

# Optimisasi Penjadwalan Pembangkit pada *Microgrid* dengan Mempertimbangkan Respons Beban

Candra Febri Nugraha<sup>1,\*</sup>, Lukman Subekti<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Departemen Teknik Elektro dan Informatika, Universitas Gadjah Mada; lukmans@ugm.ac.id

\*Korespondensi: candra.febri.nugraha@mail.ugm.ac.id

**Abstract** – *In a smart grid, the adequacy of electricity supply is not only determined by generation, but the electrical demand can also be involved. Demand response is one way to maintain a balance between electricity supply and load by reducing electricity consumption at a certain period. In this study, a microgrid system operating design is proposed by considering the penetration of new and renewable energy and demand response. Optimization is carried out with the aim of obtaining the lowest generation costs, while maximizing customer benefits from the demand response program. The mixed-integer linear programming method is used to determine generator generation and customer load reduction throughout the planning period. The obtained diesel generator operating cost is \$116.40 and the total customer load response benefit is \$100. Based on the analysis, the demand response is able to help the system maintain a power balance in critical conditions, namely when the supply from the generator is not sufficient. From the test system used, it was found that the load curtailment throughout the planning period is 67.04 kWh for three customers. The distribution of the reduced demand depends on the value of the demand response incentive for each customer. The amount of load reduction is strongly influenced by the specified demand response budget.*

**Keywords** – *optimal dispatch, demand response, microgrid, mixed-integer linear programming*

**Intisari** – Dalam *smart grid*, kecukupan pasokan listrik tidak hanya ditentukan oleh pembangkitan saja, tetapi beban listrik juga dapat dilibatkan. Respons beban merupakan salah satu cara untuk menjaga keseimbangan antara pasokan dan beban listrik dengan cara mengurangi pemakaian listrik pada waktu-waktu tertentu. Dalam studi ini diusulkan sebuah desain operasi sistem *microgrid* dengan mempertimbangkan penetrasi energi baru dan terbarukan serta respons beban. Optimisasi dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh biaya pembangkitan terendah, sekaligus memaksimalkan keuntungan pelanggan dari program respons beban. Metode *mixed-integer linear programming* digunakan untuk menentukan pembangkitan pada generator dan pengurangan beban pelanggan sepanjang periode perencanaan. Biaya operasi pembangkit diesel yang diperoleh adalah \$116,40 dan keuntungan respons beban yang diperoleh pelanggan sebesar \$100. Berdasarkan analisis, respons beban mampu membantu sistem menjaga keseimbangan daya pada kondisi-kondisi kritis, yaitu ketika suplai dari pembangkit sedang tidak mencukupi. Dari sistem pengujian yang digunakan, diperoleh penurunan beban yang terjadi selama periode penjadwalan adalah 67,04 kWh pada tiga pelanggan. Distribusi beban yang dikurangi bergantung pada nilai insentif respons beban pada tiap-tiap pelanggan. Besarnya penurunan beban sangat dipengaruhi oleh anggaran respons beban yang ditetapkan.

**Kata kunci** – *penjadwalan pembangkit, respons beban, microgrid, pemrograman mixed-integer linear*

## I. PENDAHULUAN

Kebutuhan energi listrik terus meningkat setiap tahunnya, sehingga perlu diimbangi oleh suplai listrik yang tidak hanya cukup, tetapi juga berkualitas, andal, dan efisien. Teknologi informasi dapat dimanfaatkan untuk meningkatkan efisiensi sistem tenaga yang ada. Konsep untuk mengubah sistem tenaga listrik konvensional dengan memanfaatkan teknologi komunikasi dan otomasi disebut sebagai *smart grid* [1].

Umumnya, sistem tenaga listrik mengandalkan pembangkit untuk memenuhi kebutuhan beban. Dalam hal ini, konsumen listrik tidak berperan aktif dalam sistem ini. Pada *smart grid*, keseimbangan antara *demand* dan pembangkitan tidak hanya ditentukan oleh pembangkitan, tetapi juga oleh pelanggan. Salah satu solusi yang muncul untuk mengendalikan pola konsumsi beban adalah melalui inisiatif *demand side management* berupa *demand response* [2]. Hal ini dimungkinkan dengan adanya sistem komunikasi dua arah antara sistem dan pelanggan dalam konsep *demand response*. *Demand response* merupakan perubahan pola penggunaan listrik oleh pelanggan sebagai respons terhadap perubahan harga listrik atau pemberian insentif [3].

