

Optimisasi dan Permasalahan Pada Pembangkit Listrik Berbasis Energi baru Terbarukan

Mohamad Isnaeni Romadhon¹, Rizky Adi Nugraha²

¹ Electrical Engineering and Information Technology Department Gadjah Mada University

¹ mohamadisnaeniromadhon@mail.ugm.ac.id

² Dinas Energi dan Sumber Daya Mineral Provinsi Jawa Tengah

² rizkyadinugraha1304@asn.jatengprov.go.id

Abstrak

Perubahan iklim mendorong Masyarakat dunia untuk mulai beralih dari penggunaan energi berbasis fosil ke penggunaan energi baru terbarukan. Berdasarkan data dari energy institute - Statistical Review of World Energy (2024), total 8988,39 TWh listrik yang dipergunakan di dunia bersumber dari energi baru terbarukan pada tahun 2023. 47 % dari jumlah tersebut berasal dari PLTA, 26 % dari PLTB, 18 % dari PLTS, dan 9 % sisanya dari sumber energi EBT lain seperti geothermal, biomasa, PLTSa, dan Pembangkit Listrik Gelombang Laut. Meskipun, perkembangan pembangkit Listrik EBT di dunia menunjukkan tren yang cukup baik, mahal biaya instalasi dan maintenance dari pembangkit tersebut perlu menjadi pertimbangan karena akan mempengaruhi harga jual Listrik pada konsumen. Optimisasi pada perencanaan pembangkit sangat diperlukan untuk meminimalkan biaya-biaya seperti biaya Pembangunan pembangkit, biaya maintenance dan biaya operasional serta memaksimalkan energi yang dihasilkan oleh pembangkit. Pada artikel ini akan dipaparkan hasil penelitian sebelumnya berkaitan dengan optimisasi dan permasalahan yang dihadapi pada Pembangkit-Pembangkit Listrik berbasis EBT seperti, PLTA, PLTMini dan Micro Hydro, PLTS dan PLTB.

Kata Kunci: EBT, optimisasi, pembangkit.

Abstract

Climate change has encouraged the global community to shift from fossil-based energy to renewable energy sources. According to data from the Energy Institute – Statistical Review of World Energy (2024), a total of 8,988.39 TWh of electricity consumed globally in 2023 was sourced from renewable energy. Of this amount, 47% came from hydropower plants (HPP), 26% from wind power plants (WPP), 18% from solar power plants (SPP), and the remaining 9% from other renewable energy sources such as geothermal, biomass, waste-to-energy (WtE), and ocean wave power plants. Although the development of renewable power plants worldwide shows a promising trend, the high costs of installation and maintenance must be considered, as they can affect the electricity selling price for consumers. Optimization in power plant planning is essential to minimize costs such as construction, maintenance, and operational expenses, while maximizing the energy output. This article presents findings from previous research related to optimization and challenges faced by renewable energy power plants, including HPPs, mini and micro hydropower plants, solar power plants, and wind power plants.

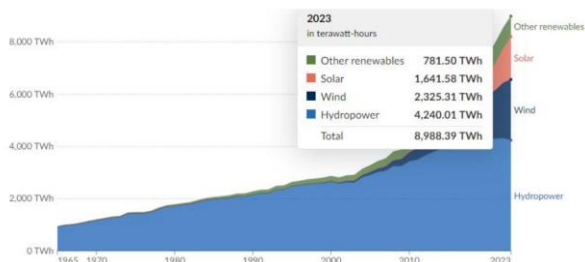
Keywords: Renewable energy, optimization, power plant.

1. PENDAHULUAN

Perubahan iklim dapat digambarkan sebagai perubahan cuaca dalam jangka panjang yang berdampak pada dunia. Perubahan iklim merupakan konsekuensi dari pembakaran bahan bakar fosil yang terjadi

terutama sejak era revolusi industri hingga saat ini. Masyarakat dunia menanggapi isu ini melalui komitmen untuk beralih dari awalnya menggunakan bahan bakar fosil ke penggunaan energi terbarukan. energy institute - Statistical Review of World Energy (2024), pada tahun 2023 secara keseluruhan, 8988,39

TWh listrik dunia dihasilkan oleh pembangkit listrik tenaga terbarukan. Gambar 1 di bawah ini memberikan informasi tentang konsumsi bauran energi terbarukan di dunia pada tahun 2023. Penggunaan listrik yang paling umum dihasilkan oleh tenaga air dengan 4240,01 Twh. Tenaga angin adalah yang berikutnya dengan 2325,3126 Twh diikuti oleh tenaga surya dengan 1641,58 Twh. Jumlah penggunaan listrik dari energi Panas bumi, biomassa, limbah, gelombang dan pasang surut adalah 781,50 Twh (Energy Institute,2023). Meskipun data penggunaan listrik yang berasal dari EBT menunjukkan tren yang baik, tingginya biaya pemasangan dan pemeliharaan serta intermittensi dari pembangkit tersebut harus dipertimbangkan.



Gambar 1. Data Pembangkit Listrik EBT di dunia

Optimisasi memberikan solusi untuk meminimalkan biaya dan memaksimalkan produksi energi terutama pada pembangkit listrik EBT yang karakteristik pembangkitan energi listriknya cenderung fluktuatif. Sebagai contoh pada kasus pembangkit listrik tenaga air, penjadwalan kerja generator adalah hal yang sangat penting. Optimisasi Penjadwalan generator (optimal generation Scheduling/OGS) pada PLTA akan mengurangi dampak ekologi dan sosial. OGS bertujuan untuk memaksimalkan energi listrik yang dihasilkan dengan memanfaatkan potensi aliran air yang tersedia selama periode waktu/musim tertentu. OGS berfokus pada penjadwalan PLTA untuk mengoptimalkan kerja dari pembangkitan listrik. Kapasitas pembangkitan dari PLTA akan bervariasi tergantung pada periode waktu atau musim tertentu. Pada dasarnya OGS mencakup sistem

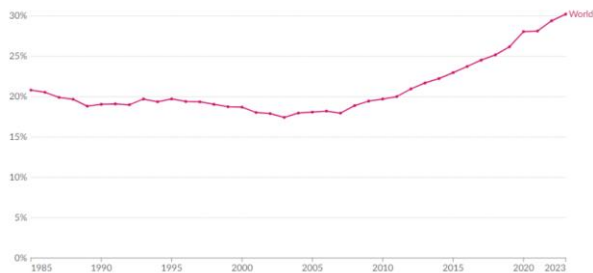
penjadwalan kerja PLTA yang terdiri atas sistem penjadwalan Jangka Panjang, Menengah, dan Pendek (Long, Middle, Short term scheduling/LMSTHS) yang ditujukan untuk memaksimalkan produksi energi listrik generator sesuai dengan jumlah debit air yang mengalir dari reservoir. Pada kasus-kasus yang terjadi di negara berkembang, Pembangkit listrik tenaga mini dan mikro hidro lebih populer daripada PLTA. Meskipun demikian, PLTM dan PLTMH menimbulkan biaya investasi, operasi, dan pemeliharaan yang cukup tinggi. Permasalahan tersebut menjadi kendala dalam pengembangan PLTM dan PLTMH yang lebih lanjut. Tidak hanya dari segi biaya, regulasi yang tidak fleksibel menjadi permasalahan pada sisi yang lain. Permasalahan-permasalahan diatas menjadi kendala dalam pertumbuhan penggunaan PLTM dan PLTMH di negara-negara berkembang.

Permasalahan juga terdapat pada PLTS, interkoneksi antara sistem PLTS dan jaringan tenaga listrik seringkali menemui kendala. Kendala yang terjadi adalah intermittensi PLTS yang menyebabkan fluktuasi energi listrik yang dihasilkan. Beberapa teknik dan metodologi optimisasi telah dikembangkan untuk memaksimalkan output energi listrik PLTS melalui peramalan cuaca. Metode seperti transformasi wavelet, jaringan saraf konvolusional, dan model Long ShortTerm Memory (LSTM) ditujukan untuk meningkatkan presisi ramalan guna memaksimalkan keluaran energi. Di sisi lain, tingginya biaya instalasi, konstruksi, dan pemeliharaan menjadi hambatan untuk mengembangkan PLTB (Global Wind Report 2023). Berbagai metode telah diterapkan untuk mengurangi Biaya Energi (LCOE). Meskipun metode tersebut hanya berdampak kecil pada sistem, metode tersebut telah memberikan kontribusi terhadap efisiensi ekonomi dan meminimalkan biaya produksi listrik. Optimisasi pada penentuan lokasi jaringan pengumpul dan kabel koneksinya merupakan

salah satu topik utama pada PLTB. Artikel ini menyediakan permasalahan dan teknologi optimisasi pada pembangkit listrik EBT.

2. KONDISI PEMBANGKIT EBT
SEKARANG

Sebagai bagian dari komitmen global menghadapi perubahan iklim, sebagian besar negara di dunia telah memulai untuk beralih dari energi fosil ke energi terbarukan. Komitmen ini telah disepakati oleh sekitar tiga perempat negara di dunia pada Konferensi Perubahan Iklim Perserikatan Bangsa-Bangsa tahun 2023. Kesadaran akan penggunaan energi terbarukan sebagai pengganti fosil telah mendorong pada peningkatan efisiensi dan pengurangan biaya investasi pembangunan pembangkit EBT. Energi berbiaya terendah berasal dari PLTB dengan kisaran LCOE tanpa subsidi sebesar US\$30–60 per megawatt hour (MWh). Energi termurah kedua adalah PLTS dengan kisaran LCOE US\$43–53/MWh. PLTA menghasilkan energi listrik dari aliran air yang mengalir melalui turbin dan memutar generator. pada tahun 2020, PLTA merupakan penyumbang 17% listrik dunia. Jumlah tersebut menurun 3% pada pertengahan hingga akhir abad ke-20. PLTA dikategorikan sebagai sumber energi Listrik dengan emisi yang rendah jika dibandingkan dengan pembangkit Listrik yang lain. Namun, pada kenyataannya diwilayah tertentu proyek PLTA justru penyumbang emisi yang tinggi akibat pelepasan karbon dioksida sebagai efek dari hilangnya materi biologis yang sengaja ditenggelamkan dalam reservoir.



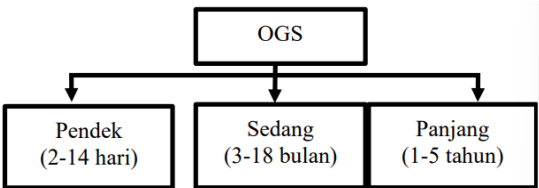
Gambar 2. pembangkitan listrik oleh EBT

Gambar 2 menunjukkan data produksi listrik dari EBT. Pada tahun 2020, energi terbarukan menghasilkan 30% listrik dunia. Angka ini melonjak 150% dari 20% pada tahun 2010 atau tumbuh 1,5 kali lipat dalam satu dekade. Hal ini menunjukkan tingginya perhatian terhadap sumber energi terbarukan dalam 20 tahun terakhir.

3. PERMASALAHAN DAN OPTIMISASI
PADA EBT

3.1 Permasalahan Optimisasi Pada PLTA

OGS bertujuan untuk memaksimalkan keluaran energi listrik dari PLTA saat bekerja dalam kondisi dibawah persyaratan minimum operasional dan lingkungan. Dalam keadaan kekurangan pasokan aliran air, OGS digunakan dengan tujuan untuk memaksimalkan output energi listrik. Untuk memastikan pasokan energi, OGS ditempatkan pada semua prosedur pada waktu tertentu. Aliran air yang optimal memiliki korelasi dengan jadwal waktu. Pada waktu tertentu, musim penghujan contohnya aliran air akan berada dilevel maksimum yang berkebalikan saat musim kemarau. Masalah optimisasi PLTA mencakup variabel-keadaan seperti tingkat air pada reservoir dan variabel stokastik seperti iklim. Dengan demikian, masalah optimasi multidimensi yang lengkap dapat dibagi menjadi beberapa sub-kasus. Sub-kasus jangka panjang, jangka menengah, dan jangka pendek dikategorikan untuk menyederhanakan pencarian solusi. Gambar 3. Di bawah ini menunjukkan informasi tentang sub-kasus OGS. Sub-kasus OGS seharusnya menjadi solusi terbaik untuk penjadwalan tenaga air pada waktu tertentu.



