

Briefing Paper

Juli 2019

Apa yang Membuat Biaya Pembangkitan PLTS Skala Utilitas Bertambah Murah?

Pamela Simamora • Fabby Tumiwa

Latar Belakang

Perkembangan energi surya di Indonesia dianggap masih lambat bila dibandingkan dengan negara-negara lain. Kapasitas terpasang energi surya diperkirakan belum mencapai 100 MW hingga akhir tahun 2018. Kapasitas ini jauh lebih kecil dibandingkan potensi energi surya di Indonesia sebesar 532.6 GW (IRENA, 2017). Laju pemanfaatan energi surya di Indonesia bertentangan dengan kecenderungan global dimana energi surya meningkat drastis dalam satu dekade terakhir.

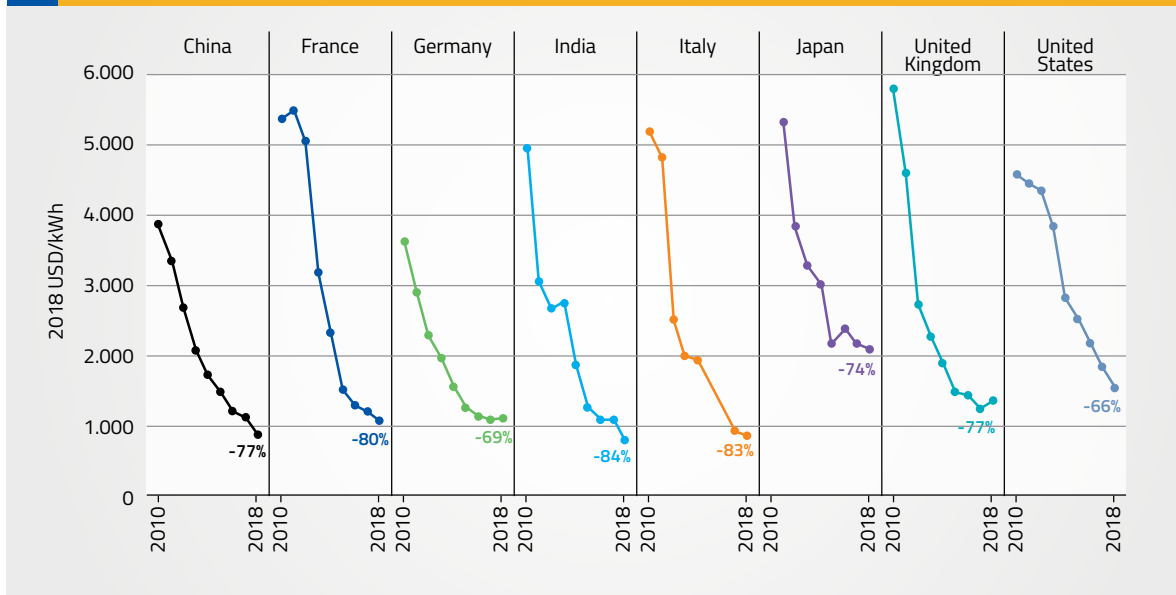
Eskalasi kapasitas terpasang pembangkit listrik tenaga surya secara global berkontribusi pada semakin kompetitifnya biaya pembangkitan PLTS dibandingkan dengan pembangkit fosil. *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) untuk PLTS skala besar di berbagai negara mengalami penurunan secara drastis. Data IRENA menunjukkan LCOE PLTS skala besar di 2018 lebih rendah 62% - 80% dari LCOE di tahun 2010. LCOE rata-rata di India, misalnya, sudah mencapai USDc 6/kWh di 2018, jauh lebih rendah dibandingkan LCOE di tahun 2010 yang mencapai USDc 30/kWh atau penurunan sebesar 79% dalam 8 tahun.