Dengan meningkatnya kesadaran akan emisi karbon dan perubahan iklim, operasi sistem tenaga listrik tidak hanya dituntut untuk ekonomis, tetapi ramah lingkungan. Negara-negara di dunia telah beralih menggunakan sumber energi baru dan terbarukan (EBT). Umumnya, pembangkit energi terbarukan bersifat *resource-based*, yang berarti bahwa pembangkit hanya berada di daerah yang berpotensi. Pembangkit EBT yang letaknya dekat dengan beban disebut sebagai *distributed generation* (DG). Jenis DG yang umum diintegrasikan pada jaringan listrik adalah pembangkit listrik tenaga surya (PLTS) dan pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) [4]–[6]. Adanya koneksi antara DG dan beban pada suatu wilayah tertentu dapat membentuk jaringan listrik kecil yang disebut dengan *microgrid*.

Salah satu isu yang menjadi perhatian dalam *microgrid* adalah sisi ekonominya. Dari sudut pandang ekonomi, listrik yang dibeli dari *grid* utama biasanya masih lebih ekonomis dari pada listrik yang dibangkitkan dari *microgrid*. Untuk mencapai operasi yang ekonomis, diperlukan perencanaan operasi *microgrid* dengan tujuan untuk meminimisasi biaya operasi.

Dalam beberapa tahun terakhir, telah banyak penelitian yang dilakukan dengan tema *optimal dispatching* pada

*microgrid* dengan mempertimbangkan *demand response*. Peneliti [7] melakukan perancangan *optimal dispatch* pada *microgrid* dengan mempertimbangkan EBT dan *demand response*. Penelitian dilanjutkan oleh [8] dengan konsep matematis yang sama, tetapi menggunakan metode optimisasi yang berbeda. *Dynamic economic load dispatch* menggunakan metode *particle swarm optimization* (PSO) diusulkan oleh peneliti [9] dengan pertimbangan *demand response*.

Terdapat pula peneliti [10] yang memodelkan *optimal dispatch* pada sistem *microgrid* yang terhubung dengan *combined cooling, heating, and power* (CCHP). Peneliti [11] melakukan formulasi *optimal dispatch* pada *microgrid* dengan pertimbangan *interruptible load*. Namun, kedua peneliti belum mempertimbangkan kekangan operasi dasar berupa *ramp rate*.

Dalam penelitian ini dilakukan pengembangan desain operasi *microgrid* berupa penjadwalan pembangkit dengan mempertimbangkan *demand response*. Penjadwalan pembangkit dilakukan dengan mempertimbangkan kemampuan teknis lengkap dari pembangkit konvensional serta menjadikan status operasi pembangkit sebagai variabel optimisasi. Problem optimisasi diselesaikan menggunakan *mixed-integer linear programming* (MILP) diselesaikan dengan *solver* komersial CPLEX 12.9.0. Model yang dikembangkan kemudian diterapkan pada sistem *grid-connected microgrid* sebagai studi kasus.

## II. DASAR TEORI

### A. Penjadwalan Pembangkit

Tujuan dari penjadwalan pembangkit adalah untuk menghasilkan penjadwalan pembangkitan dalam periode tertentu, dengan biaya terendah [12]. Hasil optimasi yang diperoleh tidak boleh melanggar batasan yang dipertimbangkan. Hasil penjadwalan pembangkit meliputi generator mana yang beroperasi dan berapa daya yang dihasilkan.