Gambar 3. sub kasus OGS

1) OGS Jangka pendek

Optimisasi penjadwalan aliran air yang masuk ke PLTA menjadi sangat penting karena debitnya yang terus berubah. Hal ini menimbulkan kesulitan pada penentuan model matematika yang sesuai. Pada hasil penelitian (Catalão, J. P. S., 2010) menunjukkan bahwa optimisasi penjadwalan aliran air dapat meningkatkan kemampuan operasional. Mixed Integer Nonlinear Programming (MINP) diusulkan sebagai algoritma pada optimisasi OGS jangka pendek dengan batasan keadaan saat terjadi pelepasan air dan pergantian head. Penulis meyakini bahwa penelitiannya menyajikan hasil dari optimisasi PLTA dengan subkasus OGS jangka pendek yang lebih baik dan lebih realistis. Pada penelitian selanjutnya (Catalão, J. P. S., 2010), penulis menggunakan MIQP dengan Batasan yang berbeda. Pada kali ini ditambahkan batasan lain yaitu wilayah operasi yang berlainan. Hasil dari optimisasi menunjukkan kinerja yang baik. Selanjutnya, penulis yang sama mengusulkan metode nonlinier baru untuk memecahkan masalah penjadwalan PLTA dengan mempertimbangkan ketergantungan head. Hasilnya menunjukkan bahwa metode nonlinier yang disarankan memiliki hasil yang efisien. OGS Panjang (1-5 tahun) Sedang (3-18 bulan) Pendek (2-14 hari) Kebanyakan kasus optimisasi menghasilkan luaran yang baik dikarenakan pemodelan yang lebih andal serta lamanya waktu komputasi yang diabaikan (Catalão, J. P. S., 2009).

Penelitian (Belsnes, M. M., 2016) menyajikan model nonlinear untuk penjadwalan tenaga air dengan memperhatikan variable stokastik operasional yang berupa biaya Listrik. Pendekatan yang diusulkan menghasilkan luaran yang lebih baik. Penulis, (Belsnes, M. M., 2016) (Ge, X., Xia, S., 2018) mengusulkan model yang berisi fungsi non-linier yang bekerja berdasarkan selisih waktu air di bagian upstream dan downstream Metode yang disarankan diverifikasi dengan dua unit reservoir dan sepuluh unit reservoir. Hasil numerik membuktikan bahwa metode yang disarankan memberikan hasil yang realistis.

Penulis (Mo, L., 2013) memanfaatkan algoritma Ant Colony dan differential evolution DE yang digunakan untuk memecahkan sub-masalah: unit commitment dan economic load dispatch. Hasil simulasi menunjukkan bahwa teknik yang disarankan memiliki fitur konvergensi terbaik dan waktu komputasi yang lebih sedikit. Penulis (Yuan, X., 2002) menyarankan modifikasi algoritma genetic. Hasil simulasi telah memverifikasi bahwa algoritma sangat memungkinkan untuk digunakan dan efisien.

Penulis (Seguin, S., 2016) mengajukan dynamic programming untuk menyelesaikan masalah penjadwalan jangka pendek dalam unit commitment sekaligus permasalahan pembebanan pada sebuah PLTA. DP digunakan untuk menghitung energy maksimal yang dihasilkan oleh PLTA. Pada (Yuan, L., 2017) penulis membahas cara memproses masalah yang dihasilkan oleh ketidakpastian pada aliran air disisi masukan pada permasalahan PLTA dengan penjadwalan jangka pendek. Penulis mengajukan algoritma self-optimization system dynamics simulation sebagai Solusi untuk permasalahan tersebut. Melalui studi kasus operasi jangka pendek real-time dari kaskade Qing di Tiongkok, tiga skenario tipikal dianalisis. Hasilnya menunjukkan bahwa simulasi SD merupakan cara yang efektif untuk mensimulasikan sistem PLTA kaskade yang kompleks. Multi-Stage Dynamic Programming (MSDP) dikombinasikan dengan Muskingum model diusulkan pada (Ji, C., Li, 2017) untuk mendapatkan nilai aliran air yang akurat pada downstream dan upstream reservoir. Model yang diusulkan menghasilkan keuntungan yaitu nilai aliran air yang lebih realistis.

Penulis (Jiekang, W., 2014) menyajikan Model penjadwalan multiobjektif dalam optimisasi keseimbangan volume air untuk pembangkitan dan kuantitas listrik. Analisis envelopment data (DEA) diaplikasikan ke dalam algoritma seperti elektromagnetisme (EMA) kemudiann diuji dengan delapan pembangkit listrik tenaga air digunakan untuk melakukan optimisasi tersebut. Hasil menunjukkan bahwa metode ini dapat mewujudkan solusi optimal

untuk model penjadwalan.. pada (Wu, X. 2015) multi-objektif Model digunakan untuk meminimalkan beban puncak pada suatu jaringan yang terdiri atas sekumpulan PLTA pada wilayah China bagian selatan. Hasil dari optimisasi menunjukkan bahwa metode yang digunakan realistis, fleksibel, dan kuat serta efisien digunakan pada contoh studi kasus tersebut. Penulis (Lu, P., 2015) mengajukan algoritma optimisasi koloni lebah berkode biner-nyata yang dimodifikasi (IB-RBCO) untuk menyelesaikan sub-masalah unit commitment dan kebutuhan beban yang ekonomis pada stasiun PLTA bertingkat Xiluodu dan Xiangjiaba. Hasil simulasi membuktikan bahwa pendekatan yang disarankan dapat memperoleh solusi dengan keunggulan teratas dengan waktu komputasi yang lebih pendek dan konsumsi air yang lebih sedikit. Untuk memecahkan masalah perencanaan PLTA dengan penjadwalan jangka pendek pada sistem berskala besar atau kompleks, (Marchand, A., 2018) mengusulkan model MILP dengan 3 fase untuk memperoleh solusi yang mendekati nilai optimal dengan sangat cepat. (Aasgård, E. K., 2018) mengusulkan metode penjadwalan jangka pendek yang optimal untuk PLTA berdasarkan kurva penawaran yang berasal dari proses optimisasi model stokastik. Hasil dari algoritma tersebut menunjukkan aliran air yang masuk dan tidak terkendali dapat mengubah penawaran.

2) OGS Jangka menengah

Penulis (Shrestha, G. B., 2005) mengkategorikan optimisasi pada PLTA berdasarkan perkiraan keuntungan dan pembangkitan energi Listrik per satuan waktu yang sesuai dengan perubahan kontrak dimasa depan. Pada (Baslis, C. G., 2011) OGS dengan tipe data stokastik digunakan sebagai model untuk biaya penyediaan PLTA. Penyedia jasa PLTA selalu melakukan optimisasi keuntungannya sesuai dengan permintaan tenaga Listrik harian. Hasil yang diperoleh dari Upaya ini adalah didapatkannya strategi penyelesaian permasalahan yang unik dari sisi komersil. (Catalão, J. P. S., 2012)

menyajikan pendekatan optimisasi melalui volatilitas pasar. Pada metode ini digunakan manajemen resiko untuk mencegah keuntungan yang berubah-ubah tanpa kepastian. Lebih jauh, OGS dan laju air yang konsisten sesuai kebutuhan pada PLTA merupakan suatu keharusan untuk mendapatkan Solusi pada system PLTA kaskade.

(Flatabø, N., 1998) menyajikan Solusi untuk mengoperasikan Pembangkit hanya pada waktu tertentu saja. Manajemen operasi ini berdasarkan peramalan kebutuhan energi dipasaran dan harga yang ditawarkan pada saat itu. Penerapan metode ini sangat menguntungkan bagi penyedia jasa. Pada Abgottspon, H., 2012) mengusulkan metode pemodelan yang dapat diakses oleh para penyedia jasa. Keuntungan dari metode ini adalah tersedianya data mengenai kebutuhan daya dimasa yang akan datang yang telah dilengkapi dengan kurva harga Listrik dalam satuan perjam. Model ini dapat diaplikasikan dalam metode optimisasi apapun. Output dari model ini adalah jumlah rata-rata kebutuhan air yang melalui PLTA. (Helseth, A., 2016) melakukan pendekatan untuk OGS keuntungan optimisasi, Keputusan untuk menentukan harga jual didekati dengan resiko penyedia jasa untuk mengeksplor energy dan kemampuan untuk isolasi. (Hjelmeland, M. N., 2016) menghitung potensi energi yang dapat diproduksi dan dialirkan dengan pemodelan yang akurat untuk dapat memprediksi harga jual yang tepat. Metode ini dinilai efektif Ketika dibandingkan dengan model lain. (Aquino, R. R., Neto, 2011) optimisasi dua tahap menggunakan algoritma neural network digunakan untuk menyelesaikan permasalahan energi terutama pada permasalahan untuk meminimalkan biaya penyediaan energi total yang sesuai dengan kebutuhan beban. Hasil dari penerapan metode tersebut adalah model yang disajikan mampu untuk menghasilkan OGS yang berorientasi pada biaya operasi yang minimum. (Lotfi, M. M., 2012) menyajikan harga baru yang paling memungkinkan yang dikalkulasikan menggunakan MILP. Hasil yang didapatkan mengindikasikan jika metode yang digunakan

memiliki kemampuan dan kesesuaian dari metode yang diberikan. Metode ini sangat tepat jika digunakan pada lingkungan yang memiliki regulasi sendiri.

3) OGS Jangka Panjang

(Zhao, Y., 2010) menggunakan Markov decision process (MDPs) untuk mengatur pelepasan air dalam rangka memastikan kondisi suplay air PLTA sesuai dengan nilai yang dibutuhkan untuk meminimalisir kelebihan produksi energi. Nilai yang dihasilkan dari penerapan metode tersebut dapat diterapkan sebagai Solusi dalam permasalahan OGS jangka Panjang. (Scarcelli, R. O., 2014) seperti halnya penulis sebelumnya menggunakan MDPs dengan memodelkan pelepasan air bulanan berdasarkan kurva distribusi probabilitasnya. Hasilnya menunjukkan bahwa produksi energi yang dilakukan seperti langkah biasanya memiliki hasil yang sangat mirip dengan hasil dari percobaan namun dengan biaya yang lebih rendah. (Scarcelli, R. O. C., 2017) melalui proses yang sama dan menemukan hasil bahwa metode yang dilakukan dapat menurunkan dan menaikkan produksi energi dengan emngurangi biaya operasi hingga 2,1%.

(Mo, B., Gjelsvik, A., 2001) menggunakan OGS jangka Panjang dengan memperhatikan kontrak penyediaan energi dimasa yang akan datang yang dioptimisasi dengan suatu model yang sesuai. Metode ini sesuai dengan penyedia jasa PLTA yang memperhatikan resiko fluktuasi harga akibat fluktuasi air yang mengalir. (Mo, B., Gjelsvik, A., 2017) mendiskripsikan penyusun komponen harga melalui sebuah model. Hasil identifikasi model tersebut adalah model tersebut melibatkan optimisasi dari operasi PLTA sesuai dengan kontrak yang bersifat stokastik. Hasil dari metode tersebut menunjukkan bagaimana komponen penyusun harga jual terdiri atas kombinasi biaya operasi dan perlindungan resiko kerugian ekonomi. (S. A. Pourmousavim, 2012) menggunakan Tree Captures (TC), Clustering Method (CM), dan Heuristic Method (HM), DP, dan Monte-Carlo Simulation (MCS), dengan mempertimbangkan keuntungan produksi dari

ketidakpastian harga jual dan pelepasan air. (Y. Zhang, 2013) menggunakan sebuah linear time series model dari data pelepasan air dengan memperhatikan musim. Hasil dari metode tersebut menunjukkan bahwa metode yang digunakan patut untuk dipertimbangkan sebagai sebuah Solusi dalam permasalahan ini. (A. Asadinejad, 2016) menggunakan DDP untuk memodelkan penjadwalan berdasarkan mixed integer programming (MIP). Prediksi keuntungan yang dapat diperoleh Ketika menggunakan model ini lebih besar dari 29,2 % dari model simulasi yang pernah dilakukan sebelumnya.

(A. Shafiee, 2016) menggunakan pendekatan melalui tiga algoritma optimisasi diantaranya progressive optimization, PSO, dan GA. Nilai minimum aliran air yang harus melalui PLTA dihitung dengan menggunakan fungsi objektif. Setelah dilakukan proses perhitungan menggunakan 3 algoritma tersebut progressive optimization menyajikan hasil yang paling baik untuk digunakan. (M. S. Mahmoud, 2014) mempertimbangkan kesalahan dari perkiraan yang terjadi Ketika menggunakan peramalan yang bersifat bulanan pada perkiraan aliran air. Penulis memberikan saran untuk menggunakan metode pendekatan yang diberi nama predicting dispatching chart. Studi kasus untuk permasalahan ini adalah PLTA kaskade Xiluodu and Xiangjiaba. Hasil dari penggunaan metode tersebut telah teruji sama dengan realitas pada system yang ada dan menghasilkan produksi yang cukup baik. (K. Wang, 2018) menggunakan modifikasi GA. Hasil dari penerapan algoritma tersebut menunjukkan rata-rata produksi tahunan adalah yang terbesar dan metode ini menunjukkan hasil yang lebih baik jika dibandingkan dengan DP. Dapat terlihat bahwa metode ini lebih cepat konvergen jika dibandingkan dengan DP. (M. Beaudin, 2010) menggunakan modifikasi PSO dan membuat perbandingan dengan metode lain dalam rentang data yang sama. Hasil dari pengujian metode tersebut menunjukkan bahwa penggunaan masing-masing metode berpengaruh terhadap PLTA. (J. Driesen, 2006) menggunakan modifikasi dari PSO dan Firefly Algorithm (FA) untuk mendekati

operasi penjadwalan yang optimal. Hasil dari penelitian tersebut menunjukkan bahwa penggunaan metode FA cenderung lebih mendominasi dengan variasi hasil yang lebih banyak.