Institute for Essential Services Reform (IESR)

Jalan Tebet Barat Dalam VIII No. 20 B, Jakarta Selatan 12810 | Indonesia
T: +62 21 2232 3069 | F: +62 21 8317 073 | www.iesr.or.id | iesr@iesr.or.id

 @IESR  @iesr.id  @IESR.id  @iesr

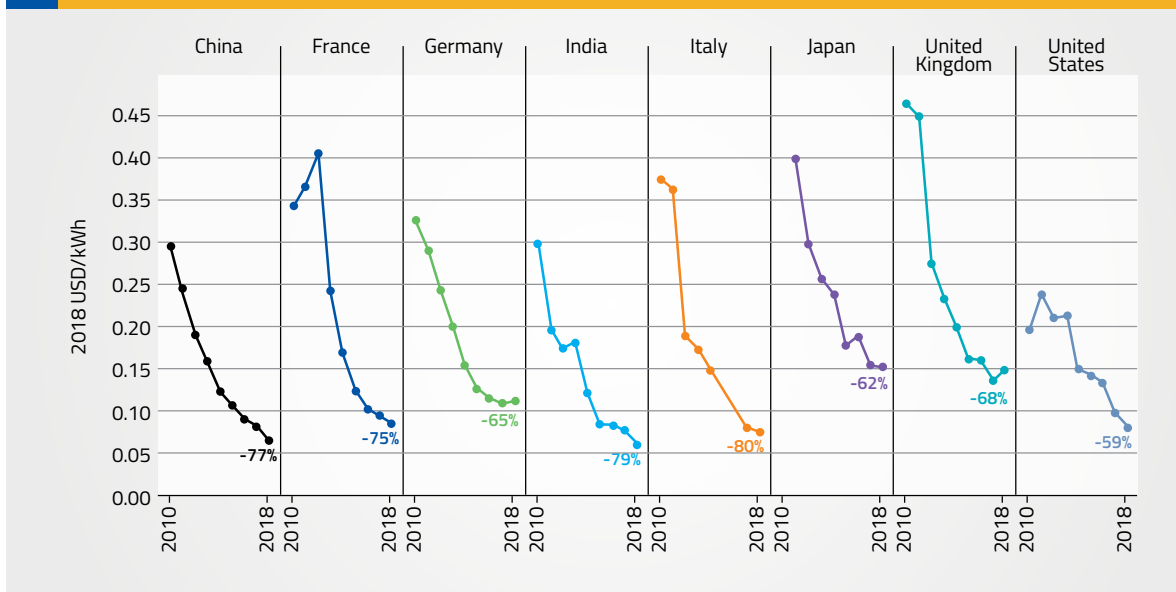
Gambar 1. Levelized Cost of Electricity (LCOE) PLTS skala besar di berbagai negara (IRENA, 2019)



Sejalan dengan penurunan LCOE, penurunan CAPEX PLTS skala besar juga terlihat di berbagai negara. Penurunan CAPEX terbesar terjadi di India yaitu sebesar 84% dalam kurun waktu 8 tahun, dengan CAPEX sebesar USD 5000/kW di 2010 menurun menjadi hanya USD 793/kW di 2018 (IRENA, 2019). CAPEX di 2018 ini sekaligus menjadi harga CAPEX PLTS terendah di dunia.

Penurunan biaya pembangkitan PLTS di dunia dipengaruhi oleh harga modul surya global yang semakin rendah. Namun, harga modul surya bukanlah satu-satunya faktor yang mempengaruhi biaya pembangkitan dari PLTS. Sejumlah faktor non-teknis lainnya mempengaruhi pembentukan harga pembangkitan, diantaranya: kondisi lokasi, geografis, peringkat kredit negara, tingkat

Gambar 2. CAPEX proyek PLTS skala besar di berbagai negara (IRENA, 2019)