Minimisasi dilakukan agar diperoleh biaya operasi yang paling ekonomis. Dalam sebuah generator, komponen biayanya terdiri dari biaya bahan bakar dan biaya *startup* atau biaya untuk menghidupkan pembangkit. Fungsi objektif penjadwalan pembangkit dalam penelitian ini disajikan pada (1).

$$\min \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} [C_i + v_i^t SU_i] \quad (1)$$

$$C_i(P_i^t) = \alpha_i P_i^t + \beta_i u_i^t \quad (2)$$

dengan,

- $u_i^t$  : Status operasi generator  $i$  pada waktu  $t$ , 1 jika beroperasi dan 0 jika tidak
- $C_i(P_i^t)$  : Biaya operasi generator  $i$  (\$/jam)
- $\alpha_i, \beta_i$  : koefisien fungsi biaya unit pembangkit  $i$  (\$/kWh dan \$/h)
- $P_i^t$  : daya keluaran pembangkit  $i$  pada waktu  $t$  (kW)
- $v_i^t$  : status *startup* pembangkit  $i$  pada waktu  $t$ , 1

- jika *startup* dan 0 jika tidak
- $SU_i$  : biaya *startup* pembangkit  $i$  (\$/start)
- $NT, t$  : periode penjadwalan, indeks waktu
- $NG, i$  : jumlah generator, indeks generator

Fungsi objektif dicari dengan mempertimbangkan beberapa kekangan operasi sistem dan pembangkit, seperti yang ditunjukkan pada (3)-(6).

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i^t = P_D^t - P_S^t - P_W^t \quad (3)$$

$$u_i^t P_i^{min} \leq P_i^t \leq u_i^t P_i^{max} \quad (4)$$

$$-P_i^{down} \leq P_i^t - P_i^{t-1} \leq P_i^{up} \quad (5)$$

$$|T_i^t| \geq |T_i^{min-down}|, u_i^t = 1, u_i^{t-1} = 0 \quad (6)$$

$$T_i^t \geq T_i^{min-up}, u_i^t = 0, u_i^{t-1} = 1$$

dengan,

- $P_i^t$  : daya keluaran pembangkit  $i$  pada waktu  $t$  (kW)
- $P_D^t$  : kebutuhan daya pada waktu  $t$  (kW)
- $P_S^t$  : pembangkitan PLTS pada waktu  $t$  (kW)
- $P_W^t$  : pembangkitan PLTB pada waktu  $t$  (kW)
- $P_i^{max}$  : daya keluaran maksimal pembangkit  $i$  (kW)
- $P_i^{min}$  : Daya keluaran minimal pembangkit  $i$  (kW)
- $P_i^{up}$  : batas kapasitas *ramping up* pembangkit  $i$  (kW/jam)
- $P_i^{down}$  : batas kapasitas *ramping down* pembangkit  $i$  (kW/jam)
- $T_i^{min-up}$  : *minimum up-time* pembangkit  $i$  (jam)
- $T_i^{min-down}$  : *minimum down-time* pembangkit  $i$  (jam)
- $T_i^t$  : durasi operasi pembangkit  $i$  pada waktu  $t$  (jam)

Persamaan (3) adalah kekangan keseimbangan daya, di mana jumlah daya yang dibangkitkan harus sama dengan kebutuhan beban. Persamaan (4) adalah kekangan kapasitas teknis unit pembangkit. Persamaan (5) adalah kekangan kemampuan *ramping* pembangkit. Dan persamaan (6) adalah kekangan *minimum up time* dan *minimum down time*.

### B. Respons Beban dan Jaringan Eksternal

Respons beban dimodelkan sebagai beban yang dapat dikurangi dayanya pada waktu-waktu tertentu. Namun, setiap beban memiliki batas daya yang dapat dikurangi dalam satu harinya. Kekangan ini ditunjukkan pada (7). Selain itu, pengurangan beban juga dibatasi oleh biaya respons beban yang disiapkan dalam satu hari operasi, seperti yang dinyatakan pada (8).

$$\sum_{t=1}^{NT} P_{DR_d}^t \leq P_{DR_d}^{max} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^{NT} \sum_{d=1}^{ND} \gamma_d^t P_{DR_d}^t \leq B_{DR} \quad (8)$$

dengan,

- $P_{DR_d}^t$  : pengurangan beban konsumen  $d$  pada waktu  $t$  (kW)
- $P_{DR_d}^{max}$  : pengurangan maksimal beban konsumen  $d$  (kW)
- $\gamma_d^t$  : insentif respons beban konsumen  $d$  pada waktu  $t$  (\$/kWh)
- $B_{DR}$  : anggaran respons beban dalam satu hari (\$)
- $NT, t$  : periode penjadwalan, indeks waktu
- $ND, d$  : jumlah beban konsumen, indeks beban