3.2 Permasalahan pada PLTM dan PLTMH

Pembangkit listrik Tenaga mikro dan mini hidro secara bertahap didefinisikan sebagai sumber energi alternatif untuk meningkatkan elektrifikasi di daerah pedesaan. PLTM dan PLTMH akan lebih cocok untuk wilayah yang memiliki isu sensitif terhadap sumber energi yang menyebabkan polusi. Meskipun sebagian besar negara di Eropa dan Amerika Selatan, juga AS dan Tiongkok memiliki kapasitas terpasang lebih besar dari potensi yang diperkirakan, situasi yang berbeda dan cenderung lebih sulit dihadapi sebenarnya akan terjadi di negara berkembang.

Di negara berkembang, isu-isu yang bersifat lokal cenderung memiliki penyelesaian yang lebih rumit. Diperlukan metode yang tepat serta arahan untuk mendorong pengembangan PLTM dan PLTMH. Contoh yang tepat untuk menggambarkan hal ini adalah sebuah kasus mengenai penerapan kebijakan yang tepat yang diterapkan oleh pemerintah negara Spanyol (M. Shahidehpour, 2007). Di negara tersebut dari seluruh total kapasitas tenaga air, 10,6% diantaranya adalah PLTM dan PLTMH. Pembuat kebijakan tidak hanya mempertimbangkan sektor ekonomi dalam hal pembangunan di negara tersebut tetapi juga sektor efisiensi energi dan lingkungan. Penerapan kebijakan dalam kasus ini menjadi contoh yang sangat bagus untuk mengetahui bagaimana sebuah perencanaan dalam suatu pembangunan PLTM dan PLTMH atau infrastruktur lainnya dilakukan secara baik dan efisien.

Contoh lain di negara India (A. B. Arani, 2014) (G. Chicco, 2009). Pada tahun 1992, pemerintah India telah memulai untuk mendorong penelitian pada bidang energi terbarukan, khususnya di bidang PLTM dan PLTMH. Pemerintah India mengklaim bahwa tenaga air adalah pembangkit listrik yang paling tepat jika

digunakan pada negara tersebut. Argumen ini berdasarkan hasil penelitian atas keefektifitasan PLTM dan PLTMH di daerah pedesaan. Komunitas lokal, LSM, serta pihak perusahaan swasta bekerjasama dengan pemerintah setempat untuk mendorong peningkatan proyek PLTM dan PLTMH. Total kapasitas terpasang PLTM dan PLTMH di India adalah 2.429,77 MW ditambah dengan 483,23 MW sedang dalam tahap pengerjaan.

Negara-negara berkembang cenderung mengadopsi aturan-aturan yang lebih kaku jika dibandingkan dengan negara maju. Aturan mengenai pengembangan maupun penyediaan PLTM dan PLTMH termasuk kedalamnya. Di beberapa negara kebijakan yang tidak fleksibel cenderung menjadi penghalang untuk berkembangnya pembangkit EBT khususnya PLTM dan PLTMH. Pola ini terlibat di negara dengan kebijakan yang kompleks. Aturan-aturan yang lebih baru yang memiliki aturan tentang perencanaan berkelanjutan dengan lingkungan sebagai dasar akan lebih baik jika diterapkan. Sehingga dapat mendorong pembangunan ekonomi dalam fundamental sosial, ekonomi dan lingkungan.

Contoh negara yang memiliki potensi PLTM dan PLTMH yang cukup besar namun belum terealisasi dengan baik adalah Turki (A. Ipakchi, 2009). Pada awal abad ke-20, di negara Turki banyak terbangun PLTM dan PLTMH. Namun PLTM dan PLTMH yang terbangun tidak direncanakan dengan baik sehingga cenderung bersifat terpisah-pisah. Sifat PLTM dan PLTMH yang seperti ini tidak cocok untuk aspek ekonomi di Turki dan bentuk geografis negaranya. Situasi ini memaksa pemerintah untuk beralih ke pembangkit listrik tenaga termal. Namun, krisis energi tahun 1970-an memunculkan kembali keinginan untuk membangun kembali PLTM dan PLTMH. Di Turki, PLTM dan PLTMH saat ini menjadi pemasok energi listrik terbesar kedua setelah pembangkit listrik termal. Total potensi PLTM dan PLTMH di Turki adalah 50.000 GWh/tahun. Namun, hanya 3,3% dari potensi tersebut yang telah dieksploitasi.

Pada belahan dunia lain, tepatnya di benua Afrika. Masalah pengembangan PLTM dan PLTMH terjadi di Nigeria (K. Moslehi, 2010). Sebagai negara berkembang, Nigeria mengalami kesulitan untuk menghentikan dominasi minyak sebagai bahan bakar pembangkit listrik. Nigeria diperkirakan memiliki kapasitas 3500 MW untuk PLTM dan PLTMH, namun baru 30 MW yang telah terbangun hingga saat ini. Kurangnya investasi jangka panjang menjadi salah satu penyebab dari belum optimalnya pengembangan dan pembangunan PLTM dan PLTMH di Nigeria. Permasalahan tersebut tidak hanya terjadi di Nigeria, negara-negara berkembang cenderung membatasi pengembangan EBT dikarenakan kebutuhan investasi jangka panjang yang cukup besar pada sektor tersebut. Dapat disimpulkan bahwa ekonomi dan energi bersih memiliki hubungan yang linier.

(A. K. Basu, 2011) mencoba mengeksplorasi hubungan antara keuntungan lingkungan yang didapatkan dan pendapatan masyarakat lokal yang diperoleh dari pengembangan PLTM dan PLTMH di wilayah pedesaan terpencil. Investigasi tersebut didasarkan pada studi PLTM dan PLTMH di India tepatnya di wilayah Himalaya dan sub-Himalaya. Evaluasi dilakukan untuk mengetahui dampak pembangunan PLTM dan PLTMH pada masyarakat dan juga manfaat lingkungan yang tercipta yang dapat dinikmati oleh masyarakat tersebut. Pembangunan PLTM dan PLTMH terutama diharapkan dapat memberikan manfaat secara langsung terutama pada pendapatan masyarakat lokal. Hal ini bertujuan untuk menjaga keberlanjutan infrastruktur PLTM dan PLTMH. (F. Katiraei, 2005) membahas skenario pengembangan infrastruktur EBT di negara Spanyol dengan penekanan pada PLTM dan PLTMH. Spanyol memiliki kapasitas terpasang sebesar 1510 MW, yang mewakili lebih dari 15% dari sekitar 9800 MW yang dikembangkan di Eropa. Spanyol menempati posisi ketiga di Eropa setelah Italia dan Prancis dalam instalasi PLTM dan PLTMH. Pertumbuhan rata-rata instalasi PLTM dan PLTMH di negara ini adalah 53 MW

per tahun. Nilai tersebut menunjukkan pertumbuhan yang signifikan. Potensi PLTM dan PLTMH yang secara teknis layak untuk dieksploitasi adalah 65.000 GW h/th, dari kapasitas yang dikembangkan saat ini adalah 31.600 GW h/th.

(J. Aghaei, 2013) menjelaskan bagaimana China sangat antusias dalam pengembangan PLTM dan PLTMH. China menarik perhatian internasional dengan terciptanya rekor baru dalam pengembangan PLTM dan PLTMH melalui pembangunan 42.221 unit PLTM dan PLTMH yang memproduksi 28.489 MW dan 2000 MW yang ditambahkan setiap tahun. Tujuan utamanya adalah untuk menyediakan listrik bagi daerah pedesaan yang lokasinya jauh dari pusat pembangkit listrik besar. Tidak hanya untuk pembangkit tenaga listrik, PLTM dan PLTMH akhirnya juga menghasilkan banyak manfaat seperti pengembangan ekonomi pedesaan, pengurangan eksploitasi hutan dan peningkatan perlindungan lingkungan dengan mengganti kayu bakar, pengendalian banjir, dan peningkatan ekologi pedesaan serta perlindungan Panda Raksasa yang terkenal di dunia melalui pengurangan penggundulan hutan.

Alokasi sumber daya alam yang terbatas untuk berbagai kebutuhan yang memerlukan keputusan investasi selalu relevan dan menantang. Proyek-proyek dalam industri energi, khususnya proyek-proyek tenaga air seperti PLTA, PLTM dan PLTMH, memerlukan jaminan dana dalam jumlah besar untuk pelaksanaan dan operasi yang sukses. Analisis biaya sebagian besar proyek tenaga air berfokus pada pemeriksaan berbagai biaya dan manfaat dengan mengutamakan kondisi pasar untuk memenuhi tujuan mereka (C. L. Su, 2009). Keputusan berbasis proyek PLTM dan PLTMH tentang investasi dan kewajiban keuangan lainnya sangat didasarkan pada analisis tekno-ekonomi dan biaya-manfaat yang akurat dan efektif (A. A. Thatte, 2012). Biaya yang dikeluarkan selama pengembangan proyek PLTM dan PLTMH dan manfaat yang diproyeksikan selama operasi proyek diperiksa selama masa proyek (dalam tahun). Proyek PLTM dan PLTMH dengan manfaat terukur yang lebih besar daripada

biaya yang dikeluarkan, selama durasi penilaian, menerima investasi modal positif. Biaya mengacu pada nilai yang dikorbankan untuk mendapatkan sesuatu sebagai imbalannya. Semua proses bisnis terdiri dari berbagai biaya yang menjadi dasar penentuan keuntungan bagi suatu organisasi. Analisis biaya membahas tentang ukuran hubungan biaya-output, yaitu berkaitan dengan penentuan biaya yang dikeluarkan terkait dengan perolehan sumber daya input dan bagaimana sumber daya tersebut dapat digunakan secara efektif untuk meningkatkan produktivitas perusahaan. Dengan demikian, klasifikasi biaya adalah proses logis untuk mengkategorikan berbagai biaya yang terlibat dalam suatu proses menurut jenis, sifat, frekuensi, dan fitur lainnya untuk memenuhi tujuan dan memfasilitasi kelayakan finansial dan ekonomi proyek PLTM dan PLTMH (P. Palensky, 2011).

Kelayakan finansial proyek PLTM dan PLTMH perlu diperhatikan untuk mengetahui seberapa besar keuntungan yang dapat dihasilkan melalui proyek tersebut, terutama untuk proyek yang didorong oleh investasi dari modal swasta. Analisis kelayakan tersebut mempertimbangkan skenario pasar saat ini, seperti: harga yang berlaku, inflasi, dan tingkat penetrasi teknologi yang diadopsi. Tujuan utamanya adalah untuk memiliki pemahaman yang jelas tentang tingkat estimasi investasi dan keuntungan yang didapatkan dari investasi tersebut. Kelayakan ekonomi proyek PLTM dan PLTMH, di sisi lain, cenderung mengarah pada manfaat nonmoneter yang diperuntukkan bagi masyarakat umum. Analisis tersebut dilakukan untuk proyek PLTM dan PLTMH yang dikembangkan oleh lembaga atau organisasi sektor publik yang portofolio utamanya adalah untuk memungkinkan pemerintah dalam kegiatan mereka mendistribusikan barang dan jasa secara merata kepada masyarakat. Analisis finansial berurusan dengan manfaat moneter, analisis ekonomi berurusan dengan manfaat moneter dan sosial secara umum. Analisis tersebut menetapkan kelayakan teknis-ekonomi dan finansial proyek pembangkit listrik tenaga air kecil yang menyediakan dasar ilmiah pada pengambilan

keputusan akhir tentang penyebaran proyek. Secara umum, metode yang digunakan adalah pay-back, rasio manfaat/biaya, nilai sekarang bersih, tingkat pengembalian internal, dll. Proses yang paling mudah untuk menghitung keuntungan ekonomi dari investasi pada proyek PLTM dan PLTMH adalah mengevaluasi pay back period untuk investasi yang dilakukan dalam pengembangan dan pembangunan proyek tersebut. Pay-back Period proyek PLTM dan PLTMH bergantung pada kondisi pasar keuangan. Kondisi pasar ditentukan oleh faktor-faktor ekonomi seperti modal pinjaman, bunga, inflasi, dan tarif lain yang berlaku. Praktik yang biasa dilakukan adalah menambah pendapatan dan pengeluaran, selama periode pengembangan proyek. Praktik tersebut akan membantu mengimbangi inflasi.

