Bus 9	33,00	33,93	1,03
Bus 10	33,00	33,92	1,03
Bus 14	33,00	33,58	1,02
Bus 8	11,00	11,99	1,09
Bus 7	1,00	1,05	1,05

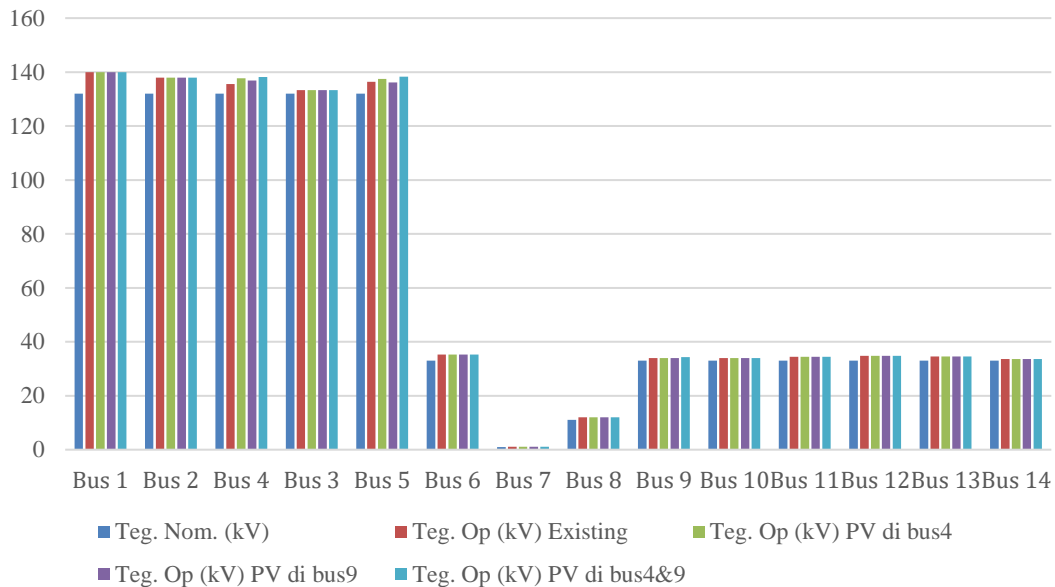


Gambar 3. Grafik Perbandingan Total Rugi Daya

Tabel 5. Nilai total rugi daya dan indek rugi daya

Bus Bar	Total Rugi Daya (MW)	Indek rugi daya
Existing	13,53	-
Bus 4	10,17	0,752
Bus 6	12,79	0,945
Bus 9	11,51	0,851
Bus 10	12,87	0,951
Bus 11	13,32	0,984
Bus 12	13,19	0,975
Bus 13	12,48	0,922
Bus 14	12,27	0,907
Bus 4 & 9	8,61	0,636

Perbandingan nilai tegangan pada masing-masing bus



Gambar 4. Grafik perbandingan nilai tegangan pada masing-masing bus

Tabel 6. Tegangan bus pada percobaan penempatan solar PV di bus 4, bus 9 dan bus 4 dan 9

Bus Bar	Teg. Nom. (kV)	Teg. Op (kV)			
		Existing	PV di bus4	PV di bus9	PV di bus4&9
Bus 1	132	139,92	139,92	139,92	139,92
Bus 2	132	137,94	137,94	137,94	137,94
Bus 4	132	135,57	137,71	136,86	138,21
Bus 3	132	133,32	133,32	133,32	133,32
Bus 5	132	136,41	137,41	136,11	138,25
Bus 6	33	35,31	35,31	35,31	35,31
Bus 7	1	1,05	1,05	1,05	1,05
Bus 8	11	11,99	11,99	11,99	11,99
Bus 9	33	33,93	33,93	33,93	34,31
Bus 10	33	33,92	33,92	33,92	33,92
Bus 11	33	34,49	34,49	34,49	34,49
Bus 12	33	34,75	34,75	34,75	34,75
Bus 13	33	34,53	34,53	34,53	34,53
Bus 14	33	33,58	33,58	33,58	33,58

