

INOVASI EKONOMI HIJAU

Integrasi *Pumped Storage* pada Sistem Ketenagalistrikan Indonesia



INOVASI EKONOMI HIJAU **Integrasi *Pumped Storage*** **pada Sistem Ketenagalistrikan** **Indonesia**

Penulis

Fariz Raffandi Marzuki, Mervin Goklas Hamonangan,
Albertus Prabu Siagian dan Alke Rabinsa Haesra

Asisten Penulis

Muhammad Husni Abdul Fatah dan Rionanda Dhamma Putra

LABORATORIUM INDONESIA 2045

2023

Inovasi Ekonomi Hijau: Integrasi *Pumped Storage* pada Sistem Ketenagalistrikan Indonesia

©Laboratorium Indonesia 2045 (LAB 45)

Cetakan Pertama, Juli 2023
E-ISBN: 978-623-88635-1-8

Tim Penulis

Fariz Raffandi Marzuki
Mervin Goklas Hamonangan
Albertus Prabu Siagian
Alke Rabinsa Haesra

Asisten Penulis

Muhammad Husni Abdul Fatah
Rionanda Dhamma Putra

Penyelaras Akhir

Rionanda Dhamma Putra

Desain Sampul dan Tata Letak

Rinaldy
Rudi Yusuf

Untuk mengutip:

Marzuki, Fariz Raffandi, et. al. 2023. "Inovasi Ekonomi Hijau: Integrasi Pumped Storage pada Sistem Ketenagalistrikan Indonesia". *LAB 45 Monograf*. Jakarta: Laboratorium Indonesia 2045.

LAB 45 adalah pemegang tunggal hak cipta atas monograf ini. Seluruh isi dokumen ini adalah tanggung jawab LAB 45. Silakan menggandakan sebagian atau seluruh isi kajian akademik ini untuk kepentingan pendidikan publik atau advokasi kebijakan.

Laboratorium Indonesia 2045

Jalan Mabas Hankam No. T65
Bambu Apus, Cilangkap
Jakarta Timur
+62811452045
lab45@lab45.id

Kata Pengantar

Ekonomi hijau adalah salah satu konsep strategis yang sedang menjadi salah satu prioritas pemerintahan di banyak negara. Posisi Indonesia dalam ekonomi hijau mesti ditentukan berdasarkan situasi ekonomi dan ekologi hijau yang sudah dicapai dan yang hendak dicapai. Aspek ekonomi adalah bagaimana sektor-sektor hijau di negeri ini bertumbuh sebagai entitas ekonomi dengan nilai tambah yang signifikan. Kemudian, aspek ekologi dipandang sebagai kemampuan kita dalam menjaga kelestarian lingkungan alam dan menekan emisi yang dikeluarkan oleh kegiatan penambahan nilai tambah dalam perekonomian.

Pemerintah Indonesia baru-baru ini menggagas peta jalan berjudul “Mewujudkan Pertumbuhan Ekonomi Hijau untuk Indonesia yang Sejahtera”. Akan tetapi, masih ada yang kurang dari rencana aksi tersebut, yaitu belum ada penggambaran posisi Indonesia dalam aspek ekonomi hijau pada saat ini dan proyeksi di masa depan. Oleh sebab itu, Laboratorium Indonesia 2045 (LAB45) menerbitkan sebuah publikasi mengenai *pumped storage* sebagai megaprojek menyongsong transisi hijau di Indonesia.

Publikasi ini diharapkan dapat menyumbang pemikiran mengenai cara praktis untuk menyongsong transisi hijau di Indonesia secara efektif dan efisien. Melalui monograf ini, kami pun hendak mendorong para akademisi dan praktisi untuk menerbitkan lebih banyak gagasan tentang transisi hijau dan cara untuk merealisasikannya.

Jakarta, 22 Juli 2023

Iis Gindarsah

Kepala LAB 45

Daftar Isi

Kata Pengantar	i
Daftar Isi	ii
Daftar Singkatan dan Akronim	iv
Daftar Bagan	vi
Daftar Tabel	viii
Ringkasan Eksekutif	1
Pendahuluan	3
Urgensi dari Transisi Energi di Subsektor Ketenagalistrikan	4
Urgensi dari Penyediaan <i>Energy Storage</i>	5
Asumsi Monograf Ini	6
<i>Pumped Storage</i> Sebagai <i>Energy Storage</i> Pilihan	8
Keunggulan Teknologi dari PHES	8
Keunggulan Biaya dari PHES	11
Keunggulan Geografis Indonesia untuk PHES	12
Keunggulan Sosial dari PHES	12
Perbandingan Keunggulan PHES <i>Off-River</i> dengan PHES <i>On-River</i>	13
Potensi <i>Off-River</i> PHES di Indonesia	14
Besar Kebutuhan <i>Pumped Storage</i> di Indonesia	15
Potensi EBT di Indonesia	16
Proyeksi Permintaan Listrik di Indonesia di 2060	17
Kurva Beban Permintaan Listrik dan Algoritma <i>Pecking Order</i> Pembangkitan Listrik	18
Hasil Pemodelan Pembangkitan Listrik untuk 2060 Tanpa <i>Supergrid</i> NZE	20
Hasil Pemodelan Pembangkitan Listrik untuk 2060 Dengan <i>Supergrid</i> NZE	23
Estimasi Kebutuhan <i>Pumped Storage</i> di 2060	25
Perbandingan Hasil Pemodelan dengan Proyeksi ESDM	26
Batasan Penggunaan <i>Pumped Storage</i> sebagai Pembangkit Listrik EBT	28

Pembiayaan Pembangunan <i>Pumped Storage</i> di Indonesia	29
Estimasi Kebutuhan Investasi Total PHES	29
Pemetaan Peran Aktor dalam Investasi PHES	29
Panduan dalam Menilai Tingkat Kelayakan Keuangan PHES	30
Risiko Pembiayaan PHES	32
Potensi Investor	35
Usulan Skema Pembiayaan PHES	39
Usulan Insentif yang Idealnya disediakan Pemerintah	40
Dampak Pembangunan <i>Pumped Storage</i> di Indonesia	43
Sekilas Mata Rantai Industri	43
Metode Kuantitatif Pengukuran Dampak: Tabel Input-Output	46
Dampak Ekonomi Menurut Tabel Input-Output	53
Kuadran Posisi dan Proyeksi Dampak Pengembangan <i>Pumped Storage</i> di Indonesia	56
Kuadran <i>Green Growth Index</i>	56
Kuadran Ekonomi Hijau dan Konsolidasi Demokrasi	58
Kuadran Domestik dan Internasional	60
Kuadran Ekonomi Hijau dan Digital	61
Penutup	63
Kesimpulan	63
Usulan Kebijakan Pendukung Non-Finansial	64



Daftar Singkatan dan Akronim

AIIB	Asian Infrastructure Investment Bank
ANU	Australia National University
APBN	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara
BOOT	<i>Build, Own, Operate, and Transfer</i>
BPJS	Badan Penyelenggara Jaminan Sosial
BPS	Badan Pusat Statistik
BUMN	Badan Usaha Milik Negara
CAES	<i>Sistem Compressed-Air Energy Storage</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
EBT	Energi Baru dan Terbarukan
ESDM	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
GGI	<i>Green Growth Index</i>
GRK	Gas Rumah Kaca
IESR	<i>Institute for Essential Services Reform</i>
IO	<i>Input-Output</i>
IPP	<i>Independent Power Plant</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
KLHK	Kementerian Lingkungan Hidup & Kehutanan
LFP	<i>Lithium-ion Fosfat Battery</i>
LPDP	Lembaga Pengelola Dana Pendidikan
LPS	Lembaga Penjamin Simpanan
MTRE3	<i>Market Transformation for Renewable Energy and Energy Efficiency Through Design and Implementation of Appropriate Mitigation Actions in Energy Sector</i>
NIMBY	<i>Not-In-My-Backyard</i>
NZE	<i>Net Zero Emission</i>
P2B	Pusat Pengatur Beban
PDB	Pendapatan Domestik Bruto

PDRB	Pendapatan Domestik Regional Bruto
PHES	<i>Pumped Hydro Energy Storage</i>
PLN	Perusahaan Listrik Negara
PLTAL	Pembangkit Listrik Tenaga Arus Laut
PLTB	Pembangkit Listrik Tenaga Bayu
PLTBio	Pembangkit Listrik Tenaga Bioenergi
PLTD	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel
PLTG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas
PLTN	Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir
PLTP	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi
PLTS	Pembangkit Listrik Tenaga Surya
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap
PSN	Proyek Strategis Nasional
ROI	<i>Return on Investment</i>
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional
RPJPN	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional
RTE	<i>Round Trip Efficiency</i>
RUPTL	Rancangan Umum Pembangkit Tenaga Listrik
SDA	Sumber Daya Alam
SDM	Sumber Daya Manusia
SEF	<i>Sustainable Energy Fund</i>
SOP	Standar Operasional Prosedur
SPV	Supervisor
TKDN	Tingkat Komponen Dalam Negeri
UNDP	<i>United Nations Development Program</i>
VGf	<i>Viability Gap Fund</i>
VRE	<i>Variable Renewable Energy</i>
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

Daftar Bagan

Bagan 1.	
Peta Dunia menurut Potensi Kerawanan terhadap Dampak Perubahan Iklim	3
Bagan 2.	
Perbandingan PHES dan Baterai Lithium-Ion dalam Aspek Kapasitas dan Durasi	9
Bagan 3.	
Perbandingan Biaya Efektif Teknologi <i>Energy Storage</i> Selama 80 Tahun	11
Bagan 4.	
Distribusi Permintaan Listrik Menurut Jam	19
Bagan 5.	
Ilustrasi Risiko Investasi PHES	34
Bagan 6.	
Realisasi Pembiayaan PLTA Skala Besar Selama 2015-2019 (juta Dolar Amerika Serikat)	36
Bagan 7.	
Porsi Sumber Pendanaan PLTA Skala Besar Selama 2015-2019	37
Bagan 8.	
Fokus Pembiayaan Berdasarkan Sumber Pendanaan	37
Bagan 9.	
Pemetaan Tujuan Investasi Bank Komersial dan Bank Pembangunan	39
Bagan 10.	
Pemetaan Pilihan Skema Pembiayaan PHES	40
Bagan 11.	
Kerangka Dasar Model <i>Input-Output</i>	46
Bagan 12.	
<i>Backward and Forward Supply Chain Linkage</i>	48
Bagan 13.	
Konsep <i>Multiplier</i> Tipe I dan Tipe II	50

Bagan 14.	
<i>Framework</i> Perhitungan Dampak Ekonomi	50
Bagan 15.	
Alur Kerangka Perhitungan Dampak Ekonomi Menggunakan Model <i>Input-Output</i>	51
Bagan 16.	
Perbandingan <i>Green Growth Index</i> Indonesia dengan Dunia	57
Bagan 17.	
Kuadran Ekonomi Hijau Laboratorium Indonesia 2045	59
Bagan 18.	
Kuadran Ekonomi Hijau dan Konsolidasi Demokrasi	59
Bagan 19.	
Kuadran Domestik dan Internasional	61
Bagan 20.	
Kuadran Ekonomi Hijau dan Ekonomi Digital	62

Daftar Tabel

Tabel 1.	
Emisi Sektoral Tahun 2020	4
Tabel 2.	
Profil Jenis Pembangkit Listrik Indonesia tahun 2022	5
Tabel 3.	
Profil Kinerja Teknologi <i>Energy Storage</i>	10
Tabel 4.	
Potensi <i>Off-River Pumped Storage</i> di Indonesia	14
Tabel 5.	
Potensi Energi Terbarukan (Tanpa Nuklir) di Indonesia	16
Tabel 6.	
Potensi Energi Terbarukan (Tanpa Nuklir) di Indonesia	16
Tabel 7.	
Estimasi Tingkat Pertumbuhan Permintaan Listrik di Indonesia	17
Tabel 8.	
Distribusi dan Pertumbuhan Permintaan Listrik di Indonesia	17
Tabel 9.	
Distribusi Permintaan Listrik di Indonesia di Tahun 2060	18
Tabel 10.	
Tingkat Permintaan Listrik di Indonesia di Tahun 2060	18
Tabel 11.	
Profil Pembangkitan Listrik di Sumatera (Tanpa <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	21
Tabel 12.	
Profil Pembangkitan Listrik di Jawa, Bali, dan NT (Tanpa <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	21
Tabel 13.	
Profil Pembangkitan Listrik di Kalimantan (Tanpa <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	22

Tabel 14.	
Profil Pembangkitan Listrik di Sulawesi (Tanpa <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	22
Tabel 15.	
Profil Pembangkitan Listrik di Papua dan Maluku (Tanpa <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	23
Tabel 16.	
Profil Pembangkitan Listrik di Indonesia (Dengan <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	24
Tabel 17.	
Keperluan Produksi Listrik di Indonesia (Dengan <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	25
Tabel 18.	
Pemakaian Potensi EBT (Tanpa Nuklir) di Indonesia (Dengan <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	25
Tabel 19.	
Kebutuhan Pumped Storage di Indonesia (Dengan <i>Supergrid NZE</i>) di Tahun 2060	26
Tabel 20.	
Perbandingan Hasil Pemodelan Monograf Ini dengan Proyeksi ESDM	27
Tabel 21.	
Pemetaan Peran Aktor Investasi PHES	30
Tabel 22.	
Risiko Pembangunan PHES	34
Tabel 23.	
Karakteristik Unik dalam Investasi PHES	35
Tabel 24.	
Perincian Tipikal dari Biaya Modal dalam Suatu Proyek <i>Off-River</i> PHES	43
Tabel 25.	
Perincian Kebutuhan Investasi dari Semua Proyek <i>Off-River</i> PHES yang Dibutuhkan Indonesia	44

Tabel 26.	
Reklasifikasi Komponen Biaya PHES ke dalam Taksonomi Sektoral Perekonomian	44
Tabel 27.	
Perincian Kebutuhan Investasi PHES Menurut Sektor Perekonomian	45
Tabel 28.	
Dampak Ekonomi Proyek <i>Pumped Hydro</i>	53
Tabel 29.	
Distribusi Dampak Proyek <i>Pumped Hydro Storage</i> Terhadap 17 Sektor Ekonomi	54
Tabel 30.	
Peta Risiko Non-Finansial dari Proyek Off-River PHES dan Usulan Mitigasinya	64

Ringkasan Eksekutif

Indonesia adalah salah satu negara yang paling terdampak perubahan iklim di dunia. Bentuknya yang berupa gugusan kepulauan di wilayah tropis membuat Indonesia terancam akan mengalami lebih banyak bencana seperti banjir dan pasang air laut. Selain itu, luas wilayah Indonesia juga bisa tereduksi oleh perubahan iklim karena kenaikan muka air laut yang menenggelamkan pulau-pulau. Maka dari itu, upaya untuk mengatasi dampak perubahan iklim memiliki urgensi tinggi bagi kita.

Upaya tersebut dapat dilakukan dengan menyongsong transisi menuju ekonomi yang lebih berkelanjutan dan bersahabat dengan alam. Dengan kata lain, transisi hijau adalah sesuatu yang mutlak untuk dilakukan. Pertanyaannya kini adalah bagaimana cara untuk melakukan transisi hijau tersebut? Menjawab pertanyaan ini memerlukan kontekstualisasi dalam level nasional, khususnya dari cara negara tersebut membangkitkan energinya. Tanpa transisi energi yang konkret, maka ekonomi hijau akan menjadi retorika kosong semata.

Dalam kasus Indonesia, menyongsong transisi hijau dapat dilakukan dengan membangun *pumped storage* sebagai sebuah megaprojek untuk mengintegrasikan pembangkitan energi terbarukan dalam sistem ketenagalistrikan di Indonesia. Ada tiga alasan utama yang melandasi pilihan terhadap *pumped storage*: Masa pakai lama serta biaya pengoperasian rendah, sehingga memiliki kelayakan ekonomi jangka panjang; Memiliki daya simpan energi paling besar yang sesuai dengan kebutuhan energi Indonesia yang besar, dan; Sesuai dengan kontur pulau-Indonesia yang didominasi perbukitan dan pegunungan. Ketiga alasan ini membuat *pumped storage* menjadi megaprojek yang paling layak untuk meningkatkan bauran EBT dalam cara kita membangkitkan energi.

Monograf ini menemukan bahwa pada tahun 2060, ketika Indonesia ingin mencapai *net zero emission* (NZE), Indonesia akan memerlukan listrik sebesar 1.553.806,62 GWh. Angka ini terdiri atas Jawa, Bali & NT (43,31%), Sumatera (29,35%), dan Sulawesi (15,05%). Kemudian, kebutuhan tersebut dipenuhi melalui simulasi dua skenario: Tanpa dan dengan *supergrid NZE* sebagai integrator jaringan transmisi antar pulau. Dengan integrasi lewat *supergrid NZE*, Indonesia diperkirakan akan mampu memproduksi listrik 20% lebih tinggi dibandingkan tanpa *supergrid NZE*.

Dari angka produksi tersebut, analisis lebih lanjut menemukan bahwa kapasitas *pumped storage* yang diperlukan Indonesia adalah sebesar 37 GW. Estimasi ini jauh lebih besar dibandingkan perkiraan serupa dari ESDM yang mendapatkan angka 4,2 GW. Akan tetapi, energi itu sudah menggambarkan estimasi kebutuhan kapasitas total *Energy Storage* di Indonesia di tahun 2060. Perkembangan terbaru menunjukkan bahwa total kapasitas terpasang *pumped storage* di Indonesia (baik yang sudah jadi maupun yang masih direncanakan) adalah 3,74 GW, yang terdiri dari Upper Cisokan (1.040 MW), Grindulu (1.000 MW), Matenggeng (943 MW), dan tersebar di Jawa Barat (760 MW). Artinya, Indonesia masih harus menambah 33,26 GW lagi hingga 2060.