Dalam sistem *grid-connected microgrid*, sistem juga terhubung dengan jaringan eksternal sebagai cadangan daya untuk *microgrid*. Besarnya daya yang dapat diimpor dari jaringan eksternal dibatasi oleh kapasitas trafo distribusi, seperti yang dinyatakan pada (9).  $P_{grid}^t$  merupakan daya yang diimpor dari jaringan eksternal pada waktu  $t$ , sedangkan  $P_{grid}^{max}$  adalah daya maksimal yang dapat diimpor. Biaya impor listrik dari jaringan eksternal pada waktu  $t$  dinyatakan dalam dengan  $\delta^t$ .

$$P_{grid}^t \leq P_{grid}^{max} \quad (9)$$

Dengan adanya respons beban dan impor daya dari jaringan eksternal, maka kekangan keseimbangan daya diubah menjadi (10).

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i^t + \sum_{d=1}^{ND} P_{DR_d}^t + P_{grid}^t = P_D^t - P_S^t - P_W^t \quad (10)$$

### C. Fungsi Objektif Penjadwalan Pembangkit dan Respons Beban

Tujuan optimisasi penjadwalan pembangkit adalah untuk meminimisasi biaya pembangkitan generator. Jika *microgrid* terhubung dengan jaringan eksternal, maka biaya impor daya juga akan diminimisasi. Di sisi lain, tujuan dari respons beban adalah untuk memaksimalkan keuntungan yang diperoleh pelanggan dari pemberian insentif respons beban. Artinya, dalam permasalahan ini terdapat dua tujuan, yaitu minimisasi dan maksimalisasi. Untuk itu, fungsi objektif optimisasi tujuan ganda didefinisikan menjadi (11).

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^{NT} \sum_{i=1}^{NG} [u_i^t C_i + v_i^t S U_i] + \delta^t P_{grid}^t - \left\{ \sum_{t=1}^{NT} \sum_{d=1}^{ND} \gamma_d^t P_{DR_d}^t \right\} \right\} \quad (11)$$

## III. METODOLOGI

Untuk menguji skema penjadwalan pembangkit dengan respons beban, dilakukan pengujian pada sistem *grid-connected microgrid*. Beberapa data dalam sistem pengujian yang digunakan merujuk pada [7]. Sistem ini memiliki tiga pembangkit diesel, PLTS, dan PLTB. Data teknis pembangkit diesel ditunjukkan pada Tabel 1 dan Tabel 2 menunjukkan data biaya pembangkitan [7]. Pembangkit EBT dimodelkan sebagai beban negatif, sehingga daya yang dibangkitkan akan sesuai dengan *forecast*-nya. PLTS dan PLTB memiliki kapasitas maksimal masing-masing 15 kW dan 11 kW. Kurva beban dan *forecast* pembangkitan PLTS dan PLTB ditunjukkan pada Gambar 1 [7].

*Microgrid* pada kasus ini terhubung dengan jaringan eksternal dengan transfer daya maksimal 4 kW. Biaya pembelian listrik dari jaringan dimodelkan menggunakan tiga tarif mengikuti waktu, yaitu *off-peak*, *mid-peak*, dan *on-peak*, seperti yang ditunjukkan Gambar 2 [14].

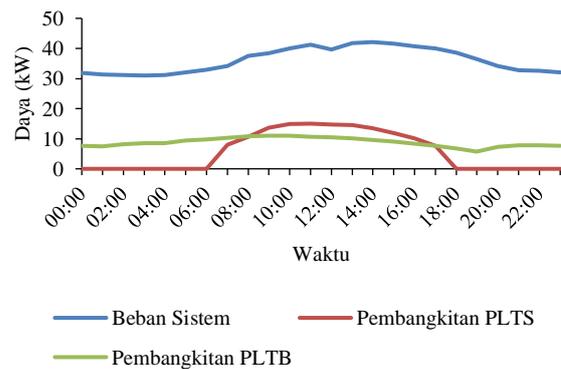
Terdapat tiga kelompok pelanggan yang disuplai dalam sistem ini. Kontrak respons beban dimodelkan secara sederhana, yaitu untuk setiap kWh yang dikurangi, pelanggan akan mendapat insentif. Untuk setiap kelompok pelanggan, biaya insentif yang ditetapkan berbeda, seperti yang pada Tabel 3 [7]. Diasumsikan biaya yang tersedia untuk membayar insentif respons beban dalam satu hari adalah \$100. Periode penjadwalan pembangkit dan respons beban adalah 24 jam, dengan *timestep* satu jam.