3.2. Pembahasan

Tabel 5 menunjukkan total rugi daya dan indek rugi daya pada sepuluh percobaan yang dilakukan. Pada kondisi awal (existing) tanda ada tambahan DG total rugi daya yang timbul adalah 13,53 MW. Selanjutnya dilakukan penambahan DG solar PV dengan kapasitas bervariasi dari 3 MVA sampai 40 MVA secara bergantian pada masing-masing bus. Dua nilai terendah dari rugi tegangan adalah pada penempatan DG di bus 4 dan bus 9 dengan nilai rugi daya 10,17 MW dan 11,51 MW. Dengan nilai indek rugi daya sebesar 0,572 dan 0,851. Pada percobaan DG ditempatkan pada dua bus secara bersamaan bus 4 dan 9, didapatkan rugi daya yang paling kecil yaitu 8,61 MW dengan indek rugi daya 0,636. Gambar 3 menampilkan grafik perbandingan besarnya rugi daya yang terjadi pada setiap percobaan.

Penambahan DG solar PV pada masing-masing bus mengakibatkan terjadinya kenaikan tegangan pada beberapa bus, seperti yang ditampilkan dalam table 6 dan gambar 4. Kenaikan nilai tegangan terjadi ketika DG solar PV ditempatkan pada bus-4, bus-9 serta bus-4 dan bus-9. Kenaikan tegangan yang terjadi masih dalam batas standar yang diijinkan. Pada penempatan DG di bus 4, terjadi kenaikan tegangan di bus-4 sebesar 1,58% dan di bus-5 terjadi kenaikan sebesar 0,73%. Pada penempatan DG di bus-9 juga terjadi kenaikan tegangan pada bus-4 sebesar 0,95% dan terjadi penurunan tegangan pada bus-5 sebesar -0,22%.

4. Kesimpulan

Penentuan lokasi DG dalam sistem distribusi modern sangat penting untuk mendapatkan sistem yang efisien. Metode aliran daya dengan software Digsilent yang diimplementasikan dalam sistem distribusi standar 14 bus berhasil menghitung total rugi daya pada sistem (13,3 MW) dan juga nilai tegangan pada masing-masing bus.

Hasil simulasi perhitungan rugi daya dengan menambahkan solar PV (REDG) pada masing-masing bus menunjukkan menurunkan rugi daya dan indek rugi daya jaringan serta meningkatkan nilai tegangan bus. Penempatan solar PV pada bus 9 menghasilkan rugi daya yang paling rendah, 8,61 MW dengan indek rugi daya sebesar 0,752. Apabila dilakukan penambahan dua solar PV pada bus 4 dan 9, didapatkan nilai rugi daya sebesar 8,61 Mw dengan indek 0,636.

Terjadi kenaikan tegangan ketika DG solar PV ditempatkan pada bus-4, bus-9 serta bus-4 dan bus-9. Kenaikan tegangan yang terjadi relatif kecil di bawah 2%, masih dalam batas standar yang diijinkan. Kenaikan tegangan tertinggi terjadi saat penempatan DG di bus 4, dengan kenaikan tegangan sebesar 1,58%.

Secara teknis indek rugi daya terendah dan nilai tegangan yang stabil dipergunakan sebagai rekomendasi dalam menentukan pemilihan lokasi penempatan REDG yang paling optimal. Pembahasan ini belum mempertimbangkan sisi ekonomi yang sangat berpengaruh pada optimasi sebuah sistem. Penelitian selanjutnya perlu penambahan kajian pada bidang ekonomi dan juga dampak terhadap lingkungan

Referensi

- [1]. T. Hasarmani, R. Holmukhe, A. Gandhar, and S. Bhardwaj, "Optimum Sizing and Performance Assessment of Solar PV-DG Hybrid System for Energy Self Sufficiency of Jaggery Making Units," in Proceedings of B-HTC 2020 - 1st IEEE Bangalore Humanitarian Technology Conference, 2020. doi: 10.1109/B-HTC50970.2020.9297885.
- [2]. V. V. S. N. Murty and A. Kumar, "Optimal placement of DG in radial distribution systems based on new voltage stability index under load growth," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 69, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.080.
- [3]. U. Sultana, A. B. Khairuddin, M. M. Aman, A. S. Mokhtar, and N. Zareen, "A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system," 2016. doi: 10.1016/j.rser.2016.05.056.
- [4]. S. A. Salimon, G. A. Adepoju, I. G. Adebayo, H. O. R. Howlader, S. O. Ayanlade, and O. B. Adewuyi, "Impact of Distributed Generators Penetration Level on the Power Loss and Voltage Profile of Radial Distribution Networks," Energies (Basel), vol. 16, no. 4, 2023, doi: 10.3390/en16041943.
- [5]. N. Naik and S. Vadhera, "Power Loss Minimization and Voltage Improvement with Small Size Distributed Generations in Radial Distribution System Using TOPSIS," in Lecture Notes in Electrical Engineering, 2020. doi: 10.1007/978-981-15-0206-4_9.
- [6]. R. O. Bawazir and N. S. Cetin, "Comprehensive overview of optimizing PV-DG allocation in power system and solar energy resource potential assessments," 2020. doi: 10.1016/j.egy.2019.12.010.