Dalam membangun kapasitas *pumped storage* tersebut, Indonesia masih perlu menggelontorkan investasi sebesar AS\$28.373,07 juta, termasuk dengan biaya lahan. Mengacu kepada contoh proyek *Upper Cisokan* dengan tingkat pengembalian investasi 12% dan termasuk sebagai proyek jangka panjang, maka potensi investor terbesar adalah pemerintah melalui *investment arm* milik pemerintah dan bank pembangunan.

Berdasarkan metode analisis *Input-Output*, ditemukan bahwa pembangunan *pumped storage* akan mampu berkontribusi pada penambahan PDB Nasional sebesar

1,66%, menambah angkatan kerja nasional sebesar 1,84%, dan mendorong penduduk bekerja nasional sebesar 1,96%. Dalam aspek yang lain, megaprojek *pumped storage* akan mampu mengakselerasi transisi kita menuju ekonomi hijau yang lebih terdigitalisasi serta terkonsolidasi sebagai sebuah demokrasi. Secara domestik, *pumped storage* juga memiliki potensi untuk memperkuat ketahanan energi kita dari berbagai ancaman dari pembelahan geopolitik-geoekonomi terkini.

Monograf ini memberikan rekomendasi berupa dukungan finansial dan non-finansial yang dapat diberikan pemerintah untuk mendorong pembangunan *pumped storage* agar mampu memenuhi kebutuhan energi Indonesia. Secara finansial, pembangunan *pumped storage* yang layak secara ekonomi dan cenderung jangka pendek dapat ditangani oleh swasta, sementara proyek *pumped storage* yang tidak layak secara ekonomi dan memiliki pengembalian yang lama dapat ditangani oleh pemerintah melalui APBN. Terakhir, diperlukan sokongan non-finansial berupa mitigasi risiko-risiko dari fase konstruksi, penggenangan, dan operasional.

Pendahuluan

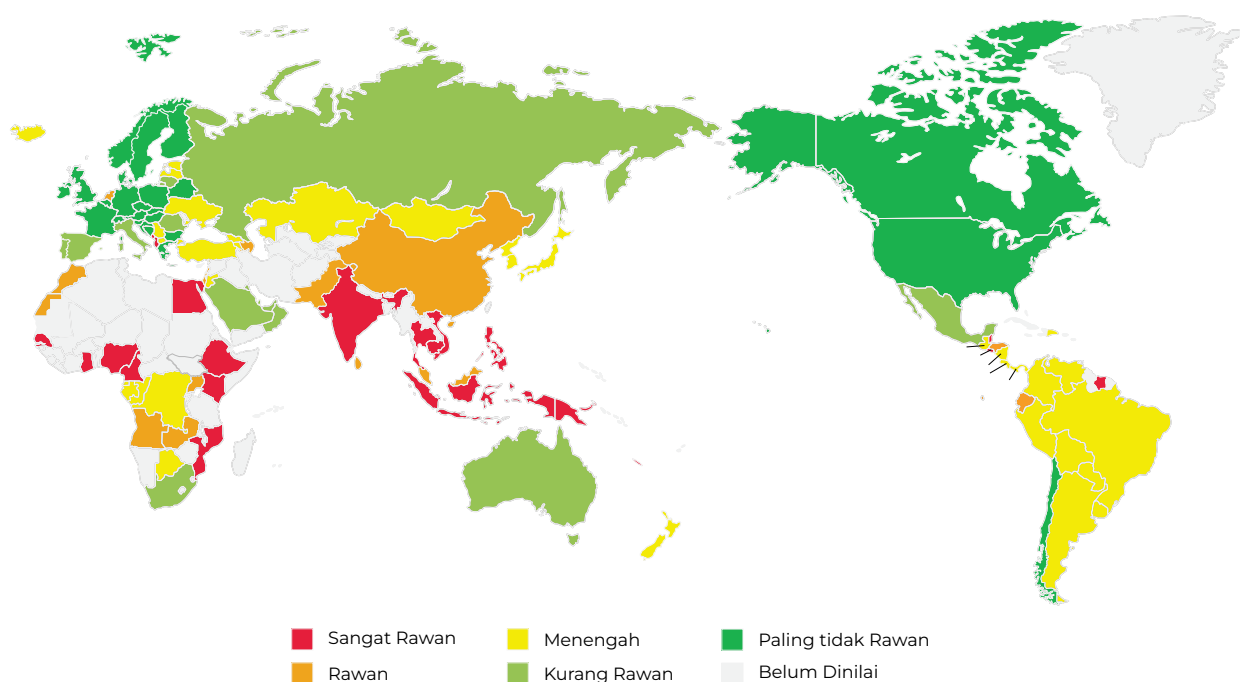
Indonesia menjadi salah satu negara paling rentan di dunia terhadap dampak perubahan iklim (Bagan 1). Indonesia menyaksikan curah hujan yang lebih intens, menyebabkan banjir yang sering dan parah di seluruh negeri. Banjir ini mengakibatkan kerusakan yang meluas, menggosur masyarakat, merusak rumah, infrastruktur, dan lahan pertanian, serta menimbulkan korban jiwa.

Dampak besar lainnya adalah intensifikasi kekeringan. Naiknya suhu dan pola curah hujan yang berubah berkontribusi pada periode kering yang berkepanjangan, berdampak negatif pada pertanian, persediaan air, dan ekosistem. Hal ini menyebabkan berkurangnya hasil panen, kelangkaan air, dan konflik sumber daya, yang berdampak pada ketahanan pangan dan mata pencaharian.

Krisis iklim juga mempengaruhi terjadinya kebakaran hutan. Hutan dan lahan gambut Indonesia sangat rentan. Kombinasi kondisi yang lebih panas dan lebih kering meningkatkan kemungkinan kebakaran hutan, yang menyebabkan kebakaran hutan dan kabut yang menghancurkan. Peristiwa ini tidak hanya menyebabkan kerusakan ekologi tetapi juga menimbulkan risiko kesehatan bagi penduduk melalui polusi udara.

Selain itu, negara ini menghadapi peningkatan risiko siklon tropis. Perubahan iklim telah berkontribusi pada pembentukan badai yang lebih kuat, yang menyebabkan siklon dan gelombang badai yang merusak. Daerah pesisir sangat rentan, dengan potensi kerusakan infrastruktur yang luas, erosi pantai, dan korban jiwa. Naiknya permukaan laut menimbulkan ancaman yang signifikan bagi banyak masyarakat pesisir Indonesia. Saat permukaan laut terus naik, daerah dataran rendah menghadapi risiko genangan, yang menyebabkan perpindahan penduduk, hilangnya tanah, dan kerusakan ekosistem pesisir.

Bagan 1. Peta Dunia menurut Potensi Kerawanan terhadap Dampak Perubahan Iklim¹



¹ Standard & Poor's, (2014).

Urgensi dari Transisi Energi di Subsektor Ketenagalistrikan

Perubahan iklim ini terjadi akibat akumulasi Gas Rumah Kaca (GRK) di atmosfer. Untuk itu penting agar semua negara di dunia, termasuk Indonesia, untuk membatasi dan mengurangi emisi GRK. Sebagai bagian dari Perjanjian Paris, Indonesia berkomitmen untuk membatasi emisi GRK di tahun 2030 sebanyak 31,89% di bawah emisi *business-as-usual* tanpa bantuan asing (atau sebesar 43,20% jika dengan bantuan asing). Lebih lanjut, Indonesia juga berencana mencapai situasi *Net Zero Emission* (NZE) di tahun 2060, yang berarti jumlah emisi GRK yang dihasilkan sama dengan atau lebih kecil dari jumlah emisi GRK yang dapat diserap kembali oleh alam Indonesia (utamanya lewat hutan dan tanah).

Ada lima sektor yang menghasilkan emisi GRK di Indonesia, yakni sektor Energi, *Industrial Process and Product Use* (IPPU), Pertanian, Kehutanan, dan Limbah. Menurut Kementerian Lingkungan Hidup & Kehutanan (KLHK)², sektor yang secara konsisten memiliki kontribusi terbesar terhadap emisi GRK adalah Energi. Pada tahun 2020, komposisi emisi GRK dari sektor Energi adalah sebesar 56%. Emisi di sektor Energi sendiri disumbang dari emisi pembangkit listrik tenaga fosil (yaitu diesel, gas, dan batubara) sebesar 47,81%, emisi transportasi sebesar 23,14%, dan emisi lain-lain sebesar 29,05% (lihat Tabel 1).

Tabel 1. Emisi Sektoral Tahun 2020

Sektor GRK	Emisi GRK 2020 (juta ton)	Emisi GRK 2020 (% total)
Energi	584,28	56,62%
Pembangkitan Listrik	(279,33)	(27,07%)
Transportasi	(135,21)	(13,10%)
Lainnya	(169,73)	(16,45%)
IPPU	57,19	5,54%
Limbah	126,79	12,29%
Pertanian	98,70	9,56%
Kehutanan (Tanpa Peat Fire)	164,97	15,99%
Total	1.031,95	100%

Berkenaan dengan hal ini, penting bagi Indonesia untuk membatasi dan mengurangi emisi pembangkit listrik tenaga fosil (yaitu diesel, gas, dan batubara) ke depannya. Akan tetapi hingga tahun 2022, kapasitas pembangkit listrik tenaga fosil di Indonesia masih membentuk 84,61% dari seluruh kapasitas pembangkit listrik terpasang di Indonesia (seperti terlihat di Tabel 2).

Jika semua pembangkit listrik tenaga fosil ini dibatasi, dikurangi, dan dihentikan, maka Indonesia membutuhkan pembangkit listrik dari sumber energi baru dan terbarukan (EBT) yang jumlahnya sama banyak untuk menggantikan semua pembangkit listrik tenaga fosil ini. Tidak hanya pembangkit listrik dari sumber EBT dibutuhkan

² Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, "Indonesian Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050," Jakarta: Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan, (2021).

untuk menggantikan pembangkit listrik tenaga fosil ini, mereka juga dibutuhkan untuk melayani tambahan permintaan listrik tiap tahun di masa depan (akibat pertumbuhan populasi dan pendapatan per kapita).

Tabel 2. Profil Jenis Pembangkit Listrik Indonesia tahun 2022³

Jenis Pembangkit Listrik	Kapasitas Terpasang (GW)	Kapasitas Terpasang (% total)
Batubara	42,1	51,85%
Gas	21,6	26,60%
Diesel	5,0	6,16%
EBT	12,5	15,39%
Total	81,2	100,00%

Jenis pembangkit listrik dari sumber EBT yang paling didorong pemerintah adalah PLTS, yang terdiri dari PLTS berskala utilitas maupun dalam bentuk PLTS Atap. Khusus mengenai PLTS Atap, dokumen Proyek Strategis Nasional (PSN) menyebutkan bahwa pengembangan PLTS Atap Nasional adalah salah satu proyek yang digalakkan pemerintah Indonesia. Potensi PLTS Atap secara nasional mencapai 32,5 GW dari pelanggan golongan rumah tangga, industri, bisnis, sosial, maupun pemerintah. Namun pemanfaatannya baru mencapai sekitar 80 MWp di akhir 2022.

Dukungan pendanaan juga diberikan untuk menggenjot pemanfaatan PLTS Atap. Untuk itu, Kementerian ESDM pun bekerja sama dengan UNDP melalui proyek *Market Transformation for Renewable Energy and Energy Efficiency through Design and Implementation of Appropriate Mitigation Actions in Energy Sector* (MTRE3). Proyek itu menyediakan program insentif bernama *Sustainable Energy Fund* (SEF) hibah PLTS Atap. Tujuan program dana hibah SEF ini adalah memberikan insentif pada pemasang PLTS Atap agar dapat mencapai nilai keekonomiannya, sehingga dapat mendorong pemasangan PLTS Atap secara massif dan mendorong peningkatan investasi swasta di bidang EBT menjadi lebih baik.

Namun meningkatnya bauran PLTS dan EBT lainnya di dalam portfolio ketenagalistrikan Indonesia memiliki tantangan produksi. Produktivitas pembangkit listrik dari sumber EBT cenderung berfluktuasi, karena tergantung pada kondisi alam setiap waktunya. Contohnya, PLTS tidak berproduksi maksimal ketika langit berawan, hujan, dan/atau malam. Oleh karena itu, diperlukan infrastruktur penyimpanan energi (*Energy Storage*) di tengah upaya Indonesia untuk bergantung pada sumber EBT.

Urgensi dari Penyediaan *Energy Storage*

Permintaan listrik tidak bergantung kepada dinamika alam, sementara produksi listrik dari sumber EBT bergantung kepada dinamika alam. Contohnya, ketika permintaan listrik sedang tinggi di malam hari atau di Waktu Beban Puncak, produksi listrik dari PLTS tidak ada karena tidak ada sinar matahari di malam hari. Oleh karena itu, infrastruktur *Energy Storage* dibutuhkan agar kelebihan produksi listrik dari PLTS di siang hari atau di Luar Waktu Beban Puncak (ketika permintaan listrik sedang rendah) dapat disimpan dan dipakai di malam hari atau di Waktu Beban Puncak (ketika permintaan listrik sedang tinggi).

³ Ridhwan Mustajab, "Kapasitas Terpasang Pembangkit Listrik RI Capai 81,2 GW per 2022," Data Indonesia, (2023), <https://dataindonesia.id/sektor-riil/detail/kapasitas-terpasang-pembangkit-listrik-ri-capai-812-gw-per-2022>.

Ada beberapa bentuk *Energy Storage*. Dalam skala global, *Pumped Storage* (PHES) adalah bentuk *Energy Storage* yang paling banyak digunakan untuk menyimpan listrik dalam skala besar. Teknologi PHES telah digunakan selama lebih dari satu abad untuk membantu penyeimbangan beban di industri listrik. PHES telah berkontribusi hingga 96% kapasitas daya penyimpanan global dan 99% volume energi penyimpanan global.

Sistem PHES terdiri dari dua *reservoir* yang terletak pada ketinggian yang berbeda. Selama permintaan listrik sedang rendah dan produksi listrik dari EBT sedang berlebih, kelebihan listrik ini digunakan untuk memompa air dari *reservoir* bawah ke *reservoir* atas. Saat permintaan listrik sedang tinggi dan produksi listrik dari EBT sedang rendah, air yang tersimpan di *reservoir* atas dilepaskan ke *reservoir* bawah. Aliran turunnya air ini dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin dan menghasilkan listrik.

Dengan demikian, kehadiran *Energy Storage* memungkinkan masyarakat untuk memakai tenaga EBT (yang waktu ketersediaannya tidak selalu dapat diprediksi) untuk memenuhi permintaan listrik yang pola waktunya lebih dapat diprediksi. Dengan kata lain, *Energy Storage* mampu mengatasi fluktuasi pasokan listrik dari sumber EBT. *Energy Storage* memang berperan sebagai pendukung krusial dalam mengintegrasikan EBT ke dalam sistem kelistrikan Indonesia.

Akan tetapi, kajian mengenai berapa besar kebutuhan *Energy Storage* untuk menopang visi NZE 2060 di Indonesia, bagaimana mendanai pengadaannya, beserta dampak sosioekonomi dari pembangunan armada *Energy Storage* ini, belum ada. Monograf ini bertujuan mengisi kesenjangan penelitian tersebut, dengan fokus di *Pumped Storage*. Bagian selanjutnya akan membahas lebih jauh tentang mengapa PHES merupakan bentuk *Energy Storage* yang pantas digalakkan di Indonesia.

Asumsi Monograf Ini

Dalam mengestimasi besar kebutuhan PHES di tahun 2060, monograf ini memakai asumsi-asumsi bahwa pembangkit listrik tenaga fosil (yakni diesel, gas, dan batubara) tidak boleh dipakai lagi di tahun 2060, sehingga itu mendorong Indonesia untuk sepenuhnya mengandalkan pembangkit listrik dengan sumber EBT di tahun 2060 serta pembangkit listrik tenaga nuklir boleh dipakai di Indonesia, di mana hambatan politis dan teknis yang berkenaan dengan teknologi nuklir sudah terlampaui.

Untuk mengelaborasi estimasi pertumbuhan dan rencana pembangunan Ketenagalistrikan kami mengasumsikan bahwa terdapat transmisi *supergrid* yang menghubungkan Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara, Kalimantan, dan Sulawesi. Asumsi ini sesuai dengan rencana yang disampaikan pihak Kementerian ESDM dalam wawancara dengan tim penulis di tanggal 25 Mei 2023. Selain itu, Permintaan listrik tiap pulau besar tumbuh sesuai pertumbuhan historis mereka, namun tingkat pertumbuhan mereka turun 10 basis poin setiap tahun.

Secara nasional, permintaan listrik tumbuh dari 257.634,26 GWh di tahun 2021 menjadi 1.553.806,62 GWh di tahun 2060. Ini berdasarkan tingkat pertumbuhan permintaan listrik tahunan yang diderivasi dari grafik estimasi permintaan listrik (hingga 2060) yang dipresentasikan Kementerian ESDM di Oktober 2022. Kurva beban permintaan listrik di tahun 2060 masih sama dengan kurva beban permintaan listrik di tahun-tahun sekarang, di mana kurang lebih 87,12% adalah beban dasar dan 12,88% adalah beban menengah dan beban puncak di tahun 2060 masih sama dengan sekarang.