Tabel 1. Faktor penentu harga pembangkitan PLTS

	Indonesia	India	Meksiko	UEA	Brasil
Iradiasi (kWh/m ² /day)	3.6-6	6-7	4.6-6.6	6.5	4.5-6.3
Temperatur (°C)	26-28	14-34	12-28	18-34	18-27
Kelembapan relatif (%)	75-85	50-80	52-71	55-68	49-79
Produksi energi per tahun (kWh/Wp)	1,170-1,530	1,400-1,600	1,620	1,753-2,192	1,230
Harga modul PV (\$/Wp)	Lokal: 0.40 - 0.47 (2019) Impor: 0.23-0.37 (2019)	Local: ~0.25 Imported: ~0.20 (2019)	Impor: ~0.64 (2016) ~0.33 (2019)	Impor: 0.28 (2018)	Local: 0.66 (2017) Impor: 0.472 (2017)
Suku bunga bank (lokal)	10-12%	9.55-10.75%	10-11% (lokal) 3-5% (asing)	2.6-3.6%	0.9% (BNDES)
Peringkat kredit negara (per Juli 2019)	S&P: BBB Moody's: Baa2 Fitch: BBB	S&P: BBB- Moody's: Baa2 Fitch: BBB-	S&P: BBB+ Moody's: A3 Fitch: BBB	S&P: AA Moody's: Aa2 Fitch: AA	S&P: BB- Moody's: Ba2 Fitch: BB-
TKDN	40.68%	No	No	No	60% (conditional)
Akusisi lahan	Wajib jual	Dana disediakan oleh SECI	Tidak ada bantuan	Lahan disediakan pemerintah	Tidak ada data
Insentif fiskal	Bea masuk, pembebasan pajak, pengurangan pajak penghasilan	VGF, Pengabaian Bea Cukai Dasar, Pajak Tidak Langsung Terbatas	Pembebasan bea masuk (sebelumnya 15%)	Tarif premium selama musim panas (1,6x off peak) dan 51-60% bagian ekuitas proyek dimiliki oleh utilitas	- Pembebasan pajak impor dan VAT - Penangguhan pajak federal
Ukuran proyek	Tergantung tender	Tergantung lelang	Tidak ada batasan	Tidak ada batasan	Tidak ada batasan

Note. Data dari Damayanti, H., Adiatma, J.C., Gabriella, M., Simamora, P., (2019). Institute for Essential Services Reform.

suku bunga, ketersediaan dan biaya lahan, insentif fiskal, ketentuan TKDN, dan ukuran proyek. Berikut ini merupakan perbandingan faktor penentu harga pembangkitan PLTS di berbagai negara di dunia.

Faktor - faktor penentu harga pembangkitan PLTS

Harga listrik dari PLTS dan kelayakan proyek dipengaruhi oleh berbagai faktor biaya yang membentuk biaya investasi total dan faktor produksi energi listrik dari

pembangkit. Biaya investasi total yang terdiri dari capital expenditure (CAPEX) yang terdiri dari biaya-biaya pekerjaan sipil, biaya perangkat mekanis (*solar module*), biaya perangkat kelistrikan, biaya-biaya tidak langsung dan biaya pemilik (owner cost), termasuk biaya lahan dan pajak, dan operational expenditure (OPEX). Faktor produksi energi listrik ditentukan oleh tingkat radiasi matahari yang berbeda-beda, tergantung letak dan geografis dan faktor-faktor iklim, dan kualitas serta efisiensi modul surya.

Selain itu, biaya pendanaan memiliki kontribusi yang signifikan terhadap total biaya investasi. Biaya pendanaan yang tinggi disumbangkan oleh biaya atas komponen hutang (*debt cost*) yang direpresentasikan oleh suku bunga pinjaman pengembang. Tingkat suku bunga domestik dipengaruhi oleh kebijakan suku bunga domestik dan tingkat risiko sebuah negara. Kombinasi berbagai faktor ini menentukan harga pembangkitan listrik dari PLTS. Faktor-faktor penentu harga pembangkitan PLTS (selain harga modul) yang diobservasi dari keempat negara yang menjadi studi kasus adalah sebagai berikut:

1. Kondisi geografis antara lain iradiasi matahari, temperatur lingkungan, dan kelembaban udara

Semakin tinggi iradiasi matahari suatu lokasi, semakin tinggi listrik keluaran listrik yang dihasilkan oleh modul surya. Walaupun demikian kondisi temperatur lingkungan dan kelembaban udara, juga dapat menurunkan output listrik yang dihasilkan. Arus listrik, tegangan dan arus dari modul surya menurun saat kelembaban naik. Kondisi geografis ini sangat bergantung pada lokasi proyek PLTS berada. Misalnya, UAE memiliki iradiasi matahari sebesar 6,5 kWh/m²/hari, jauh lebih besar dibandingkan iradiasi di Indonesia sebesar 3,6 - 6 kWh/m²/hari. Oleh karena itu, dengan tingkat efisiensi solar PV yang sama, PLTS di UAE akan menghasilkan listrik keluaran solar PV yang jauh lebih besar (1.753

- 2.192 kWh/Wp) dibandingkan PLTS di Indonesia (1.170 - 1.530 kWh/Wp).