Tabel 1. Data teknis pembangkit diesel [7], [13]

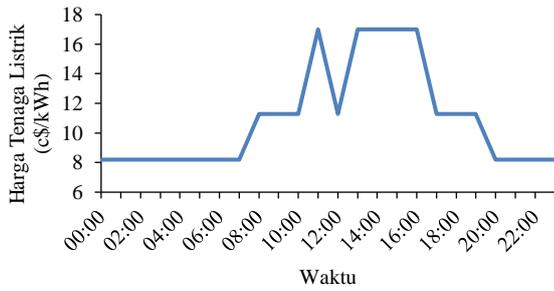
Generator	Daya Maks. (kW)	Daya Min. (kW)	Ramp-rate (kW/jam)	MUT/MDT (jam)
G1	4,0	0,4	3	1
G2	6,0	0,6	5	1
G3	9,0	0,9	8	1

Tabel 2. Fungsi biaya pembangkit diesel [7]

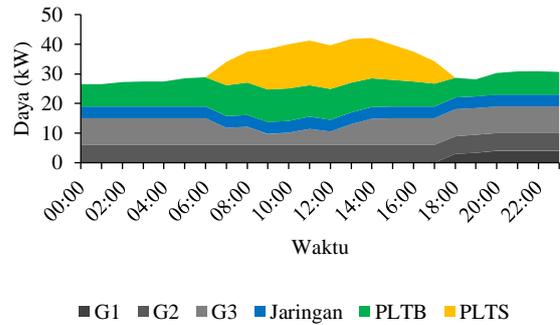
Pembangkit	$\alpha$ (\$/kWh)	$\beta$ (\$/jam)	Startup (\$/start)
G1	0,50	0,2	0,216
G2	0,25	0,2	0,324
G3	0,30	0,3	0,486



Gambar 1. Profil beban sistem dan pembangkitan pembangkit EBT [7]



Gambar 2. Harga tenaga listrik dari jaringan utama [14]



Gambar 4. Komposisi pembangkitan dan impor listrik optimal

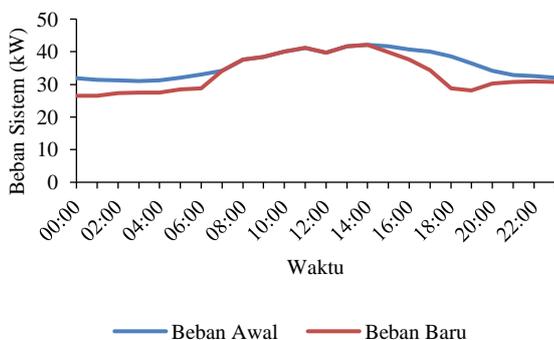
Tabel 3. Insentif respons beban pada tiap-tiap pelanggan [7]

Pelanggan	Insentif Respons beban (\$/kWh)
Pelanggan 1	1,32
Pelanggan 2	1,63
Pelanggan 3	1,64

Terdapat tiga kelompok pelanggan yang disuplai dalam sistem ini. Kontrak respons beban dimodelkan secara sederhana, yaitu untuk setiap kWh yang dikurangi, pelanggan akan mendapat insentif. Untuk setiap kelompok pelanggan, biaya insentif yang ditetapkan berbeda, seperti yang pada Tabel 3 [7]. Diasumsikan biaya yang tersedia untuk membayar insentif respons beban dalam satu hari adalah \$100. Periode penjadwalan pembangkit dan respons beban adalah 24 jam, dengan *timestep* satu jam.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