(Z. Wang, 1027) menyajikan studi kelayakan pengembangan PLTM dan PLTMH untuk elektrifikasi pedesaan di Nigeria menggunakan HOMER. Makalah ini membahas kelayakan mengintegrasikan PLTM dan PLTMH ke jaringan. Analisis koneksi off-grid dan grid dilakukan untuk konfigurasi hidrodiesel-battery-converter dan konfigurasi grid-hidro. Biaya bersih saat ini masing-masing sebesar \$19.717 dan \$2.398 dilaporkan. Pengurangan sumber pembangkit tenaga listrik selain PLTM dan PLTMH dalam kasus kedua adalah karena kelebihan listrik dapat dijual kembali ke jaringan. (M. Parvania, 2010) menyatakan bahwa kompleksitas penilaian pembangkit listrik secara bertahap meningkat, karena lebih banyak kriteria yang dimasukkan dalam penilaian keseluruhan, sementara data yang diperlukan untuk evaluasi terus berubah dengan cepat. Sepuluh jenis pembangkit listrik dinilai menggunakan sembilan kriteria. Analisis multikriteria dilakukan untuk menilai keseluruhan pembangkit listrik menurut aspek teknologi, ekonomi, dan keberlanjutan. Hasil menunjukkan bahwa berdasarkan bobot kriteria subjektif, pembangkit listrik berbasis energi terbarukan muncul di peringkat teratas secara keseluruhan, sementara pembangkit listrik tenaga nuklir dan bahan bakar fosil berada di peringkat lima terakhir.

(Y. Xu, 2012) mengusulkan langkah-langkah untuk mengurangi biaya produksi PLTM dan PLTMH dengan menganalisis dua Skema Mini-Hydro, Bhimgarh Mini Hydro dan CharasJatlapur Mini Hydro. Kedua PLTM tersebut berada di India, salah satu merupakan PLTM dengan sistem reservoir dan yang lain adalah run of river. Biaya pembangunan telah dianalisis untuk menghitung Rasio biaya-manfaat dan payback period. Penulis juga berfokus pada kendala dan masalah yang timbul dalam pengembangan PLTM dan PLTMH dengan konstruksi yang permanen dan menyarankan pengembangan PICO-HYDEL yang tidak memerlukan konstruksi yang terlalu kompleks dan dianggap lebih baik. Model prototipe yang disederhanakan telah dikembangkan, diuji, dan divalidasi. Penulis juga menyajikan hasil penerapan PICO-HYDEL pada pedesaan terpencil dengan jaringan yang kurang memadai.

(T. D. Mount, 2012) meninjau model Build-Own-Operate-Transfer (BOOT) di Nepal untuk Mengembangkan skema hidrel based on economic indices yang mana pada skema tersebut tujuan dari investasi akan berfokus pada manfaat biaya sosial ekonomi. Penulis berfokus pada indeks ekonomi untuk memprediksi kinerja proyek ketika kepemilikan infrastruktur dialihkan kepada pemerintah dari pengembang swasta. Analisis Ekonomi telah dilakukan pada skema PLTM dan PLTMH yang akan dibangun di Dolakha Distrik Nepal. Hasil analisis ekonomi menunjukkan bahwa tingkat pengembalian internal, nilai saat ini, rasio manfaat -biaya, dan periode pengembalian didapatkan hasil yang positif. Proyek ini secara ekonomi layak bahkan pada tingkat kepastian 90% di mana kemungkinan ada pengurangan jumlah energi yang diproduksi sebesar 20% atau peningkatan biaya proyek sebesar 20% atau dalam kondisi kedua-duanya.

Salah satu metode yang diadopsi dalam mengembangkan proyek PLTM dan PLTMH adalah Mekanisme Build, Operation and Transfer (BOT). (B. Zhao, X. Wang, 2014) menyajikan beberapa review tentang proyek PLTM dan PLTMH berbasis BOT. Investor dari pihak swasta

sangat tertarik dengan mekanisme ini. Dari hasil observasi telah menunjukkan peningkatan substansial dalam pengadaan energi listrik melalui PLTM dan PLTMH yang dikembangkan dengan mekanisme BOT. Beban pemerintah selama pelaksanaan proyek PLTM dan PLTMH dinilai akan berkurang jika menggunakan mekanisme BOT.

Parameter teknis untuk pembangkitan energi listrik pada PLTM dan PLTMH, seperti laju aliran, gross dan net head, potensi daya, dan daya yang tersedia, dipertimbangkan saat memperkirakan Biaya konstruksi dari proyek PLTM dan PLTMH (A. A. Thatte, 2013). Semua reaksi (baling -baling, Turbin Francis) dan impuls (Pelton Wheel, Cross-Flow) dipertimbangkan dalam pengembangan Persamaan biaya berkorelasi dengan literatur yang sudah diterbitkan.

(T. Logenthiran, 2008) melakukan analisis tekno-ekonomi untuk proyek PLTM dan PLTMH yang akan dibangun di wilayah Italia Abruzzo. Analisis Proyek PLTM dan PLTMH yang diusulkan dinilai berdasarkan jumlah energi yang mampu dibangkitkan dalam waktu satu tahun. Model analisa yang dikembangkan didasarkan pada Durasi aliran tahunan, aliran itu sendiri, dan teknologi turbin yang digunakan. Hasil dari analisa tersebut berupa biaya energi listrik yang dievaluasi dengan memperhatikan biaya variabel dan biaya tetap. Analisis kelayakan keuangan dari proyek PLTM dan PLTMH dilakukan berdasarkan evaluasi dari investasi awal. Untuk meningkatkan kelayakan ekonomi dan keuangan proyek, kapasitas PLTM dan PLTMH disesuaikan dengan efektivitas tekno-ekonomi.

3.3 Masalah optimisasi Pada PLTS

Energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS sangat tergantung pada kondisi cuaca. Merupakan suatu pendekatan yang penting dilakukan untuk mengetahui jumlah energi listrik keluaran dari PLTS sebelum terhubung ke jaringan melalui prediksi kondisi cuaca. Metodologi optimasi seperti transformasi wavelet, jaringan saraf konvolusional dan model memori jangka pendek (LSTM) bertujuan untuk meningkatkan

keakuratan perkiraan cuaca dan memaksimalkan energi listrik yang dihasilkan oleh PLTS.

Berbagai faktor memengaruhi akurasi perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS akibat perubahan kondisi cuaca sehingga membuat prediksi tersebut menjadi proses yang kompleks. Hal ini bergantung pada faktor-faktor seperti perkiraan horizon, masukan model perkiraan, dan estimasi kinerja. Untuk mencapai keakuratan yang lebih baik, analisis hubungan optimasi dan estimasi ketidakpastian model perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS akibat perubahan kondisi cuaca perlu dilakukan.

3.3.1 Perkiraan horizon

Periode waktu mendatang yang digunakan untuk peramalan atau durasi waktu antara waktu aktual dan waktu efektif peramalan disebut sebagai peramalan horizon (H. Kanchev, 2011). Beberapa peneliti lebih menyukai tiga kategori peramalan horizon: jangka pendek, jangka menengah, dan jangka panjang, seperti dalam (Y. Zhang, 2016) (R. A. de Marcos, 2018). Peneliti lain telah menambahkan kategori “keempat” (R. A. de Marcos, 2007) berdasarkan persyaratan proses pengambilan keputusan untuk jaringan pintar atau mikro (M. Q. Raza, 2016), yang secara tepat disebut “horison peramalan jangka sangat pendek”. Namun, hingga saat ini belum ada kriteria klasifikasi yang disetujui secara universal (A. Nespoli, 2019).

a) Peramalan jangka sangat pendek

Peramalan jangka sangat pendek digunakan dalam perencanaan sistem tenaga listrik dan smart grid dengan periode prediksi dari detik hingga kurang dari 30 menit (Y. Ren, 2015). peneliti lain telah mempertimbangkan peramalan 1 menit hingga 1 atau beberapa jam dan bahkan hingga hari ke depan dalam kategori ini. Peramalan seperti itu sangat bermanfaat untuk pemasaran atau penetapan harga listrik, proses perataan daya, pemantauan pengiriman listrik waktu nyata dan kontrol penyimpanan energi PLTS.

b) Peramalan jangka pendek

Peramalan jangka pendek populer di trading listrik, dimana keputusan terdiri dari pengiriman beban ekonomi dan operasi sistem tenaga. Hal ini juga berguna dalam pengendalian sistem manajemen daya terpadu energi terbarukan. Secara umum, peramalan jangka pendek berada di antara 30 dan 360 menit. Namun, beberapa menganggap satu hingga beberapa jam, satu hari, atau hingga tujuh hari sebagai peramalan jangka pendek. Misalnya (M. Diagne, 2013), mengemukakan bahwa pola beban listrik harus diramalkan 2 hari ke depan untuk penjadwalan pembangkit listrik yang efektif dan untuk merencanakan transaksi.

c) Peramalan jangka menengah

Peramalan jangka menengah mencakup rentang 6–24 jam; meskipun, beberapa pihak telah mempertimbangkan satu hari, satu minggu, dan hingga satu bulan ke depan sebagai bagian dari kategori ini. Peramalan jangka menengah penting untuk penjadwalan pemeliharaan sistem tenaga listrik yang terintegrasi secara konvensional atau PLTS yang terdiri dari transformator besar dan berbagai jenis mesin elektro-mekanis.

d) Peramalan jangka panjang

Peramalan jangka panjang memprediksi skenario lebih dari 24 jam sebelumnya. Meskipun demikian, beberapa pihak mengkategorikan periode satu bulan hingga satu tahun sebagai prakiraan jangka panjang. Kategori perkiraan horizon ini cocok untuk pembangkitan daya, transmisi, distribusi, dan pembagian daya PLTS jangka panjang (M. K. Behera, 2018), serta untuk memperhitungkan tren musiman. Namun, model-model ini memiliki akurasi yang berkurang karena fluktuasi cuaca yang berlangsung selama satu atau beberapa hari tidak dapat diprediksi menggunakan horizon yang panjang tersebut. Horizon waktu yang panjang dengan muatan yang berbeda-beda menambah kompleksitas; dengan demikian, alternatifnya adalah menggunakan metode peramalan jangka

pendek daripada yang diperpanjang, yaitu peramalan jangka panjang dan menengah. Meskipun, hal ini dapat sangat menurunkan akurasi peramalan. Namun, para peneliti telah mengembangkan model jangka menengah dan tahun depan untuk penjadwalan sistem daya bulanan, penetapan harga listrik, dan prakiraan beban. Masalah peramalan seperti yang dibahas di atas telah mendorong banyak peneliti untuk mengembangkan pendekatan klasifikasi peramalan horizon khusus untuk perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS akibat perubahan kondisi cuaca: intra-jam, intra-hari, dan hari ke depan. Kategori ini sering tumpang tindih dengan kategori jangka pendek, menengah, dan panjang yang dijelaskan sebelumnya.

e) Intra-jam

Dikenal juga sebagai nowcasting, peramalan ini melibatkan prakiraan horizon dari beberapa detik hingga satu jam (J. Zhang, 2018); dengan demikian tumpang tindih dengan kategori horizon jangka sangat pendek dan jangka pendek. Prakiraan intra-jam membantu memastikan kualitas dan stabilitas jaringan, serta penjadwalan cadangan produksi energi dan respons permintaan yang akurat. Peramalan ini juga digunakan dalam perencanaan operasi pada sistem distribusi untuk mengurangi operasi penyesuaian pada transformator dan dalam merumuskan tawaran sub-jam untuk trading listrik. Meskipun demikian, sebagian besar pembangkit listrik tenaga surya terdistribusi umumnya tidak terpengaruh oleh variabilitas jangka sangat pendek dalam produksi listrik karena sifatnya yang terdistribusi dan agregat (J. Antonanzas, 2016).