Ini berarti dengan kapasitas terpasang (Wp) dan efisiensi yang sama, PLTS di UEA dapat menghasilkan keluaran listrik (kWh) 1,5 kali lebih besar dari pada PLTS di Indonesia. Hal ini kemudian berkontribusi pada lebih rendahnya biaya pembangkitan listrik PLTS (\$/kWh) di UEA dibandingkan dengan biaya pembangkitan PLTS di Indonesia. Dengan kata lain, proyek PLTS di UEA dapat menghasilkan pendapatan yang sama dari pembangkitan listrik PLTS meski hanya mendapatkan 70% tarif listrik di Indonesia.

2. Peringkat kredit negara (*country credit ratings*)

Faktor lainnya yaitu peringkat kredit negara mempengaruhi tingkat suku bunga pinjaman yang ditetapkan oleh pemberi pinjaman (*lenders*) ke pengembang proyek. Semakin rendah peringkat kredit suatu negara, maka semakin tinggi premi risiko (suku bunga) yang akan dikenakan pemberi pinjaman ke peminjam modal, dan sebaliknya.

Untuk pengembang proyek dari negara-negara dengan peringkat kredit negara yang tinggi seperti UEA, pengembang proyek bisa mendapatkan pinjaman modal dari luar negeri dengan suku bunga relatif lebih rendah dibandingkan dengan suku bunga yang dikenakan ke pengembang proyek dari Indonesia. Suku bunga yang rendah inilah yang akan membantu menurunkan ongkos pendanaan dan harga pembangkitan listrik PLTS.

3. Suku bunga bank lokal

Tingkat suku bunga bank lokal secara langsung mempengaruhi ongkos pendanaan dan biaya pembangkitan PLTS. Semakin rendah suku bunga yang ditawarkan bank lokal kepada pengembang proyek PLTS, maka semakin rendah pula ongkos pendanaan dan harga pembangkitan listrik PLTS.

Di Brasil, BNDES memberikan pinjaman ke pengembang proyek energi terbarukan dengan suku bunga 0,9% dan tenor pinjaman hingga 24 tahun untuk pengembang yang



mampu memenuhi syarat TKDN sebesar 60%. Pinjaman lunak ini terbukti berhasil membantu penurunan harga pembangkitan PLTS di Brasil dari USDc 8,8/kWh di 2014 menjadi USDc 1,75/kWh di 2019 (terendah secara global per Juli 2019). Sementara itu, di UEA, suku bunga yang dikenakan bank lokal ke pengembang proyek PLTS berada di kisaran 2,6% - 3,6%, jauh lebih rendah dibandingkan suku bunga bank di Indonesia sebesar 10% - 12%.

4. Ketersediaan dan biaya lahan untuk proyek

Salah satu isu yang menjadi penghambat pengembangan energi terbarukan di Indonesia adalah ketersediaan lahan untuk pembangunan pembangkit listrik. Banyak pengembang proyek yang mengeluhkan rumitnya proses akuisisi lahan di Indonesia. Hal ini bisa menghambat proyek dan meningkatkan ongkos transaksi proyek. Belajar dari UEA, pemerintah dapat menggunakan lahan publik untuk pembangunan PLTS. Di UEA, lahan diberikan secara cuma-cuma untuk pembangunan PLTS. Penyediaan lahan publik untuk proyek energi terbarukan dapat mengurangi risiko akuisisi lahan dan ongkos lahan untuk proyek PLTS.

5. Insentif fiskal

Insentif fiskal untuk proyek PLTS dapat membantu mengurangi ongkos kapital (CAPEX) proyek PLTS. Insentif fiskal yang ada di Indonesia saat ini sayangnya masih dianggap sulit untuk diakses oleh pengembang proyek energi terbarukan, menyebabkan sedikitnya pengembang proyek yang memanfaatkan insentif fiskal tersebut. Usaha penyederhanaan birokrasi dan administrasi untuk mendapatkan insentif fiskal perlu dilakukan di Indonesia.