- [7]. U. E. Uzun, N. Pamuk, and S. Taskin, "Effect of Solar Photovoltaic Generation Systems on Voltage Stability," in IEEE Global Energy Conference, GEC 2022, 2022, doi: 10.1109/GEC55014.2022.9986740.
- [8]. Y. Gupta, S. Doolla, K. Chatterjee, and B. C. Pal, "Optimal DG Allocation and Volt-Var Dispatch for a Droop-Based Microgrid," IEEE Trans Smart Grid, vol. 12, no. 1, 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3017952.
- [9]. S. Kaur, G. Kumbhar, and J. Sharma, "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 63, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.023.
- [10]. O. D. Montoya, W. Gil-González, and L. F. Grisales-Noreña, "An exact MINLP model for optimal location and sizing of DGs in distribution networks: A general algebraic modeling system approach," Ain Shams Engineering Journal, vol. 11, no. 2, 2020, doi: 10.1016/j.asej.2019.08.011.
- [11]. E. Mahdavi, S. Asadpour, L. H. Macedo, and R. Romero, "Reconfiguration of Distribution Networks with Simultaneous Allocation of Distributed Generation Using the Whale Optimization Algorithm," Energies (Basel), vol. 16, no. 12, 2023, doi: 10.3390/en16124560.
- [12]. K. S. El-Bidairi, H. D. Nguyen, T. S. Mahmoud, S. D. G. Jayasinghe, and J. M. Guerrero, "Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia," Energy, vol. 195, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117059.
- [13]. A. K. ALAhmad, "Voltage regulation and power loss mitigation by optimal allocation of energy storage systems in distribution systems considering wind power uncertainty," J Energy Storage, vol. 59, 2023, doi: 10.1016/j.est.2022.106467.
- [14]. Q. Li, Y. Tao, Z. Li, Y. Zhang, and Z. Zhang, "Simulation and modeling for active distribution network BESS system in DIgSILENT," Energy Reports, vol. 8, 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.01.113.
- [15]. R. K. Chillab, A. S. Jaber, M. Ben Smida, and A. Sakly, "Optimal DG Location and Sizing to Minimize Losses and Improve Voltage Profile Using Garra Rufa Optimization," Sustainability (Switzerland), vol. 15, no. 2, 2023, doi: 10.3390/su15021156.
- [16]. P. Harish Kumar and R. Mageshvaran, "Load flow analysis and optimal allocation of DG for Indian utility 62 bus power system," International Journal on Emerging Technologies, vol. 11, no. 2, 2020.
- [17]. E. M. Abdallah, M. I. Elsayed, M. M. ELgazzar, and A. A. Hassan, "Coyote multi-objective optimization algorithm for optimal location and sizing of renewable distributed generators," International Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 11, no. 2, pp. 975–983, Apr. 2021, doi: 10.11591/ijece.v11i2.pp975-983.
- [18]. S. Vidyasagar, K. Vijayakumar, D. Sattianadan, and S. George Fernandez, "Optimal placement of DG based on voltage stability index and voltage deviation index," Indian J Sci Technol, vol. 9, no. 38, 2016, doi: 10.17485/ijst/2016/v9i38/101930.
- [19]. R. Deshmukh and A. Kalage, "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generator in Distribution System Using Artificial Bee Colony Algorithm," in Proceedings - 2018 IEEE Global Conference on Wireless Computing and Networking, GCWCN 2018, 2018, doi: 10.1109/GCWCN.2018.8668633.
- [20]. J. M. Roldan-Fernandez, F. M. Gonzalez-Longatt, J. L. Rueda, and H. Verdejo, "Modelling of Transmission Systems Under Unsymmetrical Conditions and Contingency Analysis Using DIgSILENT PowerFactory," 2014. doi: 10.1007/978-3-319-12958-7_2.