Sementara itu, dalam mengestimasi besar kebutuhan biaya modal untuk dan

dampak perekonomian dari pembangunan armada PHES yang dibutuhkan di tahun 2060, monograf ini memakai asumsi-asumsi berikut bahwa pembangunan infrastruktur semua armada PHES yang dibutuhkan dimulai sejak sekarang secara serentak, meski kebutuhan pemakaian mereka akan bersifat gradual hingga pemakaian penuh di tahun 2060 mendatang.

Kami juga menggunakan profil PHES Upper Cisokan sebagai representasi rujukan biaya modal (USD/MW) untuk estimasi kebutuhan biaya modal pembangunan armada PHES yang lebih luas. Dalam hal ini, struktur komponen biaya modal dari pembangunan armada PHES di Indonesia tidak jauh berbeda dari struktur komponen biaya modal PHES menurut rerata global. Struktur komponen biaya modal dan besarnya biaya (seperti biaya lahan per hektar, biaya suku cadang, dan sebagainya) dianggap seragam di semua tempat di Indonesia.

Pumped Storage Sebagai Energy Storage Pilihan

Indonesia membutuhkan *Energy Storage* yang handal untuk menopang integrasi EBT ke dalam sistem ketenagalistrikan di Indonesia. Sistem *Energy Storage* sendiri beragam, meliputi beberapa kategori berikut:

1. Mekanik (seperti *Pumped Storage* (PHES) dan udara terkompresi (CAES));
2. Elektrokimia (seperti baterai *lithium-ion*, baterai aliran, dan sejenisnya); dan
3. Hidrogen (seperti sel bahan bakar).

Sistem PHES terdiri dari dua *reservoir* yang terletak pada ketinggian yang berbeda. Selama permintaan listrik sedang rendah dan produksi listrik dari EBT sedang berlebih (misalkan di siang hari dalam kasus PLTS), kelebihan listrik (dari PLTS) ini digunakan untuk memompa air dari *reservoir* bawah ke *reservoir* atas. Saat permintaan listrik sedang tinggi dan produksi listrik dari EBT sedang nihil (misalkan di malam hari dalam kasus PLTS), air yang tersimpan di *reservoir* atas dilepaskan ke *reservoir* bawah. Aliran turunnya air ini dimanfaatkan untuk menggerakkan turbin dan menghasilkan listrik. Pada bagian ini akan dijelaskan mengapa PHES patut menjadi pilihan *Energy Storage* yang tepat bagi Indonesia.

Keunggulan Teknologi dari PHES

Pertama, PHES (atau selanjutnya disebut *Pumped Storage*) merupakan wujud *Energy Storage* dengan *track record* yang panjang atau terbukti karena kematangan teknologinya. PHES telah terbukti menyumbang sekitar 95% dari total kapasitas penyimpanan energi global (sebesar 170 GW) dan 99% dari total energi penyimpanan global.⁴ Teknologi PHES berhubungan erat dengan teknologi PLTA yang sudah banyak dikenal di mana-mana.

Teknologi PHES saat ini sudah berada pada generasi ketiga. Generasi terbaru dari PHES merupakan hasil dari kemajuan desain yang membawa pengguna akhir ke penyimpanan energi yang paling fleksibel, bebas karbon, dan berdurasi panjang. Teknologi saat ini dapat menyediakan layanan-layanan ini dengan lebih baik, lebih cepat, dan lebih lama.

Kedua, PHES memiliki masa pakai yang lama dan biaya pengoperasian yang rendah, membuatnya layak secara ekonomi dalam jangka panjang. PHES memiliki perkiraan nilai tertinggi untuk jumlah siklus penyimpanan selama umurnya, diperkirakan sekitar 14.000 siklus. PHES diikuti oleh CAES dan penyimpanan energi hidrogen dengan perkiraan 10.000 siklus. Dari teknologi baterai, baterai aliran vanadium redoks memiliki jumlah siklus tertinggi (sekitar 5.200 siklus), diikuti oleh baterai ion litium (sekitar 2.000 siklus) dan baterai timbal-asam (sekitar 750 siklus).

Perkiraan umur pakai pabrik PHES adalah yang terpanjang dan berkisar antara 40 hingga 80 tahun. Sementara untuk sistem CAES dan energi hidrogen, perkiraannya sekitar 30 tahun. Terakhir, umur pakai teknologi penyimpanan baterai diperkirakan berada dalam rentang 10-15 tahun. Sebagian besar stasiun PHES yang ada saat ini dibangun sekitar 40 tahun yang lalu, dan mereka masih menyediakan layanan penting

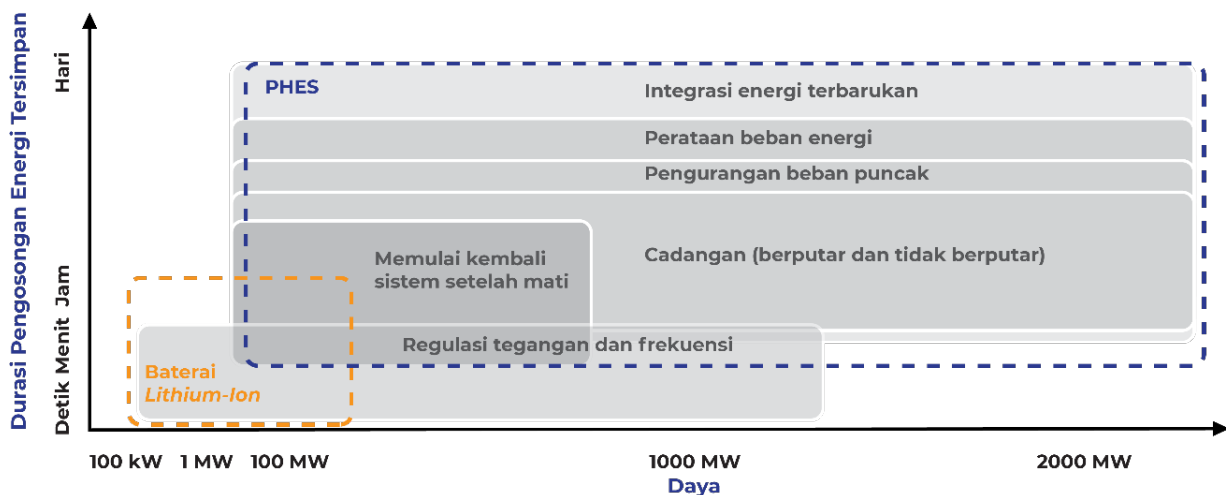
⁴ Global Energy Storage Database, "Energy Storage Systems," US Department of Energy, (2021), <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>.

bagi sistem tenaga dunia saat ini. Dengan pembaruan sesekali, aset jangka panjang ini dapat bertahan selama beberapa dekade mendatang.

Ketiga, PHES mampu menyimpan energi dalam jumlah besar untuk waktu yang lama (Bagan 2). Sistem PHES memiliki rentang daya instalasi mulai dari 50 MW hingga lebih dari 1.000 MW dan dapat menyimpan energi dari beberapa jam hingga beberapa hari. PHES dapat menyediakan penyimpanan energi dengan skala jaringan.

Meskipun sistem elektrokimia semakin umum dan terjangkau, mereka masih menghadapi tantangan dalam menyediakan penyimpanan energi berdurasi panjang yang dibutuhkan. Baru-baru ini, baterai *lithium-ion* terbesar diresmikan di California. Fasilitas Penyimpanan Energi *Moss Landing* di Monterey adalah baterai dengan kapasitas 300 MW dan mampu menyimpan energi selama 4 jam, sehingga menghasilkan penyimpanan energi sebesar 1,2 GWh. Sebagai pembandingan, PLTA dengan sistem PHES terbesar di California memiliki kapasitas lebih dari 1.500 MW dan umumnya memiliki penyimpanan energi selama 8 jam atau setara dengan 12 GWh. Sebagai pembandingan tambahan, proyek PLTA dengan sistem PHES canggih terbesar di Swiss (1.000 MW) mampu menyimpan energi sebesar 34 GWh.

Bagan 2. Perbandingan PHES dan Baterai Lithium-Ion dalam Aspek Kapasitas dan Durasi



Keempat, PHES memiliki waktu tanggap yang baik, memungkinkannya dengan cepat untuk menyesuaikan pembangkitan listrik berdasarkan fluktuasi permintaan. Waktu tanggap adalah waktu yang dibutuhkan oleh perangkat penyimpanan untuk merespons setelah menerima sinyal pengiriman (*dispatch*) dari jaringan listrik. PHES dapat menanggung beban penuh hanya dalam beberapa menit dari keadaan turbin diam, atau kurang dari 60 detik dari keadaan turbin berputar. PHES yang lebih mumpuni bahkan bisa lebih cepat. Perlu dicatat juga bahwa *variable speed* sistem turbin-generator kini dapat mengaktifkan PHES untuk respons peningkatan dalam kasus penyimpangan frekuensi dan gangguan jaringan.

Kelima, PHES memiliki efisiensi konversi energi yang relatif tinggi, antara 70% hingga 80%. Dengan kata lain, besarnya listrik yang dihasilkan ketika air dialirkan dari *reservoir* atas ke *reservoir* bawah sama dengan 70% hingga 80% dari besarnya listrik yang dibutuhkan untuk memompa air dari *reservoir* bawah ke *reservoir* atas.

Efisiensi putaran bolak-balik (*roundtrip efficiency* atau RTE) mengacu pada keluaran energi listrik dari perangkat penyimpanan dibandingkan dengan masukan

energi, di mana efisiensi tinggi berarti kerugian energi yang lebih rendah selama siklus penyimpanan. Sebagian besar teknologi penyimpanan energi memiliki efisiensi putaran bolak-balik (RTE) yang diperkirakan sangat tinggi, berkisar antara 68% hingga 86%, kecuali untuk sistem penyimpanan energi CAES (52%) dan sistem penyimpanan energi hidrogen dua arah (35%). PHES memiliki efisiensi operasi yang tinggi dalam rentang 70-80%, yang berarti sebagian besar energi yang digunakan selama proses pemompaan (pengisian) dikembalikan ke jaringan dalam mode turbin (pengosongan).

Meski listrik yang dipakai untuk memompa (atau mengisi ulang) PHES lebih banyak dari listrik yang dapat disimpan (dan dirilis dan dijual) oleh PHES, bukan berarti PHES mengalami kerugian finansial. Pengisian ulang umumnya dilakukan ketika permintaan listrik sedang rendah dan harga listrik sedang murah, sedangkan rilis air dan penjualan listrik dilakukan ketika permintaan listrik sedang tinggi dan harga listrik sedang mahal. Pola beli-murah dan jual-mahal ini disebut dengan arbitrase, dan inilah yang membuat PHES tidak mengalami kerugian finansial.

Keenam, selain manfaat penyimpanan energi, PHES mampu menyediakan inersia dan layanan pendukung lainnya untuk menstabilkan jaringan listrik. Sistem tenaga listrik membutuhkan inersia untuk menjaga frekuensi tetap dalam kisaran yang diinginkan. PHES dapat memberikan inersia ini dengan cepat dan efisien, membantu menjaga stabilitas jaringan dan mencegah gangguan dalam pasokan energi. Selain itu, PHES juga dapat memberikan layanan pendukung seperti kontrol tegangan. Hal ini sangat penting dalam menjaga kehandalan dan kestabilan jaringan listrik.

Terakhir, PHES memiliki kemampuan unik untuk memulai kembali sistem listrik setelah terjadi pemadaman total (*black start*). Ketika terjadi pemadaman listrik, PHES dapat dengan cepat mengubah energi potensial air yang disimpannya menjadi energi listrik yang dapat dipasok ke jaringan. Ini sangat penting dalam situasi darurat dan membantu memulihkan pasokan listrik dengan cepat dan efisien.

Tabel 3 merupakan informasi pendukung terhadap berbagai penjelasan di atas mengenai keunggulan teknologi PHES. Tabel 3 membandingkan teknologi penyimpanan energi dengan ukuran sistem 100 MW dan durasi penyimpanan 4 jam, termasuk PLTA dengan *Pumped Storage*, baterai lithium-ion fosfat (LFP), baterai timbal-asam, baterai aliran vanadium redoks, penyimpanan energi udara terkompresi (CAES), dan sistem penyimpanan energi hidrogen (bidirectional). Teknologi-teknologi ini, kecuali hidrogen, memiliki referensi operasional komersial yang berusia lebih dari 10 tahun.

Tabel 3. Profil Kinerja Teknologi Energy Storage

	Pumped Hydro	Baterai Li-Ion (LFP)	Baterai Asam Timbal	Baterai Vanadium RF	Udara Terkompresi (CAES)	Hidrogen Dua Arah dengan Sel Bahan Bakar
Efisiensi putaran bolak-balik (%)	80%	86%	79%	68%	52%	35%
Waktu tanggap dari diam hingga generasi/beban penuh (s*)	65...120 / 80...360	1...4	1...4	1...4	600 / 240	<1
Jumlah siklus penyimpanan (#*)	13.870	2.000	739	5.201	10.403	10,403
Umur kalender (tahun*)	40	10	12	15	30	30

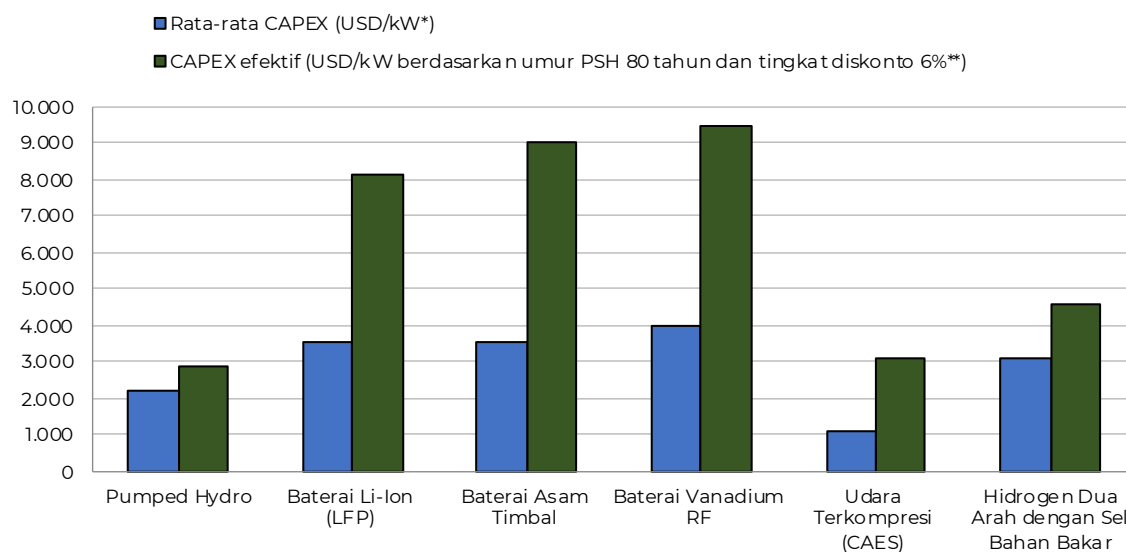
■ Tinggi ■ Sedang ■ Rendah

Tabel 3 diambil dari Evaluasi Biaya dan Kinerja Teknologi Penyimpanan Energi Jaringan 2020 oleh Departemen Energi Amerika Serikat⁵, yang menyediakan evaluasi komprehensif terhadap teknologi penyimpanan energi yang tersedia secara komersial, terkait dengan ukuran sistem dan kemampuan durasi. Karakteristik biaya dan kinerja dianalisis berdasarkan tingkat perkembangan teknologi pada tahun 2020 dan proyeksi karakteristik pada tahun 2030.

Keunggulan Biaya dari PHES

Teknologi PHES telah banyak digunakan dengan biaya yang rendah. Selain karena kematangan teknologinya yang membuat biaya teknologinya telah murah, fluida kerja PHES (yaitu air) jauh lebih banyak melimpah (dan karenanya lebih murah) dibandingkan bahan kimia yang digunakan pada baterai. PHES jauh lebih murah dibandingkan dengan baterai untuk penyimpanan energi di Waktu Beban Puncak dan periode yang lebih lama. Hal ini terbukti dengan kurangnya penggunaan sistem baterai berskala besar dengan penyimpanan lebih dari 4 jam. Tidak hanya itu, seiring dengan terus berkembangnya teknologi, biaya pengembangan dan implementasi PHES juga terus menurun.

Bagan 3. Perbandingan Biaya Efektif Teknologi Energy Storage Selama 80 Tahun (Durasi 10 Jam, 2020)



Biaya modal (atau *capital expenditure* atau *capex*) mewakili biaya investasi awal untuk membangun suatu infrastruktur. Dalam industri ketenagalistrikan, *capex* sering dikutip sebagai biaya per unit kapasitas daya (kW) yang dipasang. Berdasarkan Bagan 3, dibandingkan dengan sistem CAES, baterai, dan hidrogen, PHES memiliki *capex* efektif yang paling rendah dan rata-rata *capex* kedua terendah. Meskipun biaya modal dari teknologi *Energy Storage* yang lain, utamanya baterai, juga terus mengalami penurunan (yang diprediksi akan turun sebanyak 16% di tahun 2030 dan 28% di tahun 2050)⁶, PHES tetap dianggap unggul karena mampu menyimpan energi dalam kuantitas besar.