Selain itu, belajar dari India, pemerintah Indonesia bisa mempertimbangkan pemberian insentif fiskal berupa Viability Gap Fund (VGF) untuk proyek energi terbarukan. VGF digunakan untuk menutup selisih antara tarif dasar listrik (TDL) yang dikenakan PLN ke pelanggan listrik dan biaya pembangkitan listrik dari pembangkit energi terbarukan. Dana VGF dapat bersumber dari pajak atau pungutan yang dikenakan pada produksi dan ekspor batubara di Indonesia.

6. Ketentuan TKDN

Syarat TKDN bisa menjadi cara untuk memajukan industri panel surya dalam negeri dan mengurangi aliran dana ke luar negeri (melalui impor modul surya). Namun, dalam

pengimplementasiannya pemerintah perlu memperhatikan kapasitas industri dalam negeri. Tingginya syarat TKDN untuk PLTS saat ini sebesar 60% tidak sejalan dengan minimnya kapasitas manufaktur modul surya dalam negeri. Demi memenuhi syarat TKDN, pengembang dihadapkan pada kondisi dimana mereka hanya ditawarkan tarif murah sebesar 85% BPP lokal namun diharuskan untuk menggunakan modul surya lokal yang harganya lebih mahal dibandingkan dengan modul impor. Ketidakkonsistenan regulasi ini sudah menyebabkan lambatnya pengembangan PLTS di Indonesia.

Belajar dari Brasil, pengimplementasian TKDN perlu disertai oleh pemberian insentif ke pengembang proyek. Di Brasil, syarat TKDN sebesar 60% hanya berlaku untuk pengembang proyek yang mendapatkan pendanaan dari Bank Pembangunan Brasil (BNDES). Pendanaan yang ditawarkan oleh BNDES merupakan pinjaman lunak dengan suku bunga sangat rendah sebesar 0,9% dengan tenor pinjaman hingga 24 tahun. Adapun syarat TKDN di Brasil dilakukan secara bertahap, dimulai dengan syarat perakitan secara lokal sebelum akhirnya menjadi syarat produksi lokal. Syarat produksi lokal modul surya baru akan diimplementasikan di tahun 2020.

Pegimplementasian syarat TKDN secara bertahap memberikan peluang bagi Brasil untuk mengambil keuntungan dari semakin murah harga modul surya global sambil mempersiapkan industri modul surya dalam negeri. Terbukti, Brasil berhasil mendapatkan harga pembangkitan PLTS termurah di dunia saat ini sebesar USDc 1,75/kWh dari hasil lelang terbalik. Selain itu, semakin banyak perusahaan modul surya internasional yang berinvestasi di negara tersebut.

7. Ukuran proyek

Skala ekonomi suatu proyek akan mempengaruhi harga pembangkitan PLTS. Semakin besar ukuran proyek PLTS yang dilelang, maka akan semakin kompetitif harga

pembangkitan PLTS. Hal ini dimungkinkan oleh pengadaan barang dalam jumlah besar dan skema pendanaan yang ringan yang seringkali mengikuti proyek berskala besar. Pembelajaran dari Meksiko, UEA, dan Brasil menunjukkan ketiga negara tersebut mendapatkan harga listrik PLTS termurah dari lelang terbalik proyek PLTS berskala lebih dari 100 MW.

Rekomendasi

Tren harga modul surya dan biaya investasi teknologi listrik tenaga surya di dunia yang semakin kompetitif tidak serta merta menurunkan harga investasi PLTS di Indonesia. Rendahnya biaya investasi PLTS dipengaruhi oleh sejumlah faktor teknis dan non-teknis seperti yang telah dijelaskan. Belajar dari pengalaman negara lain, pemerintah Indonesia dan PT PLN dapat mendorong biaya investasi PLTS di Indonesia lebih rendah dan semakin kompetitif secara bertahap, dengan melaksanakan sejumlah strategi sebagai berikut:

- Mengadakan mekanisme lelang terbalik (*reverse auction*) proyek PLTS berskala besar atau *utility scale*. Kajian IESR menunjukkan penggunaan lelang terbalik di proyek PLTS dapat membantu menurunkan biaya CAPEX per unit daya dan harga pembangkitan PLTS. Untuk mendapatkan keuntungan dari skala keekonomian proyek, mekanisme lelang terbalik dilakukan untuk proyek skala besar (lebih dari 100 MW). Pelaksanaan mekanisme lelang terbalik membutuhkan sejumlah syarat, antara lain: mekanisme lelang yang efektif dan proses transparan, partisipasi lelang yang punya reputasi dan kemampuan financial yang mumpuni, akses terhadap jaringan dan jaminan evakuasi daya dari PLTS. Persiapan untuk melaksanakan mekanisme lelang terbalik perlu dilakukan dalam waktu yang cukup.
- Memastikan ketersediaan lahan untuk proyek PLTS. Lahan yang disediakan merupakan lahan publik milik pemerintah

- atau PLN untuk mengurangi risiko akuisisi lahan serta ongkos lahan untuk proyek PLTS di Indonesia. Dalam melakukan lelang terbalik, para penawar (*bidders*) menghitung investasi dan tingkat pengembalian investasi untuk satu lokasi.
- Memperbaiki peringkat kredit negara antara lain dengan menjaga stabilitas politik, menjaga konsistensi kebijakan fiskal dan moneter, meningkatkan pertumbuhan PDB, dan menekan defisit anggaran APBN.
 - Menurunkan risiko dan tingkat suku bunga pinjaman oleh perbankan domestik untuk pembiayaan proyek PLTS. Ada sejumlah cara yang dapat dilakukan, diantaranya memperjelas proses bisnis proyek PLTS lewat regulasi pemerintah, menyediakan sebuah fasilitas pendanaan khusus yang disalurkan melalui perbankan, dan memberikan dukungan pengembangan kapasitas (*capacity building*) dalam hal analisa finansial, tekno-ekonomis dan risiko proyek PLTS kepada bank-bank komersial lokal di Indonesia. Hasil studi IESR di tahun 2018 menunjukkan tingginya persepsi risiko proyek energi terbarukan oleh bank-bank lokal disebabkan antara lain karena kurangnya pengalaman dan kapasitas bank lokal dalam menilai risiko proyek energi terbarukan.
 - Menyederhanakan birokrasi dan administrasi pencairan insentif fiskal untuk proyek PLTS. Selain itu, pemerintah dapat memberikan insentif fiskal misalnya Viability Gap Fund (VGF) sebagai instrumen pendanaan untuk mengurangi kebutuhan hutang. Dana VGF dapat bersumber dari pajak atau pungutan dari penjualan bahan bakar fosil dan atau biaya tambahan (*surcharge*) yang dikenakan ke pelanggan mampu PLN. Insentif lain adalah pengurangan pajak, misalnya pajak impor barang dan komponen terkait dengan proyek dan pajak-pajak lainnya.
 - Merelaksasi ketentuan TKDN. Syarat TKDN harus dilakukan secara bertahap dengan mempertimbangkan kapasitas manufaktur lokal dan ketersediaan barang dan jasa di Indonesia. Di empat negara yang dikaji, pelaksanaan lelang ketentuan TKDN ditiadakan atau diadakan dengan insentif dari pemerintah. Pengimplementasian yang bertahap menguntungkan Indonesia karena harga pembangkitan PLTS dapat ditekan dengan semakin murah harga modul surya di pasar global. Selain itu, untuk mendorong pertumbuhan industri lokal, pemerintah Indonesia perlu memberikan insentif bagi pengembang yang dapat memenuhi syarat TKDN.

Referensi

- IRENA. (2019). *Renewable Power Generation Costs in 2018*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA. (2017). *Renewable Energy Prospects: Indonesia, a REmap analysis*. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.
- Damayanti, H., Adiatma, J.C., Gabriella, M., Simamora, P. (2019). *Under the Same Sun: A Cross Country Comparison of Condition and Policy Supports for Utility-Scale Solar Photovoltaic Projects*. Institute for Essential Services Reform.
- Arinaldo, D., Adiatman, J.C., Simamora, P. (2018). *Indonesia Clean Energy Outlook: Reviewing 2018, Outlooking 2019*. Institute for Essential Services.