

Studi Kasus Pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di Indonesia: Pembelajaran dari PLTS Cirata untuk Replikasi Nasional.

Pendahuluan

Melalui Peraturan Pemerintah (PP) No. 40 Tahun 2025, pemerintah menargetkan porsi energi baru dan terbarukan (EBT) dapat mencapai 19-23% pada 2030.¹ Dalam mencapai target ini, PLN menempatkan PLTS sebagai “ujung tombak” diantara berbagai pilihan teknologi. Dalam Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2025-2034, PLN menargetkan 17.1 GW kapasitas PLTS baru.

Beberapa faktor mendasari pemilihan ini, namun salah satu yang menonjol adalah *success story* PLTS Terapung Cirata. PLTS Cirata menjadi proyek percontohan antara lain karena kapasitasnya yang terbesar di Asia Tenggara serta skema kerja sama yang inovatif.

Untuk mencapai target pengembangan EBT dalam RUPTL, Indonesia dapat belajar dan mencoba replikasi kisah sukses PLTS Terapung Cirata. Akan tetapi, hal tersebut tentunya bukan merupakan hal mudah. Beragam kendala yang ada dari pembangunan PLTS harus dapat diselesaikan. Mulai dari penyediaan lahan, penyediaan sumber pendanaan yang memadai, serta pengelolaan risiko investasi secara menyeluruh. Selain itu, proyek PLTS Cirata merupakan Proyek Strategis Nasional (PSN) yang pada praktiknya mendapatkan lebih banyak kemudahan dari proyek EBT pada umumnya. Pertanyaannya, siapa saja aktor-aktor krusial yang menjadi penentu kelancaran pendanaan PLTS di Indonesia? Dan, bagaimana pula *financier* yang terlibat dapat memitigasi risiko dari risiko investasi tersebut?

Potensi PLTS di Indonesia

Dalam RUKN dan RUPTL 2025-2034, PLTS menjadi primadona pembangkit EBT yang ditargetkan untuk dapat dikembangkan secara masif dalam beberapa tahun mendatang. RUPTL 2025-2034 menetapkan target ambisius untuk meningkatkan kapasitas terpasang PLTS dari 1,02 GW tahun 2025 menjadi 17,3 GW pada tahun 2034, memposisikan PLTS sebagai pembangkit EBT terbesar kedua setelah PLTA yang hanya selisih 0,2 GW.² Selaras dengan tujuan tersebut, RUKN menempatkan PLTS sebagai sumber energi listrik andalan di Indonesia untuk mencapai target NZE 2060 dengan proyeksi kapasitas terpasang sebesar 109,4 GW pada tahun 2060.

Setidaknya, terdapat 3 alasan utama yang mendasari hal ini. Pertama, sebagai negara yang terletak pada garis khatulistiwa, potensi energi surya di Indonesia tergolong sangat tinggi, 3-20 gigawatt (GW).³ Kedua, tren global menunjukkan bahwa biaya teknologi PLTS konsisten

¹ Peraturan ini merevisi target bauran EBT yang tadinya sebesar 23% pada 2025 dalam PP No. 79 Tahun 2014.

² RUPTL 2025-2034.

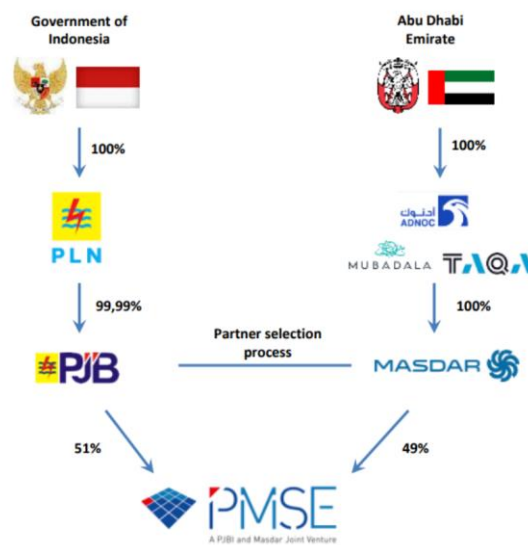
³ IESR. (2025). Indonesia Solar Energy Outlook 2025

mengalami penurunan setiap tahunnya⁴ – bahkan mencapai biaya keekonomian biaya pokok penyediaan (BPP) listrik. Terakhir, biaya dan operasionalisasi pemeliharaan dan operasional PLTS relatif lebih murah dan praktis dibandingkan dengan teknologi lainnya.