⁵ Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan, Jan Alam, Charlie Vartanian, Vincent Sprengle, and Richard Baxter, "2020 grid Energy Storage technology cost and performance assessment," Energy 2020 (2020): 6-15.

⁶ Wesley Cole dan Akash Karmakar, "Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update," Denver: US National Renewable Energy Laboratory, (2023).

Keunggulan Geografis Indonesia untuk PHES

Pertama, kontur perbukitan atau pegunungan yang dimiliki oleh semua pulau besar di Indonesia memberikan banyak potensi perbedaan ketinggian lokasi yang dapat dimanfaatkan untuk pembangunan PHES, baik yang berjenis *on-river* maupun *off-river*.

Kedua, beberapa area di perbukitan atau pegunungan di Indonesia merupakan bekas lahan tambang yang dapat dialihgunakan untuk pembangunan *reservoir* PHES, sehingga tidak perlu membuka lahan baru yang berpotensi menciptakan resistensi sosial.

Ketiga, Indonesia memiliki banyak sungai dan danau, baik berukuran kecil maupun besar, yang menyediakan banyak potensi untuk pembangunan PHES yang berjenis *on-river*. Tidak hanya itu, banyaknya sungai dan danau yang ada di berbagai wilayah ini merupakan sumber air yang dapat dipakai di dalam PHES, mengingat fluida utama yang dipakai di dalam PHES adalah air. Hal ini berbeda dengan baterai yang fluida utamanya merupakan bahan kimia khusus yang mungkin tidak sebanyak atau mudah didapatkan di Indonesia.

Keunggulan Sosial dari PHES

Pertama, seperti yang sudah diungkapkan sebelumnya, salah satu atau kedua *reservoir* di dalam proyek PHES dapat dibangun di atas bekas lahan tambang. Inisiatif ini dapat mengurangi biaya konstruksi dan investasi, serta menyederhanakan tata letak pipa air. PHES di atas bekas lahan tambang memanfaatkan perbedaan elevasi antara *reservoir* atas dan *reservoir* bawah⁷ untuk menyimpan dan mengkonversi energi.

Sebagai informasi, PHES pertama di dunia yang memanfaatkan bekas sumur tambang dibangun di tambang batu bara keras Prosper-Haniel di Jerman.⁸ Contoh lainnya, proyek PSH Eagle Mountain di California telah dibangun dengan memanfaatkan dua lubang tambang yang ditinggalkan, satu di atas dan satu di bawah, dengan kapasitas terpasang 1.300 MW. Contoh lainnya, Afrika Selatan telah mengubah sebuah bekas tambang emas menjadi PSH bertingkat.

Keuntungan lainnya dari penggunaan bekas lahan tambang adalah menghindari potensi konflik sosial. Tanpa penggunaan bekas lahan tambang, PHES harus dibangun di suatu lokasi baru yang punya potensi ketersediaan air yang cukup serta daerah berbukit dengan keindahan alamnya. Bekas lahan tambang menyediakan ruang yang luas dan sumber daya air untuk PHES. Selain itu, penggunaan kembali bekas tambang batu bara dapat berkontribusi pada peningkatan nilai bagi masyarakat setempat setelah berhenti dari aktivitas penambangan.

Penelitian Guo et al.⁹ menemukan bahwa PHES yang menggunakan bekas tambang terbuka dapat memberikan manfaat ekonomi, sosial, dan lingkungan. PHES bawah tanah yang menggunakan bekas lubang tambang tidak hanya efektif mengatasi

⁷ Xin Lyu, Tong Zhang, Liang Yuan, Ke Yang, Juejing Fang, Shanshan Li, and Shuai Liu, "Pumped Storage Hydropower in Abandoned Mine Shafts: Key Concerns and Research Directions," *sustainability* 14, no. 23 (2022): 16012.

⁸ Andre Niemann, Eugen Perau, Ulrich Schreiber, and Marco K. Koch. "Opportunities and risks of underground Pumped Storage plants in coal mines of the Ruhr Area," *Wasserwirtschaft* 104, no. 1-2 (2014): 66-69.

⁹ Zhi Guo, Shuaishuai Ge, Xilong Yao, Hui Li, and Xiaoyu Li. "Life cycle sustainability assessment of Pumped Storage Energy Storage," *International Journal of Energy Research* 44, no. 1 (2020): 192-204.

kekurangan PHES konvensional tetapi juga bermanfaat untuk pengelolaan bekas lubang tambang. PHES bawah tanah dapat mewujudkan penggunaan kembali bekas tambang dan mempromosikan transformasi kota batu bara dari model pengembangan sederhana menjadi komplementasi multi-energi.

Kedua, PHES dapat menjadi tempat rekreasi. Di seluruh Amerika, banyak fasilitas PLTA yang tidak hanya memberikan manfaat energi, tetapi juga memberikan kesempatan rekreasi bagi masyarakat setempat. Contohnya di North Carolina, Duke Energy telah berhasil mengembangkan Pines Recreation Area dan High Falls Trail sebagai bagian dari proyek PLTA West Fork. Fasilitas ini memberikan akses kepada pengunjung untuk menikmati jalur hiking dan perahu dayung di sungai, serta menikmati aktivitas memancing, piknik, dan berenang di pantai.¹⁰

Di Spokane, Washington, Avista Corporation mengembangkan Huntington Park dan Spokane Tribal Gathering Place. Area rekreasi Spokane Tribal Gathering Place menghubungkan Huntington Park yang telah mengalami transformasi dengan Riverfront Park di kota tersebut, memberikan akses kepada masyarakat umum untuk pertama kalinya dalam 100 tahun ke Lower Falls di Sungai Spokane. Pengunjung dapat menikmati keindahan Lower Falls sambil mengamati tanda interpretasi, patung, dan artefak yang menggambarkan sejarah daerah tersebut, termasuk budaya asli Amerika, budaya Eropa-Amerika, dan perkembangan pembangkit listrik tenaga air.

Tidak hanya memberikan manfaat energi, fasilitas PLTA juga memiliki peran sosial yang penting dengan menyediakan lingkungan rekreasi yang menarik bagi masyarakat. Dengan adanya fasilitas ini, masyarakat dapat menikmati kegiatan di alam terbuka, menjelajahi tempat-tempat yang indah, serta memahami sejarah dan budaya daerah setempat dengan lebih baik.

Perbandingan Keunggulan PHES *Off-River* dengan PHES *On-River*

Terdapat dua bentuk utama dari PHES, yakni *open-loop* (atau *on-river*) dan *closed-loop* (atau *off-river*). Pada umumnya, PHES berbasis pada aliran sungai (atau *open-loop* atau *on-river*). Air dari suatu *reservoir* dialirkan ke suatu sungai yang terletak di bawah *reservoir* tersebut, lalu air dari sungai tersebut dipompa naik ke *reservoir* lagi. Meskipun demikian, teknologi *on-river* ini memiliki dampak lingkungan dan resistensi sosial seiring dengan pembuatannya dan penerapannya yang membendung aliran sungai. Tak hanya itu, sistem ini membutuhkan rekayasa tambahan demi memotong atau memecah aliran sungai. Selain itu, apabila terjadi bencana alam seperti banjir, maka sistem *open-loop* berpotensi untuk rusak dan membutuhkan biaya perbaikan.

Untuk menghindari permasalahan di atas, hadirilah jenis PHES alternatif yang tidak membutuhkan modifikasi aliran sungai. Jenis ini disebut dengan *closed-loop* atau *off-river*, di mana *reservoir atas* dan *reservoir bawah* sama-sama buatan manusia. Pada sistem ini, pembangunan PHES tidak membutuhkan modifikasi pada badan sungai dan dapat dilaksanakan jauh dari badan sungai.

Salah satu keunggulan lain dari sistem *off-river* ini adalah masa pembangunannya relatif lebih singkat. Rekayasa tambahan untuk daerah lembah sungai menjadi tidak dibutuhkan. Selain itu, desain rancangan suatu proyek PHES dengan proyek PHES lainnya seringkali sangat mirip, sehingga desain rancangannya bisa dijadikan referensi berulang kali bagi proyek PHES berikutnya.

¹⁰ National Hydropower Association, "Hydro is Recreation," *National Hydropower Association*, (2023), <https://www.hydro.org/recreation/>.

Keuntungan lainnya dari bentuk *off-river* adalah biaya. Untuk sistem *on-river* PHES yang terhubung dengan sungai, biaya modal sangat tergantung pada kondisi lokal dalam konteks geologi, geografi, dan hidrologi. Seperti akses jalan, panjang dari jarak pada transmisi, dan juga perlu mempertimbangkan dampak pada lingkungan. Nantinya konstruksi yang ada juga perlu mempertimbangkan adanya bencana alam, dan faktor lingkungan. Mengingat juga bahwa dalam proses konstruksi perlu membendung sungai. Sebaliknya, biaya konstruksi untuk *off-river* relatif lebih terprediksi. Dengan mengeliminasi sungai, biaya rekayasa dan sejenisnya telah terpotong banyak. Berdasarkan penjelasan tersebut, maka monograf ini akan fokus kepada *off-river* PHES ke depannya.

Potensi Off-River PHES di Indonesia

Setidaknya terdapat beberapa kriteria tertentu agar PHES dapat memiliki kualitas yang tinggi, seperti memiliki badan 'kepala' yang besar, waduk yang berdekatan, volume air yang tersimpan per unit waduk, dan mampu menghasilkan listrik yang besar.¹¹ Situasi alam juga menjadi pertimbangan tambahan dalam memilih lokasi untuk PHES. Selain itu, kebutuhan lahan, ketersediaan air tanah, dan curah hujan juga patut dipertimbangkan.

Terkait dengan pertimbangan persyaratan lahan, *Australia National University* (ANU) telah mencoba untuk memetakan potensi lokasi untuk mendirikan PHES di seluruh dunia, termasuk di Indonesia. Pencarian potensi dari lokasi PHES membutuhkan keahlian dan kajian khusus. Meskipun demikian, algoritma khusus dari website *Global Greenfield Atlas* dari ANU telah mencoba memetakan lokasi yang berpotensi menjadi lokasi *off-river* PHES di Indonesia dan dunia.

Melalui *Global Greenfield Atlas*, disebutkan bahwa Indonesia memiliki sekitar 26.000 lokasi potensial untuk *off-river* PHES (terlepas kelas kualitasnya) dengan total potensi listrik sebesar 800 TWh. Pemilihan lokasi-lokasi tersebut telah menghapuskan wilayah-wilayah sensitif seperti wilayah padat pemukiman dan wilayah hutan lindung. Dengan mempertimbangkan lebih jauh beberapa aspek seperti perbedaan ketinggian, kecuraman, besaran diameter waduk atas (*head*) dan bawah (*tall*), dan potensi berapa besar daya (*power*) dan energi tersimpan (*storage*) yang dapat dihasilkan, maka disimpulkan bahwa Indonesia memiliki potensi *off-river* PHES sebesar 319 TWh untuk kelas kualitas terbaik (yakni kelas A dan kelas B), yang dijabarkan di dalam Tabel 4 berikut.

Tabel 4. Potensi Off-River Pumped Storage di Indonesia

Pulau	Potensi Off-River Pumped Storage (GWh/Tahun)
Sumatera	43.130
Jawa, Bali, dan Nusa Tenggara	60.500
Kalimantan	63.000
Sulawesi	84.000
Papua & Maluku	69.000
Indonesia	319.630

¹¹ Blakers, Andrew, Matthew Stocks, Bin Lu, and Cheng Cheng. "A review of Pumped Storage Energy Storage," *Progress in Energy* 3, no. 2 (2021): 022003.

Besar Kebutuhan *Pumped Storage* di Indonesia

Bagian ini mengestimasi banyaknya *Pumped Storage* yang dibutuhkan agar Indonesia mampu mencapai situasi *Net Zero Emission* (NZE) di tahun 2060. Beberapa asumsi penting yang dipakai adalah sebagai berikut:

1. Pembangkit listrik tenaga fosil (yakni diesel, gas, dan batubara) tidak dipakai lagi di tahun 2060;
2. Pembangkit listrik tenaga nuklir (PLTN) boleh dipakai di Indonesia;
3. Ada transmisi supergrid yang menghubungkan semua pulau besar di Indonesia (kecuali Papua);
4. Besar potensi EBT di Indonesia (dalam satuan watt) adalah batas maksimal banyaknya pembangkit listrik bertenaga EBT yang dapat dibangun di Indonesia, yang kemudian membatasi banyaknya listrik yang dapat diproduksi oleh pembangkit listrik bertenaga EBT di Indonesia; dan
5. Besar potensi *Pumped Storage* di Indonesia (dalam satuan watt hour) adalah batas maksimal banyaknya listrik yang dapat disimpan oleh *Pumped Storage* di Indonesia.

Banyak asumsi di atas mengikuti perencanaan pemerintah yang ada, untuk menghindari simplifikasi yang tak diperlukan. Menurut suatu presentasi ESDM¹² mengenai rencana penyediaan listrik untuk visi NZE 2060, pembangkit listrik tenaga fosil akan nihil di tahun 2060 dan PLTN akan dipakai di Indonesia di tahun 2060. Melalui wawancara, pihak ESDM juga menyatakan rencana untuk menyediakan supergrid antarpulau besar mendekati tahun 2060.

Metode yang dipakai monograf ini dalam mengestimasi kebutuhan *Pumped Storage* adalah sebagai berikut. Pertama, mengestimasi besar permintaan listrik masyarakat Indonesia di tahun 2060. Permintaan listrik tahun 2021 diambil dari data historis, sementara tingkat pertumbuhannya hingga tahun 2060 mengikuti asumsi di dalam presentasi ESDM di atas. Dengan demikian, variabel tingkat pertumbuhan listrik diperlakukan sebagai variabel eksogen dan bukan variabel endogen.

Kedua, mengestimasi besar maksimal produksi listrik EBT (kecuali PLTN) di tiap wilayah sesuai dengan potensi EBT di wilayah tersebut.

Ketiga, melihat kesenjangan antara permintaan dan potensi maksimal produksi listrik di tiap wilayah. Jika terjadi kesenjangan, PLTN diasumsikan akan menutupinya. Dengan demikian, monograf ini menghindari kemungkinan oversupply listrik.

Keempat, setelah mengetahui besarnya produksi listrik dari tiap jenis EBT (termasuk PLTN) yang dibutuhkan untuk melayani permintaan listrik di tiap wilayah, tim penulis menyusun urutan jenis EBT apa yang mesti melayani permintaan listrik di jam apa (sesuai karakteristik tiap jenis EBT).

Kelima, mengestimasi kebutuhan pemakaian *Pumped Storage* agar urutan tersebut dapat dijalankan, mengingat besar listrik yang dapat diproduksi suatu jenis EBT di jam tertentu dapat saja berbeda dengan besar permintaan listrik di jam tersebut. Dengan demikian, variabel pemakaian *Pumped Storage* diperlakukan sebagai variabel endogen dan bukan variabel eksogen.

Keenam, monograf ini melakukan cek apakah kebutuhan *Pumped Storage* tersebut dapat dipenuhi dengan batasan potensi *Pumped Storage* di tiap wilayah.

¹² Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, "Kebijakan Penyediaan Tenaga Listrik Nasional," Jakarta: Direktorat Pembinaan Program Ketenagalistrikan, (2022).

Potensi EBT di Indonesia

IESR (2019)¹³ menjabarkan potensi berbagai energi terbarukan di Indonesia (dalam MW) sebagai berikut. Demi simplifikasi, tim penulis menggabungkan potensi *hydro*, *mini hydro*, dan *micro hydro* menjadi satu, yakni potensi PLTA. Tim penulis juga menggabungkan potensi *biomass/biofuel*, *biogas*, dan *municipal waste* menjadi satu, yakni PLTBio.

Tabel 5. Potensi Energi Terbarukan (Tanpa Nuklir) di Indonesia

Pulau	Potensi (MW)					
	PLTBio	PLTP	PLTA	PLTAL	PLTB	PLTS
Sumatera	15.671	12.912	21.316	7.164	7.397	68.749
Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	10.266	11.716	7.874	10.434	36.804	50.326
Kalimantan	5.080	183	29.682	0	2.526	52.725
Sulawesi	1.954	3.208	11.976	0	8.380	22.700
Papua dan Maluku	219	1.526	23.633	391	5.540	13.398
Indonesia	33.189	29.545	94.481	17.989	60.647	207.898

Tim penulis mengasumsikan berbagai *capacity factor* yang berbeda untuk berbagai jenis PLT EBT yang berbeda. Berdasarkan berbagai *capacity factor* tersebut, potensi energi terbarukan yang sebelumnya dijabarkan dalam bentuk MW dapat diubah menjadi GWh/Tahun, yang dirangkum sebagai berikut.

Tabel 6. Potensi Energi Terbarukan (Tanpa Nuklir) di Indonesia

Pulau	Potensi (GWh/Tahun)					
	PLTBio	PLTP	PLTA	PLTAL	PLTB	PLTS
Capacity Factor	60%	77%	43%	30%	37%	24%
Sumatera	82.364	87.094	80.293	18.827	23.975	144.538
Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	53.955	79.027	29.660	27.421	119.289	105.805
Kalimantan	26.703	1.234	111.806	0	8.187	110.849
Sulawesi	10.272	21.639	45.111	0	27.161	47.724
Papua dan Maluku	1.148	10.293	89.021	1.028	17.956	28.168
Indonesia	174.442	199.287	355.891	47.275	196.569	437.085

¹³ Institute for Essential Service Reform, "Laporan Status Energi Bersih Indonesia 2019," Jakarta: Institute for Essential Service Reform, (2019).