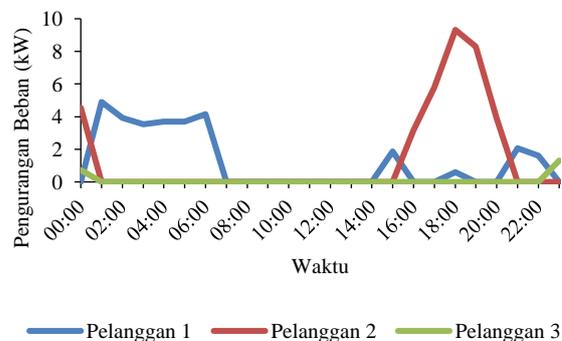
Penjadwalan pembangkit bersama dengan respons beban akan mengubah kurva beban pada sistem. Gambar 3 menunjukkan kurva beban awal dan kurva beban dengan pertimbangan respons beban. Dapat diamati bahwa dengan adanya respons beban, beban sistem dapat dikurangi pada waktu-waktu tertentu. Terdapat penurunan beban yang terjadi antara pukul 01:00 s.d. 06:00 dan pukul 15:00 s.d. 23:00. Detail daya yang dibangkitkan oleh pembangkit diesel dan EBT serta pembelian daya dari jaringan eksternal ditunjukkan pada Gambar 4.



Gambar 3. Profil beban sistem awal dan profil beban setelah respons beban

Respons beban membantu mengurangi beban sistem yang ditanggung oleh sistem pembangkit dan jaringan eksternal. Sebagai contoh, pada pukul 20:00, beban sistem adalah 34,14 kW. Sedangkan, pembangkit hanya tersedia 19 kW, jaringan eksternal 4 kW, PLTB 7,21 kW, dan PLTS tidak memproduksi daya. Artinya, ada kekurangan daya sebesar 3,9 kW. Untuk mempertahankan keseimbangan, maka beban Pelanggan 2 dikurangi sebesar 3,9 kW. Total beban yang dikurangi pada setiap pelanggan ditunjukkan pada Gambar 5 dan dirangkum dalam Tabel 4. Pelanggan 1, Pelanggan 2, dan Pelanggan 3 mengalami pengurangan sebesar masing-masing 30 kWh, 35 kWh, dan 2,04 kWh. Pelanggan 3 mengalami pengurangan beban yang paling sedikit karena insentif yang perlu dibayarkan kepada pelanggan 3 adalah yang paling besar. Sehingga, prioritas pengurangan beban adalah pada Pelanggan 1 dan Pelanggan 2 terlebih dahulu.

Tabel 5 menunjukkan total biaya yang diperlukan untuk operasi sistem dalam satu hari. Secara keseluruhan, diperlukan biaya sebesar \$227,93 dengan komponen bahan bakar yang paling besar kemudian disusul oleh insentif untuk respons beban. Biaya pada respons beban tidak dapat melebihi anggaran yang sudah ditetapkan, yaitu \$100. Apabila anggaran untuk insentif respons beban diperbesar, maka biaya bahan bakar akan berkurang karena beban yang disuplai lebih kecil.



Gambar 5. Pengurangan beban paling optimal pada setiap pelanggan

Tabel 4. Pengurangan beban pada tiap-tiap pelanggan serta insentif yang diterima

Pelanggan	Penghematan Energi (kWh)	Insentif Diterima (\$)
Pelanggan 1	30,00	39,60
Pelanggan 2	35,00	57,05
Pelanggan 3	2,04	3,35

Tabel 5. Total biaya operasi sistem

Komponen Biaya	Biaya (\$)
Bahan bakar	116,40
Startup	1,03
Impor listrik	10,50
Insentif respons beban	100,00
Total	227,93