f) Intra-day

Peramalan horizon ini mencakup 1–6 jam dan tumpang tindih dengan kategori jangka pendek dan menengah. Horizon ini digunakan untuk mengendalikan beban listrik khusus zona dan dalam trading listrik di luar jaringan standar. Meskipun sedikit penelitian yang menggunakan prediksi cuaca numerik atau

numerical weather prediction (NWP) untuk prediksi intra-jam, NWP merupakan alat umum dalam prakiraan intra-hari karena menggabungkan kondisi atmosfer masa depan dalam meningkatkan presisi perkiraan energi yang dihasilkan PLTS. Hal ini karena NWP efektif untuk peramalan horizon yang melebihi 4 jam karena NWP tidak memiliki granularitas yang diperlukan pada skala waktu yang lebih pendek. (F. Almonacid, 2014) mengembangkan akurasi perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS akibat perubahan kondisi cuaca intrahari yang memanfaatkan ANN. Model mereka secara akurat memperkirakan keluaran PLTS 1 jam ke depan dengan irradiansi horizontal global atau global horizontal irradiancies (GHI) dan suhu sel sebagai masukan. Kedua input tersebut berasal dari dua model autoregresif non-linier yang memprediksi GHI dan suhu atmosfer dari pengukuran saat ini dan pengukuran sebelumnya yang telah tercatat. Selanjutnya, suhu sel diperoleh dan data digunakan dalam model ANN untuk mendapatkan prediksi keluaran PLTS dengan kesalahan akar kuadrat rata-rata (nRMSE) ternormalisasi sebesar 3,38%. Perkiraan energi yang dihasilkan oleh PLTS akibat perubahan kondisi cuaca berbasis ANN intra-hari lainnya menggunakan dekomposisi wavelet keluaran daya yang dikombinasikan dengan GHI dan prediksi suhu yang dioptimalkan dengan pengoptimalan segerombolan partikel (PSO) (D. AlHakeem, 2015). Model ini secara akurat memperkirakan 1, 3, dan 6 jam ke depan dengan estimasi ketidakpastian melalui metode bootstrap. (J. Zhang, 2014) menggabungkan peramalan horizon intra-hari dan hari ke depan. Penulis menganalisis empat skenario berdasarkan agregasi geografis dan lokasi, memperoleh prediksi yang baik dengan nRMSE berkisar antara 2 hingga 17% untuk satu dan sejumlah besar sistem PLTS (masing-masing 64 dan 495 GW). Penulis menunjukkan bahwa rata-rata spasial meminimalkan kesalahan

g) day-ahead

peramalan yang mencakup 6–48 jam termasuk dalam kategori ini dan tumpang tindih dengan horizon jangka menengah dan panjang. Model-model tersebut digunakan dalam perencanaan utilitas dan unit commitment. (C. Chen, 2011) mengusulkan model perkiraan energi PLTS berupa peta terorganisasi sendiri atau self-organized map (SOM) dengan peramalan day-ahead. Penulis mengklasifikasikan jenis cuaca (cerah, berawan, dan hujan) sesuai dengan variabel meteorologi (iradiasi matahari, jumlah awan total dan rendah), dan memanfaatkan ANN-RBFN untuk prakiraan dengan MAPE masing-masing sebesar 9,45%, 9,88%, dan 38,12% untuk hari cerah, berawan, dan hujan. Seringkali, peramalan day-ahead menggunakan keluaran NWP.

Pencarian literatur menunjukkan bahwa hanya tiga studi pemodelan intra-jam, sekitar 57% peramalan intra-hari, dan sekitar 79% pendekatan peramalan day-ahead menggunakan variabel NWP. Alasannya: NWP meningkatkan akurasi ketika horizon waktu meningkat, sehingga memberikan tren meteorologi masa depan pada model. (S. Lu *et al.* 2015) mengevaluasi model perkiraan energi PLTS day-ahead yang menggunakan pembelajaran mesin dan NWP yang dikombinasikan dengan: metode North American Mesoscale Model (NAM), Rapid Refresh (RAP) dan High-Resolution Rapid Refresh (HRRR). Hasil yang didapatkan adalah model campuran yang lebih unggul daripada model tunggal dengan Mean Absolute Error (MAE) 30% lebih rendah, yang dikaitkan dengan pembatalan kesalahan bias sistematis. (J. Zhang, 2014) menyimpulkan bahwa pendekatan ensemble adalah yang terbaik untuk perkiraan energi yang dihasilkan PLTS dengan peramalan intra-jam yang lebih tepat daripada peramalan day-ahead.

Temuan penting lainnya adalah bahwa perbedaan akurasi perkiraan energi yang dihasilkan PLTS untuk horizon yang berbeda (jam ke day-ahead) meningkat seiring dengan luas sistem terdistribusi. Peramalan horizon yang lebih

panjang juga ada, tetapi perkiraan energi yang dihasilkan PLTS yang melibatkan 2 hari atau lebih lama lebih jarang dalam literatur yang ada. Mereka berguna untuk unit commitment, manajemen transmisi, perdagangan, lindung nilai, perencanaan dan pengoptimalan sumber daya. Lebih jauh lagi, ketika produksi listrik lebih rendah dari yang diharapkan, prediksi 48 jam ke depan populer untuk pengiriman ekonomi dan perencanaan pemeliharaan pabrik. Horizon yang lebih panjang dibahas oleh para peneliti.

(M. G. De Giorgi, 2015) menerapkan GA untuk prediksi energi yang dihasilkan PLTS. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Seasonal decomposition (SD) least-squares support vector regression (LS SVR) lebih unggul dibandingkan dengan benchmark, yang terdiri dari autoregressive integrated moving average (ARIMA), generalized regression NN dan LS SVR.

(A. G. R. Vaz, 2016) juga menyelidiki perkiraan jangka panjang dengan nonlinear autoregressive with exogenous inputs (NARX). Hasil penelitian ini mengungguli benchmark yang merupakan model persistensi untuk perkiraan 4, 7 dan 15 hari ke depan (nRMSE adalah 20%). Namun, untuk jangka waktu yang lebih panjang, yaitu 20 hari hingga satu bulan, root mean square error (RMSE) dari model yang diusulkan meningkat menjadi 24%; yang menyamakan kinerja model persistensi.

3.3.2 Masukan model perkiraan**a) Iradiasi matahari**

Iradiasi matahari adalah energi radiasi dari Matahari yang dipancarkan dalam bentuk radiasi elektromagnetik. Hal ini berbanding lurus dengan jumlah daya surya yang dapat diperoleh dan memiliki korelasi terkuat dengan keluaran daya. (M. G. De Giorgi, , 2014) mengusulkan model prakiraan jaringan saraf tiruan (ANN) untuk menganalisis korelasi masukan dengan kinerja model. Kesalahan prakiraan adalah (NRMSE) 12,57%, 12,60% dan 10,91% untuk vektor masukan keluaran PLTS historis, iradiansi surya dan suhu modul, masing-masing. Oleh

karena itu, studi korelasi antara parameter meteorologi dan keluaran PLTS sangat penting untuk perancangan model Peramalan.

b) Suhu

Suhu merupakan besaran fisika yang mengukur intensitas panas yang tersedia dalam suatu zat atau objek atau lingkungan. Parameter masukan ini merupakan koefisien yang sangat berpengaruh terhadap pembangkitan daya modul surya. Beberapa penelitian menunjukkan bahwa, ada hubungan yang sangat erat antara suhu dan daya yang dibangkitkan oleh PLTS.

c) Awan

Kondisi berawan merupakan salah satu faktor paling signifikan yang menentukan intensitas radiasi matahari yang mengenai permukaan bumi. Lebih jauh, fraksi energi matahari yang melewati awan tidaklah konstan dan bergantung pada jenis dan jumlah pembentukan awan. Pergerakan awan, kemunculan, disipasi, dan deformasi, menyebabkan fluktuasi intensitas cahaya matahari; sehingga memengaruhi keluaran PLTS. Sebagian besar peneliti telah menggunakan citra satelit untuk analisis awan yang kurang presisi untuk pembentukan awan regional atau rendah karena resolusi spasial dan temporal yang rendah; terutama bila diterapkan pada prakiraan jangka sangat pendek. Hal ini telah memacu penggunaan teknik pencitraan langit terestrial. (M. Q. Raza, 2016) menyelidiki variasi keluaran PLTS dengan iradiasi matahari selama hari berawan, sebagian berawan, dan langit cerah, dan mengklaim bahwa selama hari berawan fluktuasi iradiasi matahari yang lebih nyata terlihat dibandingkan dengan hari berawan sebagian dan langit cerah. (E. Ogliari, 2017) menunjukkan bahwa untuk kondisi langit cerah, prediksi energi yang dihasilkan PLTS sangat akurat untuk peramalan day-ahead. Penulis membandingkan keluaran PLTS menggunakan model fisik, berdasarkan tiga dan lima parameter rangkaian ekuivalen listrik, dan model statistik ANN. (M. Alanazi,

2016) menggunakan data meteorologi 15 tahun terakhir, GHI dan data iradiasi langit cerah untuk melatih ANN dan memperoleh presisi yang baik.

d) Kecepatan angin dan suhu pada sel modul surya

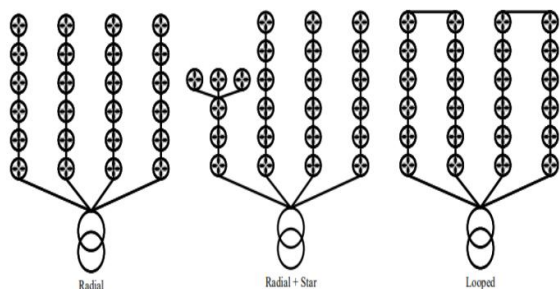
Kecepatan angin merupakan masukan penting dalam model peramalan PLTS tetapi karena sifatnya yang tidak menentu, hal ini menimbulkan ketidakpastian yang signifikan. Peran utamanya adalah dalam pembuangan panas dan mengurangi suhu sel modul surya. Secara umum, efisiensi modul surya bergantung pada suhu modul, yang naik selama pengoperasian karena perubahan suhu sekitar atau karena radiasi yang diserapnya. Oleh karena itu, nilai suhu angin dan sel penting dan saling terkait. (S. Al-Dahidi, 2019) penulis menganalisis data kecepatan dan arah angin dari sistem modul surya untuk membangun model ANN untuk peramalan PLTS. penulis menemukan bahwa data arah angin pada ketinggian 36 m tempat pembangkit listrik PLTS dipasang, menunjukkan nilai biner atau konstan selama 1,6 tahun terakhir; dan dengan demikian, data tersebut tidak disertakan. Namun, ketika kecepatan angin disertakan hasil dari pemodelan lebih baik. Pola daya keluaran modul surya tidak sepenuhnya mengikuti pola kecepatan angin. Pada siang hari, daya keluaran PLTS berada pada level yang lebih tinggi dibandingkan dengan kecepatan angin. Selanjutnya, daya keluaran ini menurun seiring dengan peningkatan kecepatan angin; namun, pengamatan serupa tidak dilakukan oleh peneliti lain selama periode yang sama. Oleh karena itu, menurut para peneliti ini, korelasi antara keluaran PLTS dan kecepatan angin lemah.

3.4 Permasalahan Optimisasi PLTB

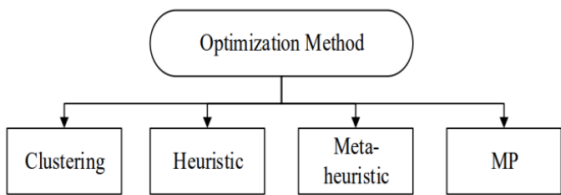
Tata letak sistem kelistrikan pada PLTB terdiri dari tata letak sambungan kabel dan lokasi jaringan pengumpul. jaringan pengumpul digunakan untuk mengumpulkan daya dari PLTB

melalui sambungan kabel ke jaringan pengumpul kemudian mengirimkannya ke grid. Menentukan tata letak sambungan kabel harus menjadi langkah berikutnya setelah memilih lokasi jaringan pengumpul. Dalam penentuan lokasi jaringan pengumpul diperlukan langkah optimisasi untuk memastikan bahwa lokasi tersebut merupakan lokasi terbaik dari beberapa lokasi yang diusulkan. Penentuan lokasi tersebut dapat dioptimalkan berdasarkan beberapa aspek seperti pemilihan topologi, pertimbangan geografis lokasi gardu induk serta kontrol, operasi, dan sistem proteksi peralatan.

Optimasi penentuan lokasi jaringan pengumpul terdiri atas beberapa tahapan. Pertama, dimulai dengan pengumpulan data, misalnya: tujuan, parameter, kendala dan lain-lain. Kemudian, pilih topologi kolektor seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4. Topologi dalam sistem kolektor adalah radial, radial plus bintang, loop, dan lain-lain. Proses pemilihan topologi diikuti oleh tujuan sistem. Tujuan dalam bagian ini berarti target optimasi. Sasaran ini dapat berupa pengurangan kerugian jaringan, minimalisasi biaya investasi, peningkatan kehandalan, pengurangan kerugian dan biaya investasi, atau minimalisasi kerugian dan biaya investasi dan peningkatan kehandalan. Terakhir, metode optimasi harus dipilih berdasarkan objektivitas.