Proyeksi Permintaan Listrik di Indonesia di 2060

Berdasarkan analisis tim penulis terhadap estimasi besar permintaan listrik di Indonesia per lima tahun hingga tahun 2060 yang dibuat oleh ESDM (2022)¹⁴, tingkat pertumbuhan tahunannya adalah sebagaimana dirangkum dalam Tabel 7.

Tabel 7. Estimasi Tingkat Pertumbuhan Permintaan Listrik di Indonesia

Periode	Tingkat Pertumbuhan Tahunan (%)
2021-2025	6,23%
2025-2030	7,11%
2030-2035	6,48%
2035-2040	5,83%
2040-2045	4,98%
2045-2050	3,47%
2050-2055	2,37%
2055-2060	1,70%

BPS (2023)¹⁵ mencatat bahwa permintaan listrik di tahun 2021 di Indonesia sebesar 257.634,26 GWh. Dengan mengaplikasikan tingkat pertumbuhan tahunan yang dijabarkan di Tabel 7, estimasi besar permintaan listrik di Indonesia di tahun 2060 adalah 1.553.806,62 GWh.

Menurut analisis tim penulis terhadap data historis dari BPS (2023)¹⁶, distribusi permintaan listrik antarwilayah dan tingkat pertumbuhan tahunan permintaan listrik di tiap wilayah di Indonesia adalah sebagai berikut.

Tabel 8. Distribusi dan Pertumbuhan Permintaan Listrik di Indonesia

Pulau	Permintaan Listrik 2021		Tingkat Pertumbuhan Permintaan Listrik (%)		
	Tingkat (GWh)	Distribusi (%)	CAGR 2011-2015	CAGR 2015-2021	Asumsi 2022
Sumatera	43.366,62	16,83%	7,92%	6,77%	6,67%
Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	187.243,33	72,68%	5,89%	3,93%	3,83%
Kalimantan	11.863,52	4,60%	9,69%	7,05%	6,95%
Sulawesi	12.120,02	4,70%	9,46%	8,42%	8,32%
Papua dan Maluku	3.040,77	1,18%	10,72%	8,12%	8,02%
Indonesia	257.634,26	100,00%	6,52%	4,75%	4,65%

¹⁴ Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, "Kebijakan Penyediaan Tenaga Listrik Nasional," Jakarta: Direktorat Pembinaan Program Ketenagalistrikan, (2022).

¹⁵ Badan Pusat Statistik, "Listrik yang Didistribusikan Menurut Provinsi (GWh)," Jakarta: Badan Pusat Statistik, (2023), <https://www.bps.go.id/indicator/7/859/1/listrik-yang-didistribusikan-menurut-provinsi-gwh-.html>.

¹⁶ *ibid.*

Tim penulis mengasumsikan bahwa di tiap tahun, tingkat pertumbuhan permintaan listrik di tiap wilayah berkurang 10 basis poin. Contohnya, jika pertumbuhan permintaan listrik di tahun 2022 adalah 6,67%, maka diasumsikan bahwa pertumbuhannya menjadi 6,57% di tahun 2023. Dengan asumsi ini, maka tim penulis memproyeksikan evolusi permintaan listrik di tiap wilayah hingga tahun 2060 dan menemukan estimasi distribusi permintaan listrik antarwilayah yang baru di Indonesia di tahun 2060, sebagai berikut.

Tabel 9. Distribusi Permintaan Listrik di Indonesia di Tahun 2060

Pulau	Distribusi Permintaan Listrik 2060 (%)
Sumatera	29,35%
Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	43,31%
Kalimantan	8,90%
Sulawesi	15,05%
Papua & Maluku	3,39%
Indonesia	100,00%

Sesuai penjabaran sebelumnya, estimasi besar permintaan listrik di Indonesia di tahun 2060 adalah 1.553.806,62 GWh. Jika estimasi distribusi permintaan listrik antarwilayah di Tabel 9 diaplikasikan ke angka 1.553.806,62 GWh tersebut, maka tim penulis mendapati estimasi besar permintaan listrik di tiap wilayah di Indonesia di tahun 2060 sebagai berikut.

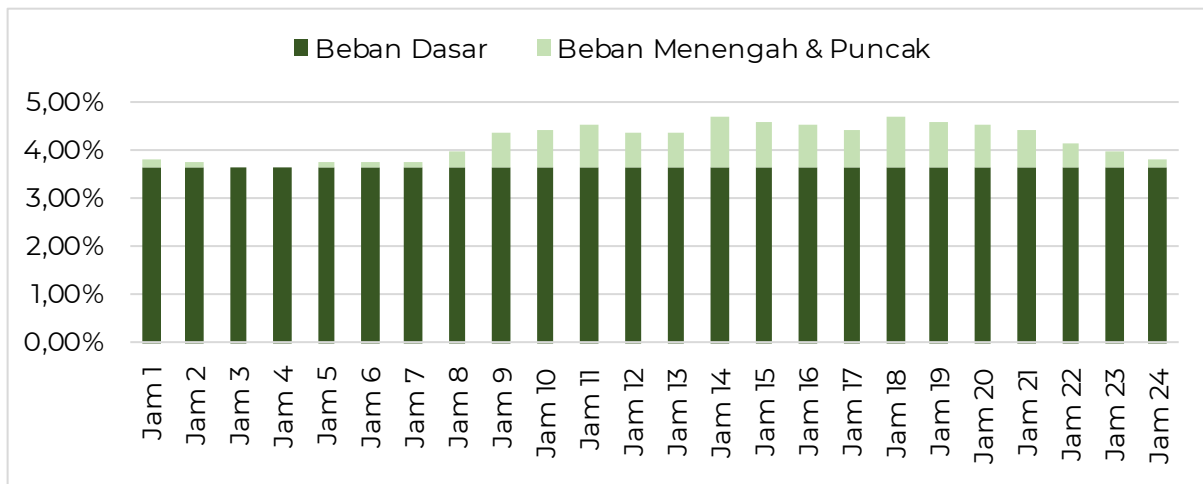
Tabel 10. Tingkat Permintaan Listrik di Indonesia di Tahun 2060

Pulau	Tingkat Permintaan Listrik 2060 (GWh)
Sumatera	456.003,22
Jawa, Bali dan Nusa Tenggara	673.001,85
Kalimantan	138.230,56
Sulawesi	233.880,62
Papua dan Maluku	52.690,37
Indonesia	1.553.806,62

Kurva Beban Permintaan Listrik dan Algoritma *Pecking Order* Pembangkitan Listrik

Tim penulis mengambil sampel kurva beban permintaan listrik di sistem Jawa-Bali di tanggal 5 November 2019, menurut data yang disediakan oleh IESR, yang diambil dari Pusat Pengatur Beban (P2B) Jawa-Bali PLN. Sampel *random* ini dijadikan contoh umum dari distribusi permintaan listrik masyarakat Indonesia menurut jam di setiap hari. Diketahui bahwa 87,12% beban permintaan listrik adalah beban dasar, sementara 12,88% adalah beban menengah dan beban puncak.

Bagan 4. Distribusi Permintaan Listrik Menurut Jam



Mengenai algoritma *pecking order* di sistem pembangkitan listrik di Indonesia di 2060, tim penulis mengasumsikan beberapa hal berikut.

Pembagian PLT EBT *base* dan *peaker*

Tim penulis mengasumsikan bahwa aliran air sungai, aliran angin, pancaran panas bumi, dan pergerakan air laut sebagai sesuatu yang secara alami selalu tersedia. Meski intensitas berbagai sumber energi ini dapat berfluktuasi, namun nilai rata-ratanya diasumsikan tidak berfluktuasi. Reaksi nuklir juga merupakan sesuatu yang tak dapat dihentikan dengan mudah di PLTN. Oleh karenanya, tim penulis mengasumsikan bahwa PLTA, PLTB, PLTP, PLTAL, dan PLTN sebagai PLT EBT *base* atau pembangkit listrik EBT untuk melayani beban dasar.

Sementara itu, tim penulis mengasumsikan bahwa kegiatan operasional dari PLTBio dapat dimulai dan dihentikan dengan lebih instan dan fleksibel, sama seperti PLT fosil umumnya seperti PLTG, PLTD, dan PLTU. Oleh karenanya, tim penulis mengasumsikan bahwa PLTBio sebagai PLT EBT *peaker* atau pembangkit listrik EBT untuk melayani beban menengah dan beban puncak.

Tim penulis juga mengasumsikan sinar matahari sebagai sesuatu yang secara alami tidak selalu tersedia, yaitu hanya di siang hari. Untuk waktu di mana sinar matahari tidak tersedia (yaitu di malam hari), energi dari sinar matahari (yang telah disimpan di dalam *Energy Storage* di siang harinya) dirilis dari *Energy Storage*. Dalam kajian ini, tim penulis mengasumsikan bahwa *Energy Storage* di Indonesia akan 100% dalam wujud (*off-river*) *Pumped Storage*. Akan tetapi, tim penulis mengasumsikan bahwa proses *discharging* dari *Pumped Storage* dapat dimulai dan dihentikan dengan lebih instan dan fleksibel. Oleh karenanya, tim penulis mengasumsikan bahwa PLTS (yang telah dipasangkan dengan *Pumped Storage*) sebagai PLT EBT *peaker* atau pembangkit listrik EBT untuk melayani beban menengah dan beban puncak.

Tim penulis mengasumsikan bahwa PLT EBT *base* tidak dapat memenuhi beban menengah dan beban puncak, namun PLT EBT *peaker* dapat memenuhi beban dasar jika diperlukan.

Urutan pengoperasian PLT EBT

Jika total potensi energi terbarukan (tanpa nuklir) di suatu wilayah (sebagaimana dijabarkan di Tabel 6) lebih kecil daripada permintaan listrik di wilayah tersebut, maka PLTN perlu hadir untuk menutupi kesenjangan produksi, di mana PLTN akan masuk untuk menopang beban dasar. Namun jika total potensi energi terbarukan (tanpa nuklir)

di suatu wilayah lebih besar daripada permintaan listrik di wilayah tersebut, maka PLTN tidak perlu hadir.

Untuk PLT EBT selain nuklir, maka prioritisasinya adalah sebagai berikut. Pertama, PLTBio merupakan satu-satunya PLT EBT yang (diasumsikan) mengeluarkan emisi langsung (dari proses pembakaran bahan bakar nabatinya). Berhubung ini tidak sesuai dengan semangat NZE, maka PLTBio berada di urutan terakhir dalam pengoperasian berbagai PLT EBT dalam memenuhi permintaan listrik.

Kedua, PLTS (diasumsikan) mengeluarkan emisi tidak langsung (karena PLTS membutuhkan lahan luas sehingga berpotensi menyebabkan deforestasi) dan mempunyai biaya modal tambahan (karena dipasangkan dengan *Pumped Storage*). PLTS ditempatkan di urutan kedua terakhir.

Ketiga, PLTB dan PLTAL ditempatkan di urutan kedua pertama (setelah PLTA dan PLTP) karena banyak komponennya masih disediakan lewat impor.

Keempat, PLTA dan PLTP ditempatkan di urutan pertama (sebelum PLTB dan PLTAL) karena banyak komponennya sudah dapat diproduksi di dalam negeri, sehingga mampu memberikan *multiplier effect* bagi industri manufaktur dalam negeri. Alasan lainnya, PLTA dan PLTP dianggap pembangkit listrik yang ketersediaan energinya paling stabil.

Tim penulis juga mengasumsikan bahwa produksi listrik harus sengaja lebih besar dari permintaan listrik karena dua hal. Pertama, proses *charging* dari *Pumped Storage* membutuhkan energi lebih besar (sekitar 33%) dari besar energi yang dirilis *Pumped Storage* ketika *discharging*. Kedua, ketika listrik merambat di kabel transmisi dan distribusi, akan terjadi susut jaringan (yang diasumsikan) sebesar 5%. Kedua hal ini membuat tim penulis mesti mempertimbangkan perlunya surplus produksi (di atas permintaan listrik) di dalam pemodelan.

Hasil Pemodelan Pembangkitan Listrik untuk 2060 Tanpa *Supergrid* NZE

Tabel 11 hingga Tabel 15 adalah estimasi kebutuhan produksi listrik (dari berbagai sumber energi terbarukan) di setiap pulau besar (dalam keadaan tiap pulau besar terisolasi), untuk memenuhi permintaan listrik di pulau tersebut, setelah mempertimbangkan listrik yang akan hilang karena susut jaringan dan inefisiensi pengisian ulang *Pumped Storage*, di tahun 2060.

Permintaan listrik dilayani dengan dua cara. Pertama, dengan konsumsi langsung, yang berarti permintaan listrik dilayani oleh produksi listrik di saat bersamaan. Kedua, dengan *Pumped Storage*, yang berarti permintaan listrik dilayani oleh listrik yang dirilis oleh *Pumped Storage*, di mana listrik yang disimpan di *Pumped Storage* diisi di waktu lain sebelumnya.

Tabel 11. Profil Pembangkitan Listrik di Sumatera (Tanpa Supergrid NZE) di Tahun 2060

Sumatera	Permintaan Listrik 2060 (GWh)				Surplus Produksi 2060 (GWh)	
	Beban Dasar		Beban Menengah dan Puncak		Inefisiensi Charging Pumped Storage	Susut Jaringan
	PLT EBT	Konsumsi Langsung	Pumped Storage	Konsumsi Langsung		
PLTP	82.739	0	0	0	0	4.355
PLTA	76.278	0	0	0	0	4.015
PLTAL	17.886	0	0	0	0	941
PLTB	22.776	0	0	0	0	1.199
PLTS	37.448	74.897	0	0	24.966	7.227
PLTBio	19.521	0	58.725	0	0	4.118
PLTN	65.732	0	0	0	0	3.460
Total 1	322.382	74.897	58.725	0	24.966	25.314
Total 2	397.279		58.725			
Total 3	456.003				50.280	
Produksi	506.283					

Tabel 12. Profil Pembangkitan Listrik di Jawa, Bali, dan Nusa Tenggara (Tanpa Supergrid NZE) di Tahun 2060

Jawa, Bali, dan Nusa Tenggara	Permintaan Listrik 2060 (GWh)				Surplus Produksi 2060 (GWh)	
	Beban Dasar		Beban Menengah dan Puncak		Inefisiensi Charging Pumped Storage	Susut Jaringan
	PLT EBT	Konsumsi Langsung	Pumped Storage	Konsumsi Langsung		
PLTP	75.075	0		0	0	3.951
PLTA	28.177	0		0	0	1.483
PLTAL	26.050	0		0	0	1.371
PLTB	113.325	0		0	0	5.964
PLTS	17.015	34.030	27.269	8.143	14.058	5.290
PLTBio	0	0	51.258	0	0	2.698
PLTN	292.660	0		0	0	15.403
Total 1	552.302	34.030	78.527	8.143	14.058	36.161
Total 2	586.332		86.670			
Total 3	673.002				50.219	
Produksi	723.221					

Tabel 13. Profil Pembangkitan Listrik di Kalimantan (Tanpa Supergrid NZE) di Tahun 2060

Kalimantan	Permintaan Listrik 2060 (GWh)				Surplus Produksi 2060 (GWh)	
	Beban Dasar		Beban Menengah dan Puncak		Inefisiensi Charging Pumped Storage	Susut Jaringan
PLT EBT	Konsumsi Langsung	Pumped Storage	Konsumsi Langsung	Pumped Storage		
PLTP	1.173	0		0	0	62
PLTA	106.216	0		0	0	5.590
PLTAL	0	0		0	0	0
PLTB	7.778	0		0	0	409
PLTS	1.754	3.508	8.363	9.438	4.316	1.441
PLTBio	0	0	0	0	0	0
PLTN	0	0		0	0	0
Total 1	116.921	3.508	8.363	9.438	4.316	7.502
Total 2	120.429		17.802			
Total 3	138.231				11.818	
Produksi	150.049					

Tabel 14. Profil Pembangkitan Listrik di Sulawesi (Tanpa Supergrid NZE) di Tahun 2060

Sulawesi	Permintaan Listrik 2060 (GWh)				Surplus Produksi 2060 (GWh)	
	Beban Dasar		Beban Menengah dan Puncak		Inefisiensi Charging Pumped Storage	Susut Jaringan
PLT EBT	Konsumsi Langsung	Pumped Storage	Konsumsi Langsung	Pumped Storage		
PLTP	20.557	0	0	0	0	1.082
PLTA	42.856	0	0	0	0	2.256
PLTAL	0	0	0	0	0	0
PLTB	25.803	0	0	0	0	1.358
PLTS	6.247	12.495	14.150	6.211	6.235	2.386
PLTBio	0	0	9.758	0	0	514
PLTN	95.804	0	0	0	0	5.042
Total 1	191.267	12.495	23.908	6.211	6.235	12.638
Total 2	203.761		30.119			
Total 3	233.881				18.873	
Produksi	252.754					

Tabel 15. Profil Pembangkitan Listrik di Papua dan Maluku (Tanpa Supergrid NZE) di Tahun 2060

Papua dan Maluku	Permintaan Listrik 2060 (GWh)				Surplus Produksi 2060 (GWh)	
	Beban Dasar		Beban Menengah dan Puncak		Inefisiensi Charging Pumped Storage	Susut Jaringan
PLT EBT	Konsumsi Langsung	Pumped Storage	Konsumsi Langsung	Pumped Storage		
PLTP	9.779	0	0	0	0	515
PLTA	36.126	0	0	0	0	1.901
PLTAL	0	0	0	0	0	0
PLTB	0	0	0	0	0	0
PLTS	0	0	3.188	3.598	1.199	420
PLTBio	0	0	0	0	0	0
PLTN	0	0	0	0	0	0
Total 1	45.905	0	3.188	3.598	1.199	2.836
Total 2	45.905		6.786			
Total 3	52.690				4.036	
Produksi	56.726					

Tanpa adanya jaringan transmisi antara pulau besar, setiap pulau besar harus mengandalkan potensi EBT mereka masing-masing. Jika terjadi defisit (karena potensi di pulau tersebut tidak menyanggupi untuk melayani besar permintaan listrik di pulau tersebut), maka pulau tersebut tidak dapat mengimpor tambahan listrik dari potensi EBT di pulau lain. Akibatnya muncul kemungkinan yang lebih besar bagi beberapa pulau untuk lebih bergantung kepada PLTN, yang di mana pembangunan PLTN mempunyai risiko teknis yang tinggi disertai kompleksitas politis.