## V. SIMPULAN

Dalam penelitian ini dikembangkan model optimisasi manajemen energi pada *microgrid*, yang merupakan kombinasi dari penjadwalan pembangkit dan respons beban. Optimisasi dilakukan untuk meminimalisasi biaya pembangkitan dari sisi operator *microgrid* sekaligus memaksimalkan keuntungan dari program respons beban. Biaya operasi pembangkit diesel yang diperoleh adalah \$116,40 dan keuntungan respons beban yang diperoleh pelanggan sebesar \$100. Adanya respons beban dapat membantu sistem *microgrid* menjaga keseimbangan daya ketika sumber energi dari pembangkitan sedang tidak memadai. Pengurangan beban pelanggan yang terjadi selama periode penjadwalan adalah 67,04 kWh pada ketiga pelanggan. Distribusi beban yang dikurangi bergantung pada nilai insentif respons beban pada tiap-tiap pelanggan. Selain itu, besarnya insentif respons beban sangat memengaruhi besar energi yang dikurangi. Semakin besar anggaran yang tersedia, maka daya yang dikurangi akan semakin besar dan begitu pula sebaliknya.

## DAFTAR PUSTAKA

- [1] C. Cecati, G. Mokryani, A. Piccolo, and P. Siano, "An overview on the Smart Grid concept," *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, pp. 3322–3327, 2010, doi: 10.1109/IECON.2010.5675310.
- [2] F. Rahimi and A. Ipakchi, "Demand Response as a Market Resource Under the Smart Smart Grid Paradigm," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 82–88, 2010, [Online]. Available: [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=5454394](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5454394).
- [3] V. S. K. M. Balijepalli, V. Pradhan, S. A. Khaparde, and R. M. Shereef, "Review of demand response under smart grid paradigm," *2011 IEEE PES Int. Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT India 2011*, pp. 236–243, 2011, doi: 10.1109/ISET-India.2011.6145388.
- [4] N. Kagan, C. F. M. Almeida, U. D. S. Paulo, E. Vicentini, and A. E. S. Eletropaulo, "Study of the Distributed Generation Impact on Distributed Networks, Focused on Quality of," pp. 6–11, 2016.
- [5] A. V. Shalukho, I. A. Lipuzhin, and A. A. Voroshilov, "Power Quality in Microgrids with Distributed Generation," pp. 54–58, 2019.
- [6] W. Huang, Z. Fu, and L. Hua, "Research on optimal capacity configuration for distributed generation of island micro-grid with wind/solar/battery/diesel engine," 2018.
- [7] N. I. Nwulu and X. Xia, "Optimal dispatch for a microgrid incorporating renewables and demand response," *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 16–28, 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.08.026.
- [8] B. Imtiaz, Y. Cui, and I. Zafar, "Economic Dispatch of Microgrid Incorporating Demand Response Using Dragonfly Algorithm," *2021 IEEE Int. Conf. Adv. Electr. Eng. Comput. Appl. AEECA 2021*, pp. 59–68, 2021, doi: 10.1109/AEECA52519.2021.9574430.
- [9] A. R. Jordehi, M. S. Javadi, and J. P. S. Catalao, "Dynamic Economic Load Dispatch in Isolated Microgrids with Particle Swarm Optimisation considering Demand Response," *UPEC 2020 - 2020 55th Int. Univ. Power Eng. Conf. Proc.*, pp. 13–17, 2020, doi: 10.1109/UPEC49904.2020.9209769.
- [10] T. Zhang, J. Zhang, L. Wang, and D. Zhang, "Optimal economic dispatch for intelligent community micro-grid considering demand response," *IGBSG 2018 - 2018 Int. Conf. Intell. Green Build. Smart Grid*, pp. 1–4, 2018, doi: 10.1109/IGBSG.2018.8393560.
- [11] Z. Wang, Y. Shao, X. Dou, J. Wang, and X. Zhang, "Optimal dispatch of microgrid considering interruptible load," *2020 12th IEEE PES Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf.*, vol. 3, 2020.
- [12] M. Tkiouat and I. Abdou, "Unit Commitment Problem in Electrical Power System: A Literature Review," *Int. J. Electr. Comput. Eng.*, vol. 8, no. 3, pp. 1357–1372, 2018, doi: 10.11591/ijece.v8i3.pp1357-1372.
- [13] IESR, "Technical Report: A Roadmap for Indonesia's Power Sector: How Renewable Energy Can Power Java-Bali and Sumatera," 2019.
- [14] Westario Power Inc., "May 2021 Electricity Pricing Changes." Ontario, 2021, [Online]. Available: <https://westario.com/may-2021-electricity-pricing-changes/>.