Indonesia's Success Story: PLTS Terapung Cirata

Potensi inilah yang coba dimaksimalkan oleh Indonesia. Pada 2023 lalu, Indonesia berhasil mengembangkan sebuah kombinasi PLTS dan PLTA pada proyek PLTS terapung Cirata di Jawa Barat yang berkapasitas 145 MWac/192MWp. PLTS dengan kapasitas terbesar di Asia Tenggara ini, merupakan hasil kolaborasi antara Indonesia (PT Pembangkit Jawa Bali Investasi/PJBI), United Arab Emirate (UAE), serta kontraktor EPC Power China. Pemanfaatan area waduk dapat menghindari kompetisi penggunaan lahan dan biaya akuisisi lahan. Status proyek strategis nasional (PSN) juga mempermudah pendanaan, pembangunan, serta implementasi *tax holiday*.

Hasilnya, proyek dapat berjalan dengan total investasi mencapai sekitar Rp1,7 Triliun dengan *levelized cost of electricity* (LCOE) hanya sekitar US\$5,8cent/KWh – salah satu yang terendah diantara teknologi PLTS lain – dengan kontrak PJBL selama 5 tahun.⁵ Kerja sama pembiayaan dengan Masdar, PJBI, serta konsorsium bank internasional (Sumitomo Mitsui Banking Corporation, Societe Generale, dan Standard Charetered) juga berjalan relatif lancar.



Gambar 1. Struktur Pemodalan PLTS Cirata

Sumber: Southeast Asia Energy Transition Partnership. (2025).

⁴ IRENA. (2024). Renewable Energi Technology Cost. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf

⁵ https://gatrik.esdm.go.id/assets/uploads/download_index/files/c2d42-technology-data-for-the-indonesian-power-sector-2024-annoteret-af-kb-.pdf

Bottleneck Pengembangan PLTS di Indonesia

Meskipun begitu, mereplikasi lahirnya “Cirata yang lain” bukan tanpa tantangan. Berbagai tantangan telah membatasi ekspansi PLTS di Indonesia, baik skala utilitas maupun skala yang lebih kecil. IESR (2025) menemukan bahwa per Agustus 2024, kapasitas terpasang PLTS saat ini bahkan tidak mencapai 1% dari total kapasitas terpasang pembangkit nasional. Kesenjangan ini menunjukkan ketidakmampuan Indonesia memaksimalkan potensi yang ada. Realita menunjukkan bahwa terdapat tantangan yang harus diatasi.

Pertama, hambatan teknis dan sistem ketenagalistrikan. Selayaknya tantangan pada pembangkit EBT, tantangan mendasar PLTS terletak pada kapasitas jaringan untuk menampung tenaga intermiten, kebutuhan fleksibilitas sistem, dan standar teknis yang belum memadai. Tanpa adanya investasi pada jaringan transmisi, PLTS berisiko mengalami *curtailment*⁶. Pendapatan pengembang dari proyek PLTS umumnya dihitung berdasarkan jumlah listrik yang dijual ke PLN sesuai dengan PJBL. Adanya *curtailment* menyebabkan listrik yang diproduksi lebih rendah dibandingkan potensinya. Penanganan variabilitas radiasi matahari juga memerlukan investasi pada teknologi *Battery Energy Storage Systems* (BESS).

Kedua, permasalahan lahan dan konflik sosial. PLTS berskala besar selalu bersinggungan erat dengan isu lahan dan keterlibatan pemangku kepentingan lokal. PLTS merupakan teknologi yang bersifat *land-intensive* sehingga kebutuhan lahan berbanding lurus dengan skala proyeknya. Pengembangan PLTS berskala besar berpotensi memperuncing rivalitas penggunaan lahan untuk aktivitas ekonomi lain seperti pertanian dan perikanan, tak terkecuali pada lahan-lahan yang dimiliki oleh komunitas adat. Selain dapat meningkatkan biaya akuisisi lahan, risiko ini juga dapat meningkatkan biaya operasional dari pengembang.