Dalam skenario tidak ada jaringan transmisi antara pulau besar, tim penulis memperkirakan Indonesia butuh memproduksi 478.101,50 GWh listrik dari PLTN di tahun 2060. Dengan asumsi *capacity factor* sebesar 92%, ini berarti Indonesia butuh sejumlah PLTN dengan total kapasitas 59,32 GW.

Hasil Pemodelan Pembangkitan Listrik untuk 2060 Dengan Supergrid NZE

Berdasarkan wawancara tim penulis dengan Kementerian ESDM di 25 Mei 2023, diketahui bahwa pemerintah merencanakan untuk mengoperasikan satu jaringan transmisi bawah laut antara Sumatera-Jawa (di tahun 2044), tiga jaringan antara Kalimantan-Jawa (di tahun 2044, 2045, dan 2046), satu jaringan antara Kalimantan-Sulawesi (di tahun 2056), serta enam jaringan yang menghubungkan Jawa, Bali, dan Nusa Tenggara (di tahun 2036, 2046, 2049, 2052, dan 2056). Ini disebut sebagai *supergrid NZE*.

Oleh karenanya, tim penulis mengelompokkan Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara, Kalimantan, dan Sulawesi ke dalam suatu kesatuan wilayah tersendiri di dalam pemodelan. Tim penulis menganggap bahwa potensi energi terbarukan dan potensi *off-river Pumped Storage* di berbagai pulau besar di dalam satu wilayah ini tersedia untuk memenuhi total permintaan listrik di wilayah ini. Tanpa *supergrid NZE*, tiap pulau

besar di wilayah ini menjadi terisolasi. Dalam situasi itu, defisit antara potensi produksi listrik dan permintaan listrik yang dialami suatu pulau besar tidak dapat dibantu dengan surplus yang dimiliki pulau besar lainnya.

Tim penulis mengasumsikan ada tiga wilayah lain yang berdiri sendiri di pemodelan, yakni Maluku, Maluku Utara, dan Papua. Pemerintah tidak merencanakan pembangunan jaringan transmisi bawah laut yang menghubungkan antara mereka bertiga, maupun antara mereka bertiga dengan wilayah lainnya di Indonesia. Ketiga wilayah ini (yang berada di atas paparan Sahul) dipisahkan oleh laut yang lebih dalam dibandingkan laut di atas paparan Sunda di barat Indonesia.

Dengan asumsi adanya *supergrid NZE*, pemodelan dilakukan ulang sehingga menghasilkan profil pembangkitan listrik yang baru (seperti Tabel 11 hingga Tabel 15), namun kali ini dengan satuan wilayah yang berbeda. Tim penulis lalu merangkum tabel-tabel baru tersebut ke dalam Tabel 16 dan Tabel 17, yang adalah estimasi kebutuhan produksi listrik (dari berbagai sumber energi terbarukan) di setiap wilayah, untuk memenuhi permintaan listrik di wilayah tersebut, setelah mempertimbangkan listrik yang akan hilang karena susut jaringan dan inefisiensi pengisian ulang *Pumped Storage*, di tahun 2060.

Tabel 16. Profil Pembangkitan Listrik di Indonesia (Dengan *Supergrid NZE*) di Tahun 2060

Wilayah	Produksi Listrik di 2060 (GWh)							Total
	PLTS	PLTB	PLTA	PLTP	PLT-Bio	PLTAL	PLTN	
Maluku	1.887	3.964	2.335	4.546	0	0	0	12.732
Maluku Utara	2.982	1.634	90	5.241	0	0	0	9.947
Papua	5.079	0	28.692	506	0	0	0	34.276
Lainnya	408.917	178.613	266.870	188.994	173.294	46.248	391.301	1.654.236
Indonesia	418.864	184.211	297.988	199.287	173.294	46.248	391.301	1.711.191
Proporsi 1	24,48%	10,77%	17,41%	11,65%	10,13%	2,70%	22,87%	100,00%
Proporsi 2	35,24%		39,19%			25,57%		100,00%

RE (*Renewable Energy*), yang terdiri dari PLTA, PLTP, dan PLTBio, membentuk 39,19% produksi listrik di 2060. Ini lalu disusul oleh VRE (*Variable Renewable Energy*), yang terdiri dari PLTS dan PLTB (karena kedua jenis pembangkit ini bersifat *intermittent* atau ketersediaan energinya tidak selalu stabil), sebesar 35,24% dari produksi listrik di 2060. Lalu ini diikuti oleh NRE (*New Renewable Energy*), yang terdiri dari PLTAL dan PLTN, sebesar 25,57%.

Dalam skenario ada jaringan transmisi antara pulau besar, tim penulis memperkirakan Indonesia butuh memproduksi 391.301,12 GWh listrik dari PLTN di tahun 2060. Dengan asumsi *capacity factor* sebesar 92%, ini berarti Indonesia butuh sejumlah PLTN dengan total kapasitas 48,55 GW. Kebutuhan PLTN ini lebih kecil hampir 20% dibandingkan dengan kebutuhan di dalam skenario tanpa *supergrid NZE*. Dengan *supergrid NZE*, defisit potensi listrik di beberapa pulau besar tidak perlu ditutupi dengan PLTN, karena dapat mengimpor dari surplus potensi listrik yang ada di beberapa pulau besar lainnya.

Tabel 17. Keperluan Produksi Listrik di Indonesia (Dengan *Supergrid NZE*) di Tahun 2060

Wilayah	Produksi (GWh)	Permintaan (GWh)		Surplus Produksi (GWh)	
		Konsumsi Langsung	<i>Pumped Storage</i> (PS)	Inefisiensi Charging PS	Susut Jaringan
Maluku	12.732,35	11.019,04	807,52	269,17	636,62
Maluku Utara	9.946,63	7.578,47	1.447,59	482,53	500,45
Papua	34.276,18	29.663,86	2.173,88	724,63	1.713,81
Lainnya	1.654.236,28	1.289.891,64	211.224,62	70.408,21	82.711,81
Indonesia 1	1.711.191,44	1.338.153,02	215.653,61	71.884,54	85.562,69
Indonesia 2	1.711.191,44	1.553.806,62		154.447,23	

Tabel 18 menunjukkan berapa persen dari potensi energi terbarukan (tanpa nuklir) di suatu wilayah yang butuh terpakai untuk menciptakan kondisi pembangkitan seperti ditunjukkan di Tabel 16 dan Tabel 17. Untuk Sumatera, Jawa, Bali, Nusa Tenggara, Kalimantan, dan Sulawesi, potensi dari setiap jenis energi terbarukan (tanpa nuklir) di wilayah ini akan terpakai 100%, sehingga nuklir dibutuhkan (meski lebih sedikit kebutuhannya daripada jika tanpa *supergrid NZE*). Secara keseluruhan, Indonesia akan memakai 93,57% dari semua potensi energi terbarukannya di tahun 2060.

Tabel 18. Pemakaian Potensi EBT (Tanpa Nuklir) di Indonesia (Dengan *Supergrid NZE*) di Tahun 2060

Wilayah	Berapa Banyak Potensi Energi Terbarukan (%) yang Terpakai di 2060 ?						Total
	PLTS	PLTB	PLTA	PLTP	PLTBio	PLTAL	
Maluku	44,42%	38,36%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	58,86%
Maluku Utara	46,71%	100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	73,52%
Papua	28,96%	0,00%	33,13%	100,00%	0,00%	0,00%	30,48%
Lainnya	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Indonesia	95,83%	93,71%	83,73%	100,00%	99,34%	97,83%	93,57%

Estimasi Kebutuhan *Pumped Storage* di 2060

Menurut Tabel 17, Indonesia membutuhkan *Pumped Storage* sebesar 215.653,61 GWh di tahun 2060. Mengacu kepada Tabel 4, potensi *Pumped Storage* di Indonesia (yang sebesar 319.630,00 GWh) menyanggupi memenuhi kebutuhan sebesar ini. Jika diolah lebih lanjut dengan data kebutuhan jumlah jam operasional *Pumped Storage* di tahun 2060, tim penulis menyimpulkan bahwa Indonesia membutuhkan kapasitas terpasang *Pumped Storage* sebesar 37 GW di tahun 2060.

Tabel 19. Kebutuhan *Pumped Storage* di Indonesia (Dengan *Supergrid NZE*) di Tahun 2060

Wilayah	<i>Pumped Storage</i> (PS) di 2060 (GWh)			Kebutuhan PS (Jam)		Kebutuhan PS (GW)
	Potensi	Kebutuhan	Surplus	Sehari	Setahun	
Maluku	8.000,00	807,52	7.192,48	14,00	5.110,00	0,16
Maluku Utara	6.000,00	1.447,59	4.552,41	16,00	5.840,00	0,25
Papua	55.000,00	2.173,88	52.826,12	14,00	5.110,00	0,43
Lainnya	250.630,00	211.224,62	39.405,38	16,00	5.840,00	36,17
Indonesia	319.630,00	215.653,61	103.976,39	n.a.	n.a.	37,00

Berdasarkan RUPTL PLN 2021-2030¹⁷, total kapasitas terpasang *Pumped Storage* di Indonesia (baik yang sudah jadi maupun yang masih direncanakan) adalah 3,74 GW, yang terdiri dari Upper Cisokan (1.040 MW), Grindulu (1.000 MW), Matenggeng (943 MW), dan tersebar di Jawa Barat (760 MW). Ini berarti Indonesia masih harus menambah 33,26 GW lagi hingga 2060.

Estimasi 37 GW ini jauh lebih besar dari estimasi ESDM (yang hanya sebesar 4,2 GW), sampai dengan tulisan ini dibuat. Namun ESDM juga memperkirakan kebutuhan kapasitas *Battery Energy Storage System* (BESS) sebesar 56 GW di tahun 2060, yang berarti ESDM memperkirakan kebutuhan kapasitas total *Energy Storage* di Indonesia sebesar 60,2 GW di tahun 2060.

Berhubung tim penulis mengasumsikan kebutuhan *Energy Storage* di Indonesia di tahun 2060 akan dimanifestasikan 100% dalam wujud *Pumped Storage*, maka angka 37 GW tadi sudah sekaligus menggambarkan estimasi kebutuhan kapasitas total *Energy Storage* di Indonesia di tahun 2060. Artinya, tim penulis menyimpulkan suatu estimasi kebutuhan kapasitas total *Energy Storage* yang lebih kecil (sekitar 38,54%) dari estimasi ESDM, sampai dengan tulisan ini dibuat.

Perbandingan Hasil Pemodelan dengan Proyeksi ESDM

Tabel 20 meringkas beberapa perbedaan penting antara hasil pemodelan yang dilakukan monograf ini dengan proyeksi Kementerian ESDM sejauh ini. Meski monograf ini dan Kementerian ESDM sama-sama telah mempertimbangkan upaya elektrifikasi yang lebih masif di masa depan (dari sektor transportasi (berupa penetrasi mobil listrik) dan industri (atau pabrik-pabrik)) yang ditunjukkan dengan pemakaian tingkat pertumbuhan permintaan listrik yang sama dari tahun 2021 ke 2060, monograf ini dan Kementerian ESDM berangkat dari titik permintaan listrik yang berbeda di tahun 2021. Monograf ini mengacu kepada data BPS (yakni 257,63 TWh), sementara Kementerian ESDM memakai angka yang berbeda (yakni 322 TWh). Akibatnya, estimasi besar permintaan listrik di tahun 2060 juga berbeda, di mana estimasi yang dilakukan monograf ini (1.554 TWh) sekitar 19,99% lebih rendah dari proyeksi ESDM (1.942 TWh).

¹⁷ Perusahaan Listrik Negara, "Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik 2021-2030," Jakarta: *Perusahaan Listrik Negara*, (2021).

Tabel 20. Perbandingan Hasil Pemodelan Monograf Ini dengan Proyeksi ESDM

Variabel	Monograf Ini	ESDM
Permintaan Listrik 2021 (GWh)	257.634	322.000
Permintaan Listrik 2060 (GWh)	1.553.806	1.942.000
Kapasitas PLTS (GW)	199	421
Kapasitas PLTB (GW)	57	94
Kapasitas PLTA (GW)	79	72
Kapasitas PLTBio (GW)	33	60
Kapasitas PLTP (GW)	30	22
Kapasitas PLTAL (GW)	18	8
Kapasitas PLTN (GW)	49	31
Kapasitas Total (GW)	708	464
Kapasitas <i>Energy Storage</i> (GW)	60	37
Rerata <i>Capacity Factor</i> dari Pembangkitan (%)	38,24%	31,31%
<i>Energy Storage</i> (% Total Pembangkitan)	7,98%	8,50%
<i>Energy Storage</i> (% Total PLTS dan PLTB)	14,45%	11,69%

Implikasi lainnya, estimasi kapasitas terpasang pembangkit listrik yang dibutuhkan di tahun 2060 berbeda. Monograf ini mengestimasi kebutuhan kapasitas terpasang pembangkit listrik sebesar 464 GW, sekitar 34,49% lebih rendah dari proyeksi ESDM (708 GW). Lebih kecilnya estimasi yang dimiliki monograf ini tidak hanya muncul karena estimasi permintaan listrik yang lebih kecil, namun juga karena monograf ini mengasumsikan *capacity factor* rata-rata sistem pembangkitan listrik (di 38,24%) yang agak lebih tinggi dari ESDM (di 31,31%). Dengan kata lain, setiap 1 MW dari keseluruhan armada pembangkit listrik EBT dianggap mampu menghasilkan agak lebih banyak listrik. *Capacity factor* rata-rata sistem pembangkitan listrik di monograf ini dapat lebih tinggi karena mengasumsikan penggunaan PLTN yang lebih banyak di armada. Monograf ini mengasumsi kapasitas terpasang PLTN di 49 GW, sementara ESDM di 31 GW.

Implikasi selanjutnya, estimasi kapasitas terpasang *Energy Storage* yang dibutuhkan di tahun 2060 juga berbeda. Monograf ini mengestimasi kebutuhan kapasitas terpasang *Energy Storage* sebesar 37 GW, sekitar 38,54% lebih rendah dari proyeksi ESDM (62 GW). Lebih kecilnya estimasi yang dimiliki monograf ini tidak hanya muncul karena estimasi kebutuhan kapasitas terpasang pembangkit listrik EBT yang lebih kecil, namun juga karena monograf ini mengasumsikan bahwa EBT yang berjenis VRE (yakni PLTS dan PLTB, yang dianggap paling butuh *Energy Storage*) hanya mendominasi 55,21% dari total armada pembangkitan listrik, dibandingkan angka ESDM di 72,74%. Angka PLTS dan PLTB di monograf ini lebih kecil karena ada batasan maksimal potensi surya dan angin di Indonesia yang harus diperhatikan.

Secara ringkas, kesimpulan umumnya adalah kebutuhan kapasitas *Energy Storage* untuk tahun 2060 (menurut monograf ini) adalah 7,98% dari total kapasitas

terpasang pembangkit listrik EBT (dibandingkan 8,50% menurut ESDM) dan 14,45% dari total kapasitas terpasang PLTS dan PLTB (dibandingkan 11,69% menurut ESDM). Dilihat dari perspektif ini, perbedaan tidak terlalu mencolok.

Batasan Penggunaan *Pumped Storage* sebagai Pembangkit Listrik EBT

Meskipun *Pumped Storage* dapat melepaskan air dari kolam atas ke kolam bawah (*discharging*) dan memproduksi listrik di dalam prosesnya, sistem pembangkitan listrik di Indonesia sendiri tidak dapat sepenuhnya hanya bergantung kepada *Pumped Storage*. Setiap kali *Pumped Storage* selesai melakukan *discharging*, air mesti dipompa kembali dari kolam bawah ke kolam atas (*pumping* atau *charging*). Fase pompa kembali ini sebenarnya mengkonsumsi listrik yang lebih besar dari listrik yang diproduksi ketika *discharging*.

Round-trip efficiency dari suatu *Pumped Storage* rata-rata adalah 70-80% (Levine, 2007¹⁸; Jacob, 2011¹⁹; Chi-Jen, 2016²⁰). Tim penulis mengambil nilai tengah di 75%. Artinya jika suatu *Pumped Storage* dapat memproduksi 100 MWh dalam sekali *discharging*, dibutuhkan 133 MWh untuk memompa kembali air tersebut ke kolam atas. 100 MWh dibagi 133 MWh sama dengan 75%. Tim penulis berasumsi bahwa *Pumped Storage* di tahun 2060 masih memiliki teknologi yang sama (karena *technological learning rate* yang konstan), sehingga angka-angka ini masih valid dipakai dalam perencanaan untuk tahun 2060.

Jika semua pembangkit listrik di Indonesia hanya berbentuk *Pumped Storage*, maka demi memompa kembali suatu *Pumped Storage* yang telah kosong di awal, dibutuhkan *Pumped Storage* kedua yang berkapasitas listrik lebih besar. Juga demi memompa kembali *Pumped Storage* kedua tersebut, dibutuhkan *Pumped Storage* ketiga yang bahkan berkapasitas listrik lebih besar lagi. Dan seterusnya. *Pumped Storage* pertama di awal tadi tidak dapat dipakai untuk memompa kembali *Pumped Storage* kedua (alias saling memompa) karena *Pumped Storage* pertama tersebut tidak cukup besar kapasitas listriknya untuk memompa *Pumped Storage* kedua.

Fenomena *snowballing* ini yang menyebabkan sistem pembangkitan listrik di Indonesia tidak dapat sepenuhnya hanya *Pumped Storage*. Dibutuhkan pembangkit listrik selain *Pumped Storage* untuk memompa suatu *Pumped Storage*, agar tidak terjadi fenomena *snowballing* tadi. Idealnya, *Pumped Storage* dipompa oleh PLTS dan/atau PLTB, karena listrik PLTS dan/atau PLTB yang hilang terpakai (untuk memompa *Pumped Storage* tersebut) tidak perlu diisi ulang oleh suatu pembangkit listrik lain di belakangnya (karena energi surya dan bayu selalu ada di alam). Dengan kata lain, *Pumped Storage* hanya dapat dipakai dalam statusnya sebagai *Energy Storage* dari pembangkit listrik energi terbarukan, dan bukan dalam statusnya sebagai pembangkit listrik energi terbarukan itu sendiri.

¹⁸ Jonah G. Levine, "Pumped Storageelectric Energy Storage and spatial diversity of wind resources as methods of improving utilization of renewable energy sources," Boulder: *University of Colorado*, (2007).

¹⁹ Thierry Jacob, "Pumped Storage in Switzerland-an outlook beyond 2000," Bern: *Stucky Consulting Engineers*, (2023).

²⁰ Chi-Jen Yang, "Pumped Storageelectric storage," Durham: *Duke University*, (2016).

Pembiayaan Pembangunan *Pumped Storage* di Indonesia

Estimasi Kebutuhan Investasi Total PHES

PLTA *Pumped Storage* Upper Cisokan (dengan kapasitas 1.040 MW) adalah satu-satunya PHES yang sudah pada tahap implementasi di Indonesia. Proses konstruksi PHES tersebut dimulai pada tahun 2022 dan ditargetkan operasional di tahun 2026.

Total investasi pada PLTA *Pumped Storage* Upper Cisokan mencapai USD 800 juta (atau sekitar IDR 12 triliun)²¹ dengan PLN sebagai operatornya. Dari USD 800 juta ini, USD 20 juta di antaranya adalah biaya lahan. Tanpa biaya lahan, biaya modal PHES Upper Cisokan adalah USD 780 juta. PHES Upper Cisokan adalah *on-river* PHES, di mana hanya satu *reservoir* buatan yang harus dibuat (dan satu lahan yang harus dibebaskan).

Seandainya PHES Upper Cisokan adalah *off-river* PHES, maka akan ada dua *reservoir* buatan yang harus dibuat (dan dua lahan yang harus dibebaskan). Seandainya PHES Upper Cisokan adalah *off-river* PHES, maka biaya lahannya ditaksir sebesar USD 40 juta (dan bukan USD 20 juta). Seandainya PHES Upper Cisokan adalah *off-river* PHES, maka total investasinya ditaksir sebesar USD 820 juta (yang berasal dari USD 780 juta (tanpa lahan) ditambah USD 40 juta (utk biaya lahan *off-river*)).

Merujuk pada data yang ada terkait pembangkit tersebut, dapat disimpulkan beberapa asumsi terkait karakteristik investasi PHES. Pertama, tim penulis mengasumsikan bahwa biaya rata-rata kebutuhan investasi *off-river* PHES per MW di Indonesia adalah USD 788.462 (dengan biaya lahan). Kedua, konstruksi PHES dengan kapasitas sekitar 1 GW dianggap membutuhkan waktu rata-rata 4 tahun hingga fase operasional.

Berdasarkan Tabel 19, Indonesia diperkirakan butuh armada *off-river* PHES dengan total kapasitas 37 GW di tahun 2060, dalam rangka menopang integrasi EBT ke dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia agar NZE tercapai di tahun 2060 tersebut. Dengan asumsi semua PHES tersebut dibangun saat ini, maka Indonesia butuh menggelontorkan dana investasi sebesar USD 29.173,07 juta. Lalu jika diasumsikan bahwa USD 800 juta di antaranya sudah digelontorkan (untuk pembangunan PHES Upper Cisokan tadi), maka Indonesia masih butuh menggelontorkan USD 28.373,07 juta (dengan biaya lahan).

Estimasi Kebutuhan Investasi Total PHES

Membiayai ekosistem *Pumped Storage* (PHES) di Indonesia dapat melibatkan beberapa pihak, seperti pemerintah, swasta, dan lembaga keuangan. Hal ini dikarenakan karakteristik investasi PHES antara lain adalah biaya investasi yang relatif tinggi dan skala yang besar. Pembangunan PHES memerlukan modal yang besar untuk membangun fasilitas yang kompleks, termasuk pembangunan *reservoir*, saluran air, turbin, dan generator. Selain itu, investasi PHES juga biasanya membutuhkan area yang luas untuk membangun *reservoir* dan saluran air. Berikut adalah pemetaan peran dari masing-masing pemangku kepentingan untuk mendanai ekosistem PHES di Indonesia:

²¹ Citarum Harum Juara, "INVESTASI RP 8 TRILIUN, PLTA UPPER CISOKAN MULAI DIBANGUN," *Pemerintah Provinsi Jawa Barat*, (2023), <https://citarumharum.jabarprov.go.id/investasi-rp-8-triliun-plta-upper-cisokan-mulai-dibangun/>.

Tabel 21. Pemetaan Peran Aktor Investasi PHES

<p><u>Pemerintah:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mendorong investasi dalam ekosistem PHES melalui insentif atau subsidi investasi • Memprioritaskan investasi ekosistem PHES ke dalam rencana pembangunan nasional • Mendorong BUMN sebagai pionir dalam mengembangkan ekosistem PHES • Mengembangkan <i>enabling environment</i> untuk mendorong kerjasama pemerintah dan swasta 	<p><u>Investor Swasta</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pendanaan modal dalam ekosistem PHES • Memperkenalkan teknologi dalam ekosistem PHES • Mendorong kerjasama pemerintah dan swasta melalui penanaman modal dan kepakaran teknis • Menghubungkan investor dengan proyek/ kegiatan usaha PHES
<p><u>Lembaga Keuangan</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Mendanai ekosistem PHES melalui pinjaman atau menjadi <i>arranger</i> pembiayaan proyek • Meningkatkan akses keuangan untuk pembiayaan ekosistem PHES 	<p><u>Dana Investasi</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Membentuk dana investasi khusus untuk mendukung investasi PHES • Penyaluran dana dapat diberikan dalam bentuk ekuitas/ pinjaman bunga rendah/ hibah • Penyaluran dana ditujukan untuk memitigasi risiko investasi PHES

Peran dari masing-masing aktor di atas dapat dioptimalkan sesuai dengan kebutuhan pendanaan dari setiap proyek. Hal ini bergantung pada tingkat kelayakan proyek yang berbeda satu sama lain, sehingga bentuk dukungan dan peran dari masing-masing aktor berbeda untuk berbagai proyek. Misalnya dukungan fiskal pada suatu proyek akan berbeda dengan proyek PHES lain karena adanya perbedaan biaya investasi dan tingkat pengembalian proyek.

Panduan dalam Menilai Tingkat Kelayakan Keuangan PHES

Dalam menilai tingkat kelayakan keuangan PHS bagi investor, pada umumnya didasarkan pada perhitungan *Internal Rate of Return* (IRR). Adapun asumsi dan perhitungan proyeksi keuangan PHS, mengacu pada beberapa aspek yang terdapat di perhitungan investasi PLTA dengan penambahan karakteristik khusus yaitu pada *reserve* daya pada PHS. Berikut adalah pertimbangan penilaian kelayakan keuangan PHS.

1. Pendapatan dari Penjualan Energi: Pendapatan operator PHS didasarkan pada PPA dengan *offtaker*, baik untuk penyerapan energi pada saat *base load* maupun penyerapan energi pada penggunaan daya cadangan.
2. Kebijakan dan Regulasi: Jika ada kebijakan dan regulasi pemerintah yang mendukung energi terbarukan dan penyimpanan energi, maka itu dapat meningkatkan keuntungan investasi di PHS. Insentif, dukungan fiskal yang menguntungkan, atau program pembelian energi yang diatur dapat memberikan stabilitas pendapatan dan waktu pengembalian investasi yang lebih cepat.
3. Potensi Pengurangan Biaya Operasional: Dalam beberapa kasus, PHS dapat mengurangi biaya operasional melalui peningkatan efisiensi operasi sistem pembangkit listrik secara keseluruhan. Dengan mengoptimalkan penggunaan sumber daya energi terbarukan yang fluktuatif, PHS dapat membantu mengurangi

kebutuhan akan pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang lebih mahal atau mengurangi biaya bahan bakar saat menggunakan sumber energi konvensional.

4. Umur PHS: PHS dikenal memiliki umur yang panjang dan umur ekonomis yang lama. Struktur waduk dan komponen utama PHS dapat bertahan selama beberapa dekade dengan perawatan yang tepat. Ini berarti investasi PHS dapat memberikan pengembalian investasi jangka panjang dan pendapatan yang berkelanjutan selama masa operasional yang panjang.

Selanjutnya, tingkat kelayakan investasi diukur melalui analisis biaya modal dan arus kas proyek, sehingga membentuk tingkat pengembalian (atau *Internal Rate of Return* atau IRR). Dalam konteks investasi, IRR merupakan tingkat pengembalian yang diharapkan dari investasi dalam jangka waktu tertentu. IRR dihitung berdasarkan aliran kas masuk (pendapatan) dan aliran kas keluar (biaya) dari proyek atau investasi, serta waktu di mana kas-kas tersebut diterima atau dikeluarkan.

Jika IRR suatu investasi lebih tinggi dari tingkat pengembalian yang diharapkan atau tingkat bunga diskonto yang digunakan dalam analisis, maka investasi tersebut dianggap menguntungkan. Sebaliknya, jika IRR lebih rendah dari tingkat pengembalian yang diharapkan, maka investasi tersebut dianggap tidak menguntungkan.

Dalam analisis investasi, IRR digunakan sebagai salah satu kriteria untuk mengevaluasi apakah investasi layak atau tidak. Jika IRR lebih tinggi dari tingkat pengembalian yang diharapkan, investasi tersebut dianggap layak dilakukan. Namun, jika IRR lebih rendah dari tingkat pengembalian yang diharapkan, maka investasi tersebut dianggap tidak layak.

IRR juga digunakan sebagai alat perbandingan antara beberapa alternatif investasi. Dalam situasi di mana ada beberapa opsi investasi yang tersedia, investasi dengan IRR tertinggi cenderung dianggap sebagai pilihan yang lebih menguntungkan.



Contoh Tingkat Kelayakan Keuangan Proyek Upper Cisokan PHS

Berdasarkan laporan pembiayaan dari lenders proyek Upper Cisokan (UPCS), pembiayaan yang ditawarkan oleh AIB dan Bank Dunia akan menghasilkan rata-rata tertimbang biaya modal (WACC) di bawah 5%, yang lebih rendah dari estimasi Financial Internal Rate of Return (FIRR) sebesar 10-12%. Jika dibandingkan dengan FIRR pada proyek serupa di negara lain, range dari FIRR tersebut berkisar antara 8%-12%, sehingga FIRR proyek UPCS memiliki tingkat kelayakan keuangan yang kompetitif.

Sebagai operator UPCS dan BUMN, PLN memiliki model pendapatan yang diatur dengan komponen subsidi yang signifikan. PLN menerima peringkat peringkat investasi BBB (outlook negatif) dan Baa2 (outlook stabil) dari S&P dan Moody's, yang setara dengan peringkat sovereign Indonesia. Peningkatan masing-masing dari peringkat kredit mandiri mencerminkan harapan kemungkinan dukungan pemerintah yang sangat tinggi jika terjadi tantangan keuangan yang parah, mengingat kepemilikan 100% pada PLN dan peran penting yang dimainkan PLN di sektor ketenagalistrikan negara sebagai satu-satunya perusahaan utilitas energi yang terintegrasi. Ketergantungan yang tinggi pada subsidi dari pemerintah Indonesia merupakan masalah struktural karena biaya rata-rata listrik lebih tinggi dari tarif rata-rata tertimbang yang dibebankan oleh PLN. Hal ini berdampak pada WACC yang rendah, sehingga dengan FIRR 8-12%, maka proyek UPCS dinilai bankable. Apabila operator proyek PHS adalah perusahaan swasta, maka besar kemungkinan WACC lebih besar dari PLN, dikarenakan adanya ekspektasi pengembalian modal dari investor swasta.

Besaran FIRR dan WACC akan berdampak pada pemilihan operator proyek PHS dan potensi sumber pendanaan, yang akan dijelaskan lebih lanjut di subbab berikutnya.

Risiko Pembiayaan PHES

Secara umum investasi dalam pembangunan proyek-proyek energi terbarukan di Indonesia masih dipandang berisiko tinggi. Beberapa risiko yang dipertimbangkan antara lain:

- 1. Country Risk:** Risiko ini mengacu pada serangkaian faktor yang dapat mempengaruhi keuntungan semua investasi di suatu negara. Faktor-faktor yang termasuk di dalamnya antara lain stabilitas politik, tingkat korupsi, perkembangan ekonomi, sistem hukum dan fluktuasi nilai tukar. Meskipun merupakan faktor risiko penting, tidak ada cara yang seragam untuk mengukurnya. Namun demikian cara yang lazim digunakan adalah peringkat utang negara untuk mencerminkan risiko suatu negara dan membandingkan dengan negara lain.
- 2. Risiko Penerimaan Masyarakat:** Rendahnya tingkat penerimaan masyarakat terhadap proyek energi terbarukan dapat dipandang sebagai risiko terhadap investasi. Sebagian besar penyebabnya adalah masyarakat merasa terganggu dengan keberadaan proyek di wilayah tempat tinggalnya atau dikenal dengan efek NIMBY (Not-In-My-Backyard). Hal ini juga berkaitan dengan masih kurangnya kesadaran masyarakat akan pentingnya proyek energi terbarukan serta manfaat yang bisa didapat dari proyek tersebut. Namun demikian hal ini juga tergantung pada apakah masyarakat setempat mendapat manfaat langsung baik secara finansial maupun non-finansial dari keberadaan proyek. Secara keseluruhan, risiko penerimaan masyarakat didefinisikan sebagai risiko penolakan instalasi EBT oleh (sebagian dari) masyarakat sipil.
- 3. Risiko Pembiayaan:** Ini berkaitan dengan kelangkaan modal yang tersedia untuk membangun proyek energi terbarukan. Sebagaimana diketahui, pembangunan infrastruktur yang diperlukan untuk menghasilkan listrik dari sumber terbarukan memerlukan modal yang tinggi. Alasan utama dari kelangkaan modal adalah kurangnya dukungan dari lembaga keuangan (khususnya dalam negeri). Namun demikian, hal ini juga dapat berkaitan dengan kondisi keuangan global.
- 4. Risiko Teknis dan Manajemen:** Ini mengacu pada ketersediaan pengetahuan dan pengalaman pengembang hingga kematangan teknologi yang digunakan. Ketidakpastian muncul karena kurangnya penilaian sumber daya yang memadai untuk potensi masa depan atau penggunaan teknologi baru. Probabilitas bahwa kerugian akan timbul karena kurangnya keahlian pengelola, ketidakmampuan untuk mengoperasikan fasilitas pembangkit, pemeliharaan pembangkit yang tidak memadai, kurangnya dukungan industri penunjang, dan keterbatasan infrastruktur adalah parameter yang termasuk dalam risiko teknis dan manajemen.
- 5. Risiko Operasional:** PHS memerlukan operasi dan pemeliharaan yang cermat untuk menjaga kinerjanya. Risiko operasional muncul jika terjadi kesalahan dalam pengoperasian, perawatan, atau pengawasan, seperti kebocoran air, kerusakan pada peralatan, atau bencana alam. Risiko ini dapat menyebabkan kerusakan yang signifikan pada fasilitas PHS dan menimbulkan biaya pemeliharaan dan perbaikan yang tinggi.
- 6. Risiko Regulasi:** Ini mengacu pada ketidakpastian mengenai kebijakan sektor energi yang dikembangkan oleh pemerintah, khususnya pada keberlangsungan kebijakan yang menarik investasi seperti tarif. Perubahan struktur tarif dan besaran tarif menyebabkan energi terbarukan menjadi kurang kompetitif dibandingkan dengan konvensional.

Selain risiko di atas, terdapat risiko dan tantangan kelembagaan dalam pengembangan energi terbarukan pada saat identifikasi proyek, penyiapan proyek, lelang proyek, pengembangan dan konstruksi proyek serta operasi dan manajemen proyek yang dapat mempengaruhi akses pendanaan energi terbarukan, antara lain:

a. Koordinasi:

- Harmonisasi regulasi dan penerapan regulasi antara lembaga pemerintah. Contohnya, regulasi fiskal insentif dan proses pengajuan fiskal insentif.
- Identifikasi kebutuhan energi yang tidak mengoptimalkan potensi EBT di Indonesia.
- Perubahan regulasi yang dapat mempengaruhi kelangsungan usaha *Independent Power Producer* (IPP).

b. Regulasi:

- Regulasi yang belum melengkapi antara lembaga pemerintah mengenai inisiatif energi terbarukan. Contohnya, penggunaan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) yang belum diakomodasi oleh insentif fiskal untuk mendorong peningkatan TKDN di sektor ketenagalistrikan.
- Regulasi mengenai struktur tarif listrik yang kurang menarik bagi investor.
- Regulasi mengenai BOOT yang memberikan ketidakpastian.

c. Pembiayaan Proyek:

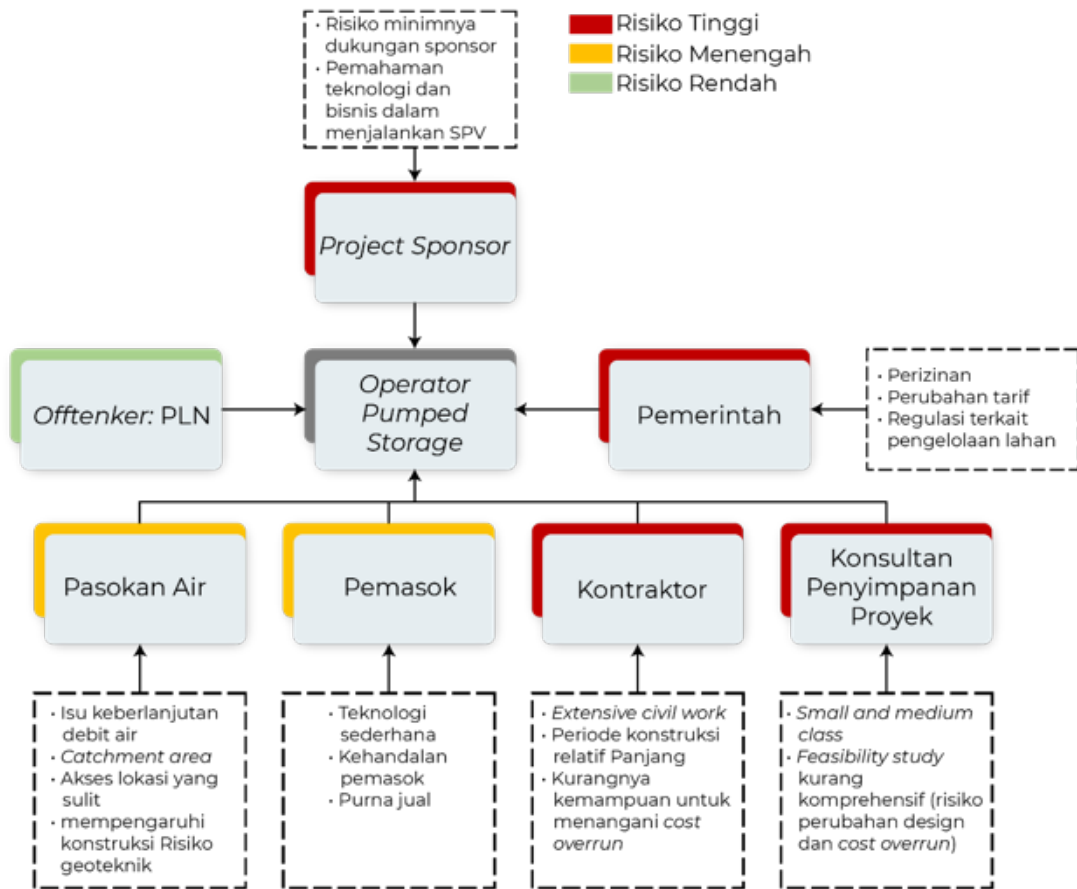
- Perlunya dukungan pembiayaan untuk kegiatan penyiapan proyek.
- Sinergi dan struktur skema *de-risking* di investasi energi terbarukan yang belum maksimal.
- Terbatasnya sumber pendanaan bunga rendah dan tenor jangka panjang.
- Risiko *off-take* dari PLN di mana perubahan kebijakan dan dukungan pemerintah kepada PLN dapat mempengaruhi peringkat kelayakan keuangan PLN.
- Risiko transaksional seperti perubahan nilai tukar rupiah terhadap valuta asing. Hal ini dapat mempengaruhi tingkat pengembalian dalam struktur pembiayaan dari pengembang EBT.

d. Kapabilitas:

- Terbatasnya penguasaan teknologi dalam negeri untuk energi terbarukan, di mana masih banyak komponen yang harus di impor.
- Kualitas penyiapan proyek yang belum mengedepankan perspektif peminjam untuk memperoleh pendanaan.
- Risiko perubahan struktur biaya modal yang diakibatkan oleh kualitas pengelolaan konstruksi yang kurang memadai.

Secara khusus, proyek PHS memiliki karakteristik risiko-risiko yang berdampak pada pembiayaan. Berikut adalah pemetaan dan penjelasan atas risiko investasi PHS.

Bagan 5. Ilustrasi Risiko Investasi PHES



Tabel 22. Risiko Pembangunan PHES

Faktor Pembangunan PHES	Tipikal Profil Risiko Yang Ditimbulkan
Sponsor	Tanpa sponsor yang kuat, tidak ada pihak yang dapat membantu bila terjadi <i>cost overruns</i> .
Pemerintah	<ul style="list-style-type: none"> • Masalah perizinan. • Masalah perubahan tarif. • Masalah lahan (seperti isu pembebasan atau Izin Pinjam Pakai Kehutanan)
Konsultan Penyiapan Proyek	<ul style="list-style-type: none"> • Banyak yang <i>Small and Medium Class</i>. • Jika <i>Feasibility Study</i> kurang komprehensif, maka probabilitas perubahan desain dan <i>cost overrun</i> dapat meningkat.
Kontraktor	<ul style="list-style-type: none"> • Pekerjaan sipil yang ekstensif. • Periode konstruksi relatif panjang. • Kurangnya kemampuan untuk menangani <i>cost overruns</i>.

Faktor Pembangunan PHES	Tipikal Profil Risiko Yang Ditimbulkan
<i>Machine Supplier</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Supplier</i> handal dalam negeri tersedia, kecuali untuk bagian turbin dan generator. • Beberapa proyek semisal pembangunan gardu induk, tertunda pengoperasiannya meski Gardu telah dibangun karena jaringan transmisi belum terbangun
<i>Water Supply</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Isu keberlanjutan level debit air (curah hujan, dll). • Isu <i>water catchment area</i>. • Jika akses lokasi sulit, maka itu mempengaruhi konstruksi. • Risiko geoteknik.
Operator	Dibutuhkan upaya <i>maintenance</i> yang konsisten.
<i>Off-taker</i>	Perusahaan Listrik Negara (PLN) bertindak sebagai monopsonis.

Mengatasi risiko pembiayaan PHES sangat penting untuk memastikan kelangsungan dan keberhasilan investasi dalam teknologi ini. Dengan mengatasi risiko pembiayaan, investor dapat meminimalkan risiko kehilangan modal atau menghadapi tekanan keuangan yang berat. Hal ini penting untuk menjaga stabilitas keuangan perusahaan dan menjaga kelangsungan operasional PHS. Selain itu, akan lebih mudah bagi perusahaan dan pengembang untuk memperoleh modal yang dibutuhkan untuk memulai atau memperluas proyek PHES. Ini akan mendorong inovasi, pengembangan teknologi, dan menciptakan lapangan kerja di sektor energi terbarukan.

Potensi Investor

Analisis potensi investor dilakukan berdasarkan pemetaan atas karakteristik dan risiko investasi PHES, sehingga dapat diperkirakan jenis investor yang sesuai untuk mendanai PHES. Investasi PHES memiliki beberapa karakteristik yang membedakannya dari jenis investasi energi lainnya, di antaranya adalah sebagai berikut:

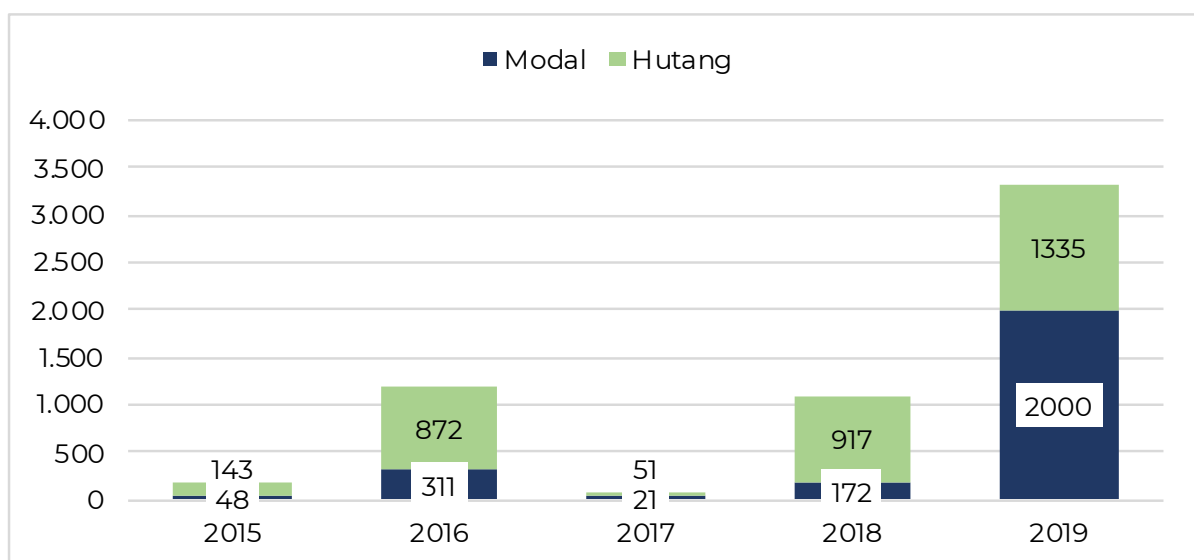
Tabel 23. Karakteristik Unik dalam Investasi PHES

Kebutuhan Pendanaan Fase Awal Tinggi.	Biaya investasi yang relatif tinggi sehingga memerlukan modal yang besar untuk membangun fasilitas yang kompleks, termasuk pembangunan <i>reservoir</i> , saluran air, turbin, dan generator.
--	---

Skala Investasi	Investasi PHES pada umumnya membutuhkan area yang luas untuk membangun waduk dan saluran air. Karena itu, investasi ini biasanya dilakukan oleh perusahaan besar atau konsorsium perusahaan yang memiliki sumber daya dan kemampuan untuk mengelola proyek yang skala besarnya.
Investasi Jangka Panjang	Investasi PHES memiliki siklus hidup yang panjang. Fasilitas ini dapat bertahan selama puluhan hingga ratusan tahun dengan pemeliharaan yang tepat. Oleh karena itu, investasi PHS memerlukan analisis risiko yang teliti dan manajemen proyek yang baik.
Hybrid Dengan Sumber EBT Lain	PHES adalah jenis penyimpanan energi yang sangat cocok untuk dikombinasikan dengan sumber EBT seperti energi surya dan angin. Hal ini karena sumber EBT memiliki fluktuasi dalam produksi energi yang tidak dapat diprediksi. Dengan adanya PHES, energi yang diproduksi oleh sumber energi terbarukan dapat disimpan dan digunakan saat diperlukan.

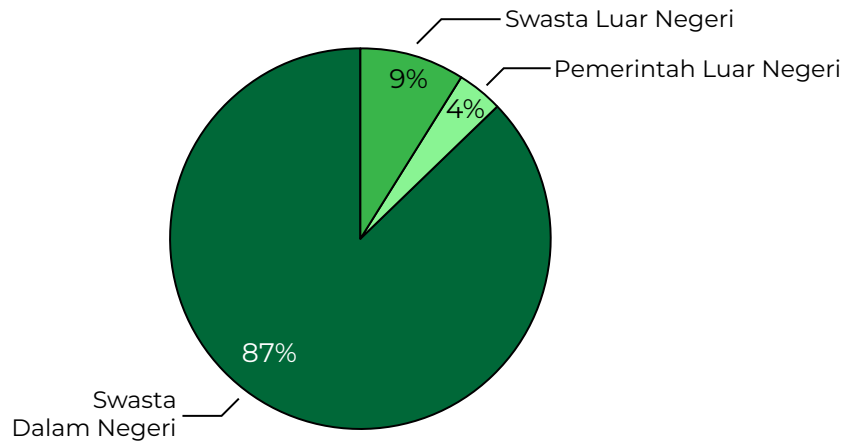
Melalui analisis *Climate Policy Initiative* (CPI), dengan karakteristik investasi PHES di atas, tren pembiayaan PLTA skala besar pada tahun 2015-2019 didominasi oleh instrumen utang (Bagan 6).

Bagan 6. Realisasi Pembiayaan PLTA Skala Besar Selama 2015-2019 (juta Dolar Amerika Serikat)



Berdasarkan Bagan 6, pembiayaan PLTA skala besar (>10 MW) didominasi oleh utang komersial (dengan akumulasi utang sebesar USD 3,3 milyar selama 2015-2019), disusul penanaman modal atau *equity* (dengan akumulasi sebesar USD 2,5 milyar selama periode yang sama). Apabila ditinjau dari sumber pendanaan, terdapat beberapa sumber pendanaan PLTA skala besar (Bagan 7).

Bagan 7. Porsi Sumber Pendanaan PLTA Skala Besar Selama 2015-2019



Dengan data ini, dapat disimpulkan bahwa ada *appetite* dari bank komersial untuk mendanai proyek EBT di Indonesia, khususnya pada PLTA skala besar. Adanya keterlibatan bank komersial ini menandakan bahwa PLTA layak untuk dibiayai, dengan realisasi pembiayaan sebesar 87% dari total pembiayaan PLTA selama 5 tahun (2015-2019). Selain itu, peran lembaga keuangan internasional juga penting, baik dari lembaga keuangan pembangunan maupun swasta dengan adanya aliran dana ke proyek PLTA di Indonesia.

Berdasarkan karakteristik investasi PHES, dapat disimpulkan bahwa potensi investor PHES dapat mencakup investor swasta, bank komersial dan publik, serta bank pembangunan. Keseluruhan investor akan mempertimbangkan tingkat kelayakan keuangan proyek. Namun untuk bank pembangunan dan pemerintah, fokus pada dampak sosial ekonomi lebih diutamakan sehingga besaran tingkat suku bunga pinjaman dapat ditekan. Investor swasta dan bank komersial akan mengevaluasi potensi keuntungan dan tingkat pengembalian investasi (ROI) dari proyek PHES. Hal ini termasuk analisis biaya dan manfaat, proyeksi pendapatan dari penjualan listrik, dan kestabilan keuangan jangka panjang proyek. Bagan 8 adalah gambaran perbedaan fokus pembiayaan antara investor.

Bagan 8. Fokus Pembiayaan Berdasarkan Sumber Pendanaan



Perbedaan antara bank komersial dan bank pembangunan terletak pada peran, tujuan, dan sasaran utama mereka. Pada aspek Fokus Utama, berikut merupakan perbedaan mendasar antara kedua jenis bank tersebut.

- **Bank Komersial** berfokus pada kegiatan bisnis dan layanan perbankan yang bertujuan untuk memperoleh keuntungan. Mereka menawarkan berbagai layanan keuangan kepada nasabah, seperti membuka rekening tabungan dan giro, memberikan pinjaman, serta menyediakan produk dan layanan perbankan lainnya.
- **Bank Pembangunan** memiliki fokus utama pada pembiayaan proyek-proyek pembangunan dan pertumbuhan ekonomi. Mereka mendukung sektor-sektor strategis dalam perekonomian dengan menyediakan pinjaman jangka panjang, pendanaan infrastruktur, dan program pengembangan ekonomi yang berkelanjutan.

Sementara pada aspek Kepemilikan, berikut merupakan perbedaan mendasar antara kedua jenis bank tersebut.

- **Bank Komersial** dimiliki oleh pihak swasta (baik itu individu, kelompok perusahaan, atau investor institusional). Mereka dijalankan untuk mendapatkan keuntungan bagi pemiliknya.
- **Bank Pembangunan** biasanya dimiliki oleh pemerintah atau badan-badan publik lainnya. Mereka bertindak sebagai agen pembangunan ekonomi dan sosial negara.

Sementara pada aspek Sumber Pendanaan, berikut merupakan perbedaan mendasar antara kedua jenis bank tersebut.

- **Bank Komersial** mengumpulkan dana dari nasabah melalui simpanan, pinjaman, dan investasi lainnya. Mereka juga dapat memperoleh pendanaan melalui pasar keuangan dengan menerbitkan obligasi atau saham.
- **Bank Pembangunan** biasanya memperoleh pendanaan dari pemerintah atau lembaga multilateral (seperti bank pembangunan regional atau lembaga keuangan internasional). Mereka juga dapat menerbitkan obligasi dan menerima dana dari sumber-sumber eksternal.

Sementara pada aspek Tujuan dan Sasaran, berikut merupakan perbedaan mendasar antara kedua jenis bank tersebut:

- Tujuan utama **Bank Komersial** adalah menghasilkan keuntungan bagi pemiliknya. Mereka beroperasi dalam pasar bebas dengan tujuan untuk memberikan layanan keuangan yang memenuhi kebutuhan nasabah dan mencapai hasil keuangan yang menguntungkan.
- **Bank Pembangunan** bertujuan untuk mendorong pertumbuhan ekonomi, mengurangi kesenjangan