Gambar 4 Topologi Jaringan Pengumpul



Gambar 5. Metode Optimimisasi

Gambar 5 menunjukkan metode optimasi umum yang biasanya digunakan oleh para peneliti. Clustering adalah metode yang digunakan dalam analisis data dan pembelajaran mesin untuk mengelompokkan sekumpulan objek atau titik data ke dalam cluster, di mana objek dalam cluster lebih mirip satu sama lain dibandingkan dengan objek dalam cluster lain. Algoritma yang paling banyak digunakan adalah K-Means dan FCM. Metode heuristik adalah teknik pemecahan masalah yang menggunakan pendekatan praktis dan efisien untuk menemukan solusi yang memuaskan untuk masalah kompleks dalam jangka waktu yang wajar. Tidak seperti algoritma pasti yang menjamin solusi optimal, metode heuristik bertujuan untuk menghasilkan solusi yang cukup baik dengan cepat ketika metode tradisional terlalu lambat atau gagal menangani kompleksitas masalah. Misalnya, MST, Clark & White, Prim, Dijkstra, Kruskal, Esau-Williams (EW), Vogels Aproksimasi Metode (VAM), dan lainnya. Metode meta-heuristik adalah teknik heuristik tingkat lanjut yang dirancang untuk memecahkan masalah optimasi kompleks dengan menjelajahi dan memanfaatkan ruang pencarian secara lebih efektif daripada heuristik tradisional. Metodemetode tersebut meliputi Genetic Algorithm (GA), Particle Swarm Optimization (PSO), Simulated Annealing (SA), dan Ant Colony Optimization (ACO), Ant Colony System (ACS). Yang terakhir adalah MP atau Mathematical Programming. MP merupakan cabang dari operations research and optimization yang melibatkan pencarian solusi terbaik yang mungkin untuk suatu masalah yang dinyatakan melalui model-model matematika. Misalnya, MIP, MILP, dan MIQCP.

3.4.1 Objektivitas Jaringan Pengumpul

Tujuan optimasi biasanya digunakan untuk meminimalkan kerugian energi, menurunkan biaya investasi, meningkatkan keandalan, atau kombinasi dari semuanya. Mempertimbangkan aspek geografis lokasi dapat dikategorikan sebagai perawatan untuk mengurangi kerugian dan biaya investasi. Dalam koneksi kabel, panjang kabel selalu linier dengan

biaya investasi. Semakin panjang kabel, semakin banyak biaya yang dikeluarkan untuk investasi.

Metode optimasi tidak hanya dapat digunakan secara sendiri-sendiri tetapi dapat dikombinasikan satu sama lain sesuai dengan objektivitas yang diinginkan. Kombinasi ini bertujuan untuk meraih kekuatan dan mengurangi kelemahan atas fungsi objektif yang diberikan. Heuristik, meta-heuristik, Pemrograman Matematika adalah algoritma optimasi topologi utama. Sementara itu, algoritma pengelompokan dapat dikombinasikan untuk memudahkan proses optimasi. Heuristik lebih banyak digunakan daripada meta-heuristik atau pemrograman matematika. Algoritma heuristik seperti MST, biasanya digunakan dalam topologi radial, umumnya digunakan untuk merancang koneksi kabel berdasarkan grafik. Mempertimbangkan kesederhanaan algoritma, aplikasi MST dalam topologi radial menunjukkan kinerja yang baik dengan komputasi berbiaya rendah. MST dalam algoritma heuristik tampak seperti MILP dalam MP. Kompleksitas dan biaya komputasi yang tinggi menjadi sudut pandang untuk membandingkan MILP dengan MST. Dalam meta-heuristik, PSO dan GA sering digunakan karena ketahanan dan kelengkapannya dalam berbagai aplikasi.

a) Rugi energi pada jaringan dan biaya investasi

Koneksi jaringan khususnya koneksi kabel menghabiskan 15%-30% dari total biaya pada PLTB. Hal ini menunjukkan bahwa nilai panjang kabel berbanding lurus dengan biaya investasi. Oleh karena itu, penting untuk mengoptimalkan desain koneksi kabel. Faktor geografis seperti topografi dan kondisi area terbatas merupakan salah satu perhatian utama dalam tata letak perutean kabel pada PLTB, terutama permasalahan koneksi kabel yang bersilangan. Menerapkan MST dalam masalah persilangan kabel hampir mencapai solusi sempurna. Namun, algoritma lain harus ditambahkan untuk memperbaiki kualitas keluaran. Dalam (H. T. Nguyen, 2018), MST dapat menyelesaikan perencanaan perutean

kabel dengan masalah geografis. Namun, persilangan kabel dapat diabaikan karena jumlah turbin angin yang sedikit. Di sisi lain, penulis dalam [94] mengklaim telah berhasil menerapkan algoritma PSO dan DMST (dynamic minimum spanning tree) untuk merencanakan jaringan distribusi PLTB. Hasilnya menunjukkan bahwa semua beban, gardu induk, pabrik penyimpanan pompa, PLTS dan PLTB dalam jaringan distribusi yang dipelajari terhubung tanpa persilangan. Lebih jauh, algoritma MILP dalam [92] memenuhi telah berhasil diterapkan dengan batasan adanya daerah terlarang, meskipun membutuhkan biaya komputasi yang tinggi.

b) Reliabilitas

Keandalan atau reliabilitas pada jaringan pengumpul PLTB dipengaruhi oleh wake effect, nilai kecepatan angin, rugi-rugi listrik, dan aliran daya PLTB [91]. wake effect dan nilai kecepatan angin merupakan bagian dari masalah mikrositting PLTB. Ada dua parameter yang ditujukan untuk berdampak langsung pada keandalan, wake effect dan rugi-rugi listrik [90]. Karena terbatasnya literatur yang membahas tentang dampak wake effect pada jaringan pengumpul, hal ini biasanya diabaikan. Dengan demikian, rugi-rugi listrik merupakan aspek utama yang seringkali dibahas oleh para peneliti. Selain itu, kegagalan yang terjadi pada sistem, baik pada turbin angin maupun pada sisi sistem kelistrikan, akan memengaruhi keandalan sistem. Dalam (S. A. Kalogirou, 2007) kesalahan penentuan kabel dan koneksinya ditentukan sebagai alasan rugi-rugi energi dan menyebabkan gangguan pada keandalan. Biaya yang disebabkan oleh rugi-rugi energi dapat dievaluasi dengan model stokastik dan keandalan dapat didekati dengan model deterministik atau probabilistik. Biaya yang hilang tidak hanya berasal dari rugi-rugi energi tetapi juga dari biaya perawatan dan biaya proses selama pembangkitan listrik dihentikan oleh kegagalan. Hal ini mengindikasikan bahwa keandalan

mempunyai hubungan dengan fitur ekonomis, khususnya biaya perawatan, dan keduanya merupakan inti objektif dari optimasi pada jaringan pengumpul. Metode meta-heuristik, seperti GA yang dipadukan dengan FCM diterapkan pada jaringan pengumpul dengan topologi cincin sisi ganda untuk menganalisis keandalan sistem. Hasilnya dibandingkan dengan topologi radial. Titik fokus perbandingan adalah menghitung jumlah biaya investasi selain keandalan di antara keduanya. Meskipun, biaya investasi awal topologi cincin sisi ganda lebih tinggi daripada radial, pada tahun kedua tingkat pertumbuhan biaya perbaikan pada topologi cincin sisi ganda lebih baik daripada biaya yang ditimbulkan oleh jaringan pengumpul dengan topologi ring. Pada akhirnya topologi cincin sisi ganda memberikan hasil yang lebih baik daripada topologi radial. Metode heuristik yang dimodifikasi telah diterapkan di PVWatts Calculator. Algoritma weighted self-tracking minimum spanning tree (WST-MST) diterapkan untuk mencapai keandalan dan ekonomi maksimum. Penulis mengklaim bahwa metode tersebut bekerja secara efektif dalam jaringan pengumpul ekspansi. Hasilnya menunjukkan bahwa keandalan dan keekonomian yang optimal dapat dicapai dengan algoritma yang diusulkan. Dalam Global Solar Atlas, MIP digunakan untuk meningkatkan koneksi jaringan pengumpul dan transmisi. Fungsi objektif Keandalan menggunakan variabel kecepatan angin dan kerugian akibat proses pemeliharaan ditentukan sebagai kendala. Dalam artikel ini MIP telah berhasil meningkatkan keandalan.

3.4.2 Kompleksitas Topologi Jaringan Pengumpul

a) Banyak Jaringan Pengumpul Dengan Satu Lokasi

Pada bagian sebelumnya, telah dijelaskan tentang optimasi Jaringan pengumpul PLTB dengan hanya satu jaringan pengumpul. Pada kenyataannya, jika PLTB tersebut besar

(turbin angin totalnya lebih besar dari 100), maka harus memiliki lebih dari 1 Jaringan pengumpul. Kompleksitas sistem dengan lebih dari 1 jaringan pengumpul benar-benar berbeda. Untuk menentukan masalah ini, beberapa solusi dapat diterapkan, misalnya: 1. Menyelesaikan optimasi sekaligus dengan masalah optimasi. 2. Membagi sistem menjadi beberapa klaster, menemukan solusi optimasi untuk setiap sistem secara parsial, menyelesaikan masalah menggunakan metode dan tujuan berdasarkan kebutuhan. 3. Membagi sistem menjadi dua kategori dan menamakannya sebagai loop pertama dan loop kedua. Loop pertama berada di luar yang terdiri dari solusi beberapa jaringan pengumpul, loop kedua berada di dalam loop pertama termasuk pemecah optimasi. Pemodelan masalah yang mengusulkan beberapa jaringan pengumpul di lokasi yang diteliti telah disediakan dalam (H. Lund, 2017). Dalam artikel ini penulis menggunakan lokasi jaringan pengumpul yang telah diidentifikasi. Objektivitas yang ingin dituju adalah untuk dapat menghubungkan hingga 1000 turbin angin tipikal dengan banyak jaringan pengumpul. Pada tipe kabel tunggal, masalah telah dipecahkan oleh The (Capacitated Minimum Spanning Tree) CMST dan heuristik Esau-Williams (EW). Namun, masalah cable crossing tidak dapat diselesaikan dengan jelas.

b) Banyak Jaringan Pengumpul Dengan Banyak Lokasi

Pada poin a, metode Optimasi yang digunakan untuk menyelesaikan beberapa jaringan pengumpul di satu lokasi telah dibahas. Namun, banyaknya jaringan pengumpul dengan lokasi dan kendala geografis yang berbeda merupakan masalah yang lebih kompleks. Untuk mengakomodasi masalah ini, solusinya dikelompokkan menjadi 3 kategori: 1. Optimasi PLTB dengan berbagai jumlah jaringan pengumpul dan berbagai lokasi. 2. Optimasi PLTB dengan berbagai jumlah jaringan pengumpul dan

lokasi tetap. 3. Optimasi jaringan pengumpul dengan jumlah tetap dan berbagai lokasi. PLTB dengan jumlah jaringan pengumpul dan lokasi telah berhasil diimplementasikan. Hasilnya menunjukkan bahwa jumlah kelompok turbin angin linier dengan panjang kabel bawah laut tegangan menengah. Namun, perluasan kabel bawah laut tegangan tinggi antara kelompok turbin angin dan jaringan pengumpul akan terpengaruh untuk meningkatkan biaya per km. Untuk mengoptimalkan pengelompokan turbin angin, algoritma pengelompokan Fuzzy dilakukan pada model.

Optimasi PLTB dengan berbagai jumlah jaringan pengumpul dan lokasi tetap telah dilakukan di (IEA, *Trends in Photovoltaic Applications 2023*). Meskipun penulis tidak menyatakan dengan jelas bahwa dalam artikel tersebut bermaksud membahas Optimasi PLTB dengan berbagai jumlah jaringan pengumpul dan lokasi tetap, 580 turbin angin telah dipasang dengan daya terukur sebesar 2MW. PLTB ini dipisahkan menjadi 6 area jaringan pengumpul dengan sekitar 97 turbin angin per area. Di setiap area, terdapat 8 susunan radial yang berisi 12 hingga 13 turbin angin. Penulis mengklaim keefektifan GA untuk mengidentifikasi skema sambungan listrik yang optimal.

Optimalisasi PLTB dengan jumlah jaringan pengumpul tetap dan berbagai lokasi dijelaskan dalam (*Renewables 2023 Global Status Report*, 2023). Lokasi turbin angin dan masukan angin sudah tetap. Namun, penempatan dan jenis kabel dalam jaringan pengumpul harus ditentukan. Pada akhirnya, algoritma PCI menunjukkan kinerja yang baik dengan penghematan waktu 30% untuk menyelesaikan masalah. Dalam (Indonesian Ministry of Energy and Mineral Resources, 2017) algoritma FA yang dimodifikasi telah berhasil diterapkan pada model. Dengan menggabungkan kerangka kerja sinkron, mereka dapat mengurangi biaya konstruksi PLTB lepas pantai dan menunjukkan kinerja yang lebih baik daripada metode konvensional.

4. KESIMPULAN

Solusi dari penggunaan OGS pada PLTA pada jaringan AC membutuhkan data lapangan yang cukup detail. OGS pada PLTA sama seperti halnya optimisasi pada bidang lain seperti PLTB dan PLTS. OGS pada PLTA sangat dibutuhkan mengingat cara optimisasi yang cenderung lebih mudah jika dibandingkan dengan PLTS atau PLTB.