Ketiga, terkait tantangan regulasi. Proses perizinan memerlukan koordinasi banyak institusi seperti, diantaranya adalah kementerian, PT PLN (Persero), dan pemerintah daerah. Belum lagi persyaratan AMDAL/UKL-UPL yang berbeda-beda antar wilayah, kebutuhan dokumen lahan hingga izin jaringan yang sering berjalan berjenjang. Selain itu, ada aturan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) yang berpotensi menjadi hambatan. Bahkan, proses negosiasi dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBL atau *power purchase agreement - PPA*) juga bisa menjadi alasan terhambatnya *comissioning date* PLTS. Risiko ini dapat menurunkan potensi pendapatan pengembang dari PLTS dan menunda kepastian pendapatan.

Bahkan pada proyek Cirata, tantangan tersebut juga sempat menghambat laju kelancaran proyek. Contohnya, PLTS Cirata sempat terhambat aturan TKDN untuk penggunaan modul surya impor.⁷ Padahal, industri domestik belum mampu menyediakan modul surya dengan spesifikasi yang diinginkan. Di sisi lain, proses negosiasi PJBL dengan PLN sebagai *offtaker* juga sempat terhambat dengan nominal harga pembelian listrik berpotensi memotong *return* dari proyek

⁶ Ketidakmampuan untuk menyalurkan output ke pusat beban.

⁷ Proyek PLTS Cirata dibangun sebelum aturan terkait pelonggaran TKDN dikeluarkan melalui Permen ESDM No. 11 Tahun 2024.

PLTS.⁸ Masalah-masalah seperti ini dapat menjadi penghambat masuknya investasi untuk dapat mereplikasi proyek serupa.

Beruntungnya, PLTS Cirata memiliki dukungan politik yang kuat sebagai PSN, sehingga hambatan-hambatan yang ada dapat diminimalisir. Hal ini kemudian membuat arus dana dari lembaga pembiayaan internasional menjadi lancar. Namun, bagaimana dengan proyek-proyek PLTS lain yang tidak memiliki privilese serupa? Apa yang dapat dilakukan untuk menarik investor dalam berinvestasi pada proyek dengan risiko yang cukup signifikan seperti PLTS?

Penutup: Mendorong Replikasi PLTS Cirata Melalui Pemanfaatan Efektif PMK 5/2025

Selain *return*, mitigasi risiko menjadi salah satu *concern* utama dari *financier* maupun investor. Di sinilah pentingnya instrumen *derisking* sebagai salah satu mitigasi risiko. Instrumen *derisking* sudah menjadi kelaziman bagi proyek-proyek berisiko seperti energi terbarukan. Dalam hal ini, inilah pentingnya implementasi optimal dari PMK No. 5 Tahun 2025 yang menyediakan fasilitas *derisking* seperti penjaminan risiko dan dukungan kelayakan untuk proyek EBT. Implementasi yang optimal dari instrumen ini dapat menjadi salah satu terobosan bagi replikasi *success story* PLTS Cirata di lokasi lain.

Namun demikian, hingga kini belum terlihat indikasi bahwa instrumen tersebut telah dimanfaatkan secara maksimal oleh pengembang proyek. Apabila pemanfaatannya tidak segera dioptimalkan, proyek PLTS berskala besar di masa mendatang berpotensi menghadapi hambatan dalam menarik pendanaan dari sektor swasta. Oleh karena itu, penyebab rendahnya tingkat pemanfaatan instrumen penjaminan ini perlu dikaji lebih lanjut dan diatasi untuk mempercepat lahirnya “Cirata yang lain”.

Terkait dengan hal tersebut, beberapa pertanyaan besar yang muncul, antara lain yaitu:

- 1) Apakah pengembang dan lembaga keuangan belum memahami secara rinci mekanisme akses terhadap fasilitas penjaminan ini, termasuk kriteria proyek yang dapat dijamin?
- 2) Atau, apakah koordinasi antar-lembaga terkait seperti Kementerian ESDM, PLN, PT PII, lembaga pembiayaan, dan IPP masih belum sepenuhnya terbangun?
- 3) Apakah instrumen yang ditawarkan belum cukup komprehensif untuk melakukan penjaminan atas mayoritas jenis risiko?
- 4) Apakah tingkat kepercayaan sektor swasta domestik dan internasional terhadap instrumen penjaminan ini masih belum terbangun?

⁸ Southeast Asia Energy Transition Partnership. (2025). Innovating New Incentive Mechanisms for Energy Transition Projects