Pada PLTM dan PLTMH permasalahan lebih banyak terjadi di negara berkembang dengan kebijakan yang cenderung kaku dan tidak jarang susah untuk mengimplementasikan penerapan pembangkit EBT khususnya PLTM dan PLTMH. Dibutuhkan modal investasi dari luar untuk dapat dengan baik mendorong perkembangan infrastruktur PLTM dan PLTMH di negara berkembang.

Optimisasi pada PLTS biasanya berkaitan dengan peramalan cuaca untuk memprediksi daya keluaran dari PLTS. Peramalan tersebut sangat berperan untuk digunakan dalam mengikuti trading Listrik bagi penyedia jasa. Dalam rangka interkoneksi ke grid, optimasi ini juga sangat diperlukan untuk memastikan penggunaan unit commitment yang sesuai.

Pada PLTB optimisasi dilakukan melalui pemilihan jalur kabel dan pemilihan lokasi jaringan pengumpul. Untuk memperoleh objektivitas berupa rugi energi, reliabilitas dan investasi. Metode optimasi utama seperti heuristik, metaheuristik, dan pemrograman matematika digabungkan ke metode berbasis pengelompokan untuk mendapatkan hasil terbaik karena besarnya data eksperimen. Pemilihan metode optimasi merupakan bagian penting untuk mendapatkan solusi terbaik dengan kompleksitas terendah dan biaya komputasi terendah.

DAFTAR PUSTAKA

- energy institute, "Statistical Review of World Energy (2024)," 2023.
- "GLOBAL WIND REPORT 2023," [HTTPS://GWEC.NET/GLOBALWINDREPORT2023](https://GWEC.NET/GLOBALWINDREPORT2023).
- J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and V. M. F. Mendes, "Mixed-integer nonlinear approach for the optimal scheduling of a head-dependent hydro chain," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 8, pp. 935–942, Aug. 2010, doi: 10.1016/j.epsr.2009.12.015.
- J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and V. M. F. Mendes, "Scheduling of head-dependent cascaded hydro systems: Mixed-integer quadratic programming approach," *Energy Convers Manag*, vol. 51, no. 3, pp. 524–530, Mar. 2010, doi: 10.1016/j.enconman.2009.10.017.
- J. P. S. Catalao, S. J. P. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. Ferreira, "Scheduling of Head-Sensitive Cascaded Hydro Systems: A Nonlinear Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 337–346, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2005708.
- M. M. Belsnes, O. Wolfgang, T. Follestad, and E. K. Aasgård, "Applying successive linear programming for stochastic short-term hydropower optimization," *Electric Power Systems Research*, vol. 130, pp. 167–180, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2015.08.020.
- X. Ge, S. Xia, W.-J. Lee, and C. Y. Chung, "A successive approximation approach for short-term cascaded hydro scheduling with variable water flow delay," *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 213–222, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.epsr.2017.08.034.
- L. Mo, P. Lu, C. Wang, and J. Zhou, "Short-term hydro generation scheduling of Three Gorges–Gezhouba cascaded hydropower plants using hybrid MACS-ADE approach," *Energy Convers Manag*, vol. 76, pp. 260–273, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.enconman.2013.07.047.
- X. Yuan, Y. Yuan, and Y. Zhang, "A hybrid chaotic genetic algorithm for short-term hydro system scheduling," *Math Comput Simul*, vol. 59, no. 4, pp. 319–327, Jun. 2002, doi: 10.1016/S0378-4754(01)00363-9.
- S. Seguin, P. Cote, and C. Audet, "Self-Scheduling ShortTerm Unit Commitment and Loading Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 133–142, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2383911.
- L. Yuan and J. Zhou, "Self-Optimization System Dynamics Simulation of Real-Time Short Term Cascade Hydropower System Considering Uncertainties," *Water Resources Management*, vol. 31, no. 7, pp. 2127–2140, May 2017, doi: 10.1007/s11269-017-1628-3.
- C. Ji, C. Li, B. Wang, M. Liu, and L. Wang, "Multi-Stage Dynamic Programming Method for Short-Term Cascade Reservoirs Optimal Operation with Flow Attenuation," *Water Resources Management*, vol. 31, no. 14, pp. 4571–4586, Nov. 2017, doi: 10.1007/s11269-017-1766-7.
- W. Jiekang, G. Zhuangzhi, and W. Fan, "Short-term multiobjective optimization scheduling for cascaded hydroelectric plants with dynamic generation flow limit based on EMA and DEA," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 57, pp. 189–197, May 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.11.055.
- X.-Y. Wu, C.-T. Cheng, J.-J. Shen, B. Luo, S.-L. Liao, and G. Li, "A multi-objective short term hydropower scheduling model for peak shaving," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 68, pp. 278–293, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.12.004.
- P. Lu, J. Zhou, C. Wang, Q. Qiao, and L. Mo, "Short-term hydro generation scheduling of Xiluodu and Xiangjiaba cascade hydropower stations using improved binary-real coded bee colony optimization algorithm," *Energy Convers Manag*, vol. 91, pp. 19–31, Feb. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2014.11.036.
- A. Marchand, M. Gendreau, M. Blais, and G. Emiel, "Fast Near-Optimal Heuristic for the Short-Term HydroGeneration Planning Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 227–235, Jan. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2696438.
- E. K. Aasgård, C. Ø. Naversen, M. Fodstad, and H. I. Skjelbred, "Optimizing day-ahead bid curves in hydropower production," *Energy Systems*, vol. 9, no. 2, pp. 257–275, May 2018, doi: 10.1007/s12667-017-0234-z.
- G. B. Shrestha, B. K. Pokharel, T. T. Lie, and S.-E. Fleten, "Medium Term Power Planning With Bilateral Contracts," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 627–633, May 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.846239.
- C. G. Baslis and A. G. Bakirtzis, "Mid-Term Stochastic Scheduling of a Price-Maker Hydro Producer With Pumped Storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 1856–1865, Nov. 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2119335.

- J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and J. Contreras, "Optimal hydro scheduling and offering strategies considering price uncertainty and risk management," *Energy*, vol. 37, no. 1, pp. 237–244, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.energy.2011.11.041.
- N. Flatabø, A. Haugstad, and B.; F. O. B. Mo, "Short-term and medium-term generation scheduling in the Norwegian hydro system under a competitive power market structure," in *EPSOM'98 (International Conference on Electrical Power System Operation and Management)*, Zürich, Switzerland.
- H. Abgottspon, M. Bucher, and G. Andersson, "Stochastic dynamic programming for unified short-and medium-term planning of hydro power considering market products," in *12th IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Istanbul, Turkey, 2012.
- A. Helseth, M. Fodstad, and B. Mo, "Optimal MediumTerm Hydropower Scheduling Considering Energy and Reserve Capacity Markets," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 934–942, Jul. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2509447.
- M. N. Hjelmeland, A. Helseth, and M. Korpås, "A Case Study on Medium-Term Hydropower Scheduling with Sales of Capacity," *Energy Procedia*, vol. 87, pp. 124–131, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.341.
- R. R. Aquino, O. N. Neto, M. M. Lira, and M. Carvalho, "Solving a real large scale mid-term scheduling for power plants via hybrid intelligent neural networks systems," in *IEEE 2011 International Joint Conference on Neural Networks*, San Jose, CA, USA, 2011, pp. 785–792.
- M. M. Lotfi and S. F. Ghaderi, "Possibilistic programming approach for mid-term electric power planning in deregulated markets," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 34, no. 1, pp. 161–170, Jan. 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2011.10.014.
- Y. Zhao, X. Chen, Q.-S. Jia, X. Guan, S. Zhang, and Y. Jiang, "Long-Term Scheduling for Cascaded Hydro Energy Systems With Annual Water Consumption and Release Constraints," *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 7, no. 4, pp. 969–976, Oct. 2010, doi: 10.1109/TASE.2010.2050139.
- R. O. Scarcelli, M. S. Zambelli, S. Filho, and A. Carneiro, "Aggregated inflows on stochastic dynamic programming for long term hydropower scheduling," in *IEEE 2014 North American Power Symposium*, Pullman, WA, USA, 2014, pp. 1–6.
- R. O. C. Scarcelli, M. S. Zambelli, S. Soares, and A. A. F. M. Carneiro, "Ensemble of Markovian stochastic dynamic programming models in different time scales for long term hydropower scheduling," *Electric Power Systems Research*, vol. 150, pp. 129–136, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.05.013.
- B. Mo, A. Gjelsvik, and A. Grundt, "Integrated risk management of hydro power scheduling and contract management," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, pp. 216–221, May 2001, doi: 10.1109/59.918289.
- B. Mo, A. Gjelsvik, A. Grundt, and K. Karesen, "Optimisation of hydropower operation in a liberalised market with focus on price modelling," in *2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings*, Porto, Portugal, 2001, p. 6.
- L. HONGLING, J. CHUANWEN, and Z. YAN, "A review on risk-constrained hydropower scheduling in deregulated power market," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1465–1475, Jun. 2008, doi: 10.1016/j.rser.2007.01.018.
- C. T. Larsen, G. L. Doorman, and B. Mo, "Evaluation of scenario reduction methods for stochastic inflow in hydro scheduling models," in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, The Netherlands, 2015.
- M. N. Hjelmeland, M. Korpås, and A. Helseth, "Combined SDDP and simulator model for hydropower scheduling with sales of capacity," in *2016 13th International Conference on the European Energy Market*, Porto, Portugal, 2016.
- B. Lu, K. Li, H. Zhang, W. Wang, and H. Gu, "Study on the optimal hydropower generation of Zhelin reservoir," *Journal of Hydro-environment Research*, vol. 7, no. 4, pp. 270–278, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.jher.2013.01.002.
- M. Xie, J. Zhou, C. Li, and S. Zhu, "Long-term generation scheduling of Xiluodu and Xiangjiaba cascade hydro plants considering monthly streamflow forecasting error," *Energy Convers Manag*, vol. 105, pp. 368–376, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.08.009.
- C.-T. Cheng, W.-C. Wang, D.-M. Xu, and K. W. Chau, "Optimizing Hydropower Reservoir Operation Using Hybrid Genetic Algorithm and Chaos," *Water Resources Management*, vol. 22, no. 7, pp. 895–909, Jul. 2008, doi: 10.1007/s11269-007-9200-1.

- Y.-Y. He, J.-Z. Zhou, X.-Q. Xiang, H. Chen, and H. Qin, "Comparison of different chaotic maps in particle swarm optimization algorithm for long-term cascaded hydroelectric system scheduling," *Chaos Solitons Fractals*, vol. 42, no. 5, pp. 3169–3176, Dec. 2009, doi: 10.1016/j.chaos.2009.04.019.
- A. T. Hammid and M. H. Sulaiman, "Optimal Long-Term Hydro Generation Scheduling of Small Hydropower Plant (SHP) using Metaheuristic Algorithm in Himreen Lake Dam," in *MATEC Web of Conferences*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2017.
- C. Alonso-Tristán, D. González-Peña, M. Díez-Mediavilla, M. Rodríguez-Amigo, and T. García-Calderón, "Small hydropower plants in Spain: A case study," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 6, pp. 2729–2735, Aug. 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.03.029.
- H. Nautiyal, S. K. Singal, Varun, and A. Sharma, "Small hydropower for sustainable energy development in India," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 2021–2027, May 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.01.006.
- P. Saxena, "Small Hydro Development In India," in *International Conference on Small Hydropower—Hydro Sri Lanka*, Kandy, Sri Lanka, 2007, pp. 22–24. [43] H. BALAT, "A renewable perspective for sustainable energy development in Turkey: The case of small hydropower plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 9, pp. 2152–2165, Dec. 2007, doi: 10.1016/j.rser.2006.03.002.
- O. S. Ohunakin, S. J. Ojolo, and O. O. Ajayi, "Small hydropower (SHP) development in Nigeria: An assessment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, no. 4, pp. 2006–2013, May 2011, doi: 10.1016/j.rser.2011.01.003.
- V. R. Reddy, J. I. Uitto, D. R. Frans, and N. Matin, "Achieving global environmental benefits through local development of clean energy? The case of small hilly hydel in India," *Energy Policy*, vol. 34, no. 18, pp. 4069–4080, Dec. 2006, doi: 10.1016/j.enpol.2005.09.026.
- G. M. Montes, M. del Mar Serrano López, M. del Carmen Rubio Gámez, and A. M. Ondina, "An overview of renewable energy in Spain. The small hydro-power case," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 9, no. 5, pp. 521–534, Oct. 2005, doi: 10.1016/j.rser.2004.05.008.
- C. Hicks, "Small hydropower in China," *Refocus*, vol. 5, no. 6, pp. 36–40, Nov. 2004, doi: 10.1016/S1471-0846(04)00258-6.
- N. Edomah, C. Foulds, and A. Jones, "Influences on energy supply infrastructure: A comparison of different theoretical perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 765–778, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.072.
- S. C. Bhattacharyya, "Economic Analysis of Energy Investments," in *Energy Economics*, London: Springer London, 2011, pp. 163–189. doi: 10.1007/978-0-85729-268-1_7.
- N. Edomah, "Economics of Energy Supply," in *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, Elsevier, 2018. doi: 10.1016/B978-0-12-409548-9.11713-0.
- S. A. Abdullahi, F. Folaranmi, A. A. Suleiman, J. O. Mahmud, D. Dania, and M. S. Haruna, "Optimizing the 5 KW small hydropower supply in Mada-Gudi community, Nassarawa State, Nigeria," in *2017 IEEE AFRICON*, IEEE, Sep. 2017, pp. 1202–1207. doi: 10.1109/AFRCON.2017.8095653.
- A. I. Chatzimouratidis and P. A. Pilavachi, "Technological, economic and sustainability evaluation of power plants using the Analytic Hierarchy Process," *Energy Policy*, vol. 37, no. 3, pp. 778–787, Mar. 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2008.10.009.
- S. P. Adhau, "Economic analysis and application of small micro/hydro power plants," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, no. 07, pp. 89–95, Apr. 2009, doi: 10.24084/repqj07.254.
- R. K. Dutta, T. R. Bajracharya, and S. R. Shakya, "Economic Analysis of Small Hydropower Project—A Case Study of Lower Khare Small Hydropower Project," in *IOE Graduate Conference*, Kathmandu, Nepal, 2014, pp. 348–352.
- F. Forouzbakhsh, S. M. H. Hosseini, and M. Vakilian, "An approach to the investment analysis of small and medium hydro-power plants," *Energy Policy*, vol. 35, no. 2, pp. 1013–1024, Feb. 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2006.02.004.
- G. Cavazzini, A. Santolin, G. Pavesi, and G. Ardizzon, "Accurate estimation model for small and micro hydropower plants costs in hybrid energy systems modelling," *Energy*, vol. 103, pp. 746–757, May 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.024.
- R. Carapellucci, L. Giordano, and F. Pierguidi, "Technoeconomic evaluation of small-hydro power plants: Modelling and characterisation of the Abruzzo region in Italy," *Renew*

- Energy, vol. 75, pp. 395–406, Mar. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.10.008.
- U. K. Das et al., “Forecasting of photovoltaic power generation and model optimization: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 912–928, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.08.017.
- M. Q. Raza and A. Khosravi, “A review on artificial intelligence based load demand forecasting techniques for smart grid and buildings,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 1352–1372, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.065.
- R. A. de Marcos, A. Bello, and J. Reneses, “Electricity price forecasting in the short term hybridising fundamental and econometric modelling,” *Electric Power Systems Research*, vol. 167, pp. 240–251, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2018.10.034.
- N. Amral, C. S. Ozveren, and D. King, “Short term load forecasting using Multiple Linear Regression,” in *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, IEEE, Sep. 2007, pp. 1192–1198. doi: 10.1109/UPEC.2007.4469121.
- M. Q. Raza, M. Nadarajah, and C. Ekanayake, “On recent advances in PV output power forecast,” *Solar Energy*, vol. 136, pp. 125–144, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.073.
- A. Nespoli et al., “Day-Ahead Photovoltaic Forecasting: A Comparison of the Most Effective Techniques,” *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 9, p. 1621, Apr. 2019, doi: 10.3390/en12091621.
- S. Sobri, S. Koohi-Kamali, and N. Abd. Rahim, “Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review,” *Energy Convers Manag*, vol. 156, pp. 459–497, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2017.11.019.
- Y. Ren, P. N. Suganthan, and N. Srikanth, “Ensemble methods for wind and solar power forecasting—A state-of-the-art review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 50, pp. 82–91, Oct. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.081.
- M. Diagne, M. David, P. Lauret, J. Boland, and N. Schmutz, “Review of solar irradiance forecasting methods and a proposition for small-scale insular grids,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 27, pp. 65–76, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.06.042.
- M. K. Behera, I. Majumder, and N. Nayak, “Solar photovoltaic power forecasting using optimized modified extreme learning machine technique,” *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 21, no. 3, pp. 428–438, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.jestch.2018.04.013.
- C. García-Martos, J. Rodríguez, and M. J. Sánchez, “Forecasting electricity prices and their volatilities using Unobserved Components,” *Energy Econ*, vol. 33, no. 6, pp. 1227–1239, Nov. 2011, doi: 10.1016/j.eneco.2011.07.005.
- J. Zhang, R. Verschae, S. Nobuhara, and J.-F. Lalonde, “Deep photovoltaic nowcasting,” *Solar Energy*, vol. 176, pp. 267–276, Dec. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.10.024.
- J. Antonanzas, N. Osorio, R. Escobar, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison, and F. Antonanzas-Torres, “Review of photovoltaic power forecasting,” *Solar Energy*, vol. 136, pp. 78–111, Oct. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.06.069.
- H. T. C. Pedro and C. F. M. Coimbra, “Assessment of forecasting techniques for solar power production with no exogenous inputs,” *Solar Energy*, vol. 86, no. 7, pp. 2017–2028, Jul. 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.04.004.
- V. P. A. Lonij, A. E. Brooks, A. D. Cronin, M. Leuthold, and K. Koch, “Intra-hour forecasts of solar power production using measurements from a network of irradiance sensors,” *Solar Energy*, vol. 97, pp. 58–66, Nov. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.08.002.
- F. Almonacid, P. J. Pérez-Higueras, E. F. Fernández, and L. Hontoria, “A methodology based on dynamic artificial neural network for short-term forecasting of the power output of a PV generator,” *Energy Convers Manag*, vol. 85, pp. 389–398, Sep. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2014.05.090.
- D. AlHakeem, P. Mandal, A. U. Haque, A. Yona, T. Senjyu, and T.-L. Tseng, “A new strategy to quantify uncertainties of wavelet-GRNN-PSO based solar PV power forecasts using bootstrap confidence intervals,” in *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, Jul. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286233.
- J. Zhang et al., “A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting,” *Solar Energy*, vol. 111, pp. 157–175, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.solener.2014.10.016.
- C. Chen, S. Duan, T. Cai, and B. Liu, “Online 24-h solar power forecasting based on weather type classification using artificial neural network,” *Solar Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2856–2870, Nov. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.08.027.
- S. Lu et al., “Machine learning based multi-physical-model blending for enhancing renewable energy forecast - improvement via

- situation dependent error correction,” in 2015 European Control Conference (ECC), IEEE, Jul. 2015, pp. 283–290. doi: 10.1109/ECC.2015.7330558.
- M. Zamo, O. Mestre, P. Arbogast, and O. Pannekoucke, “A benchmark of statistical regression methods for short-term forecasting of photovoltaic electricity production, part I: Deterministic forecast of hourly production,” *Solar Energy*, vol. 105, pp. 792–803, Jul. 2014, doi: 10.1016/j.solener.2013.12.006.
- M. G. De Giorgi, P. M. Congedo, M. Malvoni, and D. Laforgia, “Error analysis of hybrid photovoltaic power forecasting models: A case study of mediterranean climate,” *Energy Convers Manag*, vol. 100, pp. 117–130, Aug. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.04.078.
- A. G. R. Vaz, B. Elsinga, W. G. J. H. M. van Sark, and M. C. Brito, “An artificial neural network to assess the impact of neighbouring photovoltaic systems in power forecasting in Utrecht, the Netherlands,” *Renew Energy*, vol. 85, pp. 631–641, Jan. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.06.061.
- M. G. De Giorgi, P. M. Congedo, and M. Malvoni, “Photovoltaic power forecasting using statistical methods: impact of weather data,” *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 8, no. 3, pp. 90–97, May 2014, doi: 10.1049/iet-smt.2013.0135.
- K. Mohammadi and N. Goudarzi, “Study of intercorrelations of solar radiation, wind speed and precipitation under the influence of El Niño Southern Oscillation (ENSO) in California,” *Renew Energy*, vol. 120, pp. 190–200, May 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.12.069.
- Z. Wang, F. Wang, and S. Su, “Solar Irradiance Short-Term Prediction Model Based on BP Neural Network,” *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 488–494, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.10.065.
- Z. Peng, D. Yu, D. Huang, J. Heiser, and P. Kalb, “A hybrid approach to estimate the complex motions of clouds in sky images,” *Solar Energy*, vol. 138, pp. 10–25, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.solener.2016.09.002.
- E. Ogliari, A. Dolara, G. Manzolini, and S. Leva, “Physical and hybrid methods comparison for the day ahead PV output power forecast,” *Renew Energy*, vol. 113, pp. 11–21, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2017.05.063.
- L. Liu et al., “Prediction of short-term PV power output and uncertainty analysis,” *Appl Energy*, vol. 228, pp. 700–711, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.06.112.
- M. Alanazi, A. Alanazi, and A. Khodaei, “Long-term solar generation forecasting,” in 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), IEEE, May 2016, pp. 1–5. doi: 10.1109/TDC.2016.7519883.
- S. S. Reddy, “Optimal scheduling of thermal-wind-solar power system with storage,” *Renew Energy*, vol. 101, pp. 1357–1368, Feb. 2017, doi: 10.1016/j.renene.2016.10.022.
- S. Al-Dahidi, O. Ayadi, M. Alrbai, and J. Adeeb, “Ensemble Approach of Optimized Artificial Neural Networks for Solar Photovoltaic Power Prediction,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 81741–81758, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2923905.
- J. A. Perez-Rua and N. A. Cutululis, “Electrical Cable Optimization in Offshore Wind Farms - A Review,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 85796–85811, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2925873.
- T. Zuo et al., “A Review of Optimization Technologies for Large-Scale Wind Farm Planning With Practical and Prospective Concerns,” *IEEE Trans Industr Inform*, vol. 19, no. 7, pp. 7862–7875, Jul. 2023, doi: 10.1109/TII.2022.3217282.
- M. Fischetti and D. Pisinger, “Optimizing wind farm cable routing considering power losses,” *Eur J Oper Res*, vol. 270, no. 3, pp. 917–930, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.ejor.2017.07.061.
- D. R. A. Maulana, R. Irnawan, and M. I. Bambang Setyonegoro, “Optimization of Design Cable Routing in Onshore Wind Farms Using K-Means Clustering Considering Restricted Area,” in *ICT-PEP 2023 - 2023 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power: Decarbonizing the Power Sector: Opportunities and Challenges for Renewable Energy Integration*, Proceedings, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 271–275. doi: 10.1109/ICT-PEP60152.2023.10351162.
- K. Qing, Q. Huang, and Y. Du, “Integrated Optimal Planning of Distribution Network With GeographicalZone-Restricted Renewable Energy Sources,” *Front Energy Res*, vol. 10, Apr. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.864914.
- [95] D. Song et al., “Optimization of floating wind farm power collection system using a novel two-layer hybrid method,” *Appl Energy*, vol. 348, Oct. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121546.
- Y. Tang, L. Yi, W. Wu, C. Zheng, Y. Tang, and Q. Yu, “Offshore Transmission Network Planning for Wind Power Considering

- Economy and Grid Security,” in 2023 IEEE 7th Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2023, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023, pp. 362–367. doi: 10.1109/EI259745.2023.10512516.
- S. Wei, L. Zhang, Y. Xu, Y. Fu, and F. Li, “Hierarchical Optimization for the Double-Sided Ring Structure of the Collector System Planning of Large Offshore Wind Farms,” IEEE Trans Sustain Energy, vol. 8, no. 3, pp. 1029–1040, Jul. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2646061.
- J. S. Shin and J. O. Kim, “Optimal Design for Offshore Wind Farm considering Inner Grid Layout and Offshore Substation Location,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 3, pp. 2041–2048, May 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2593501.
- S. Lumbreras and A. Ramos, “Optimal design of the electrical layout of an offshore wind farm applying decomposition strategies,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1434–1441, 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2204906.
- C. BERZAN, K. VEERAMACHANENI, J. MCDERMOTT, and U.-M. O'REILLY, “ALGORITHMS FOR CABLE NETWORK DESIGN ON LARGE-SCALE WIND FARMS,” 2019.
- H. Lingling, F. Yang, and G. Xiaoming, “Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm,” in 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, IEEE, Apr. 2009, pp. 1–4. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348207.
- S. Lumbreras, A. Ramos, and S. Cerisola, “A Progressive Contingency Incorporation Approach for Stochastic Optimization Problems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 1452–1460, May 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2225077.
- Z. Huang, C. Yuan, H. Ge, and T. Hou, “Optimization of Substation Siting and Connection Topology in Offshore Wind Farm Based on Modified Firefly Algorithm,” IEEE J Emerg Sel Top Circuits Syst, vol. 13, no. 3, pp. 806–816, Sep. 2023, doi: 10.1109/JETCAS.2023.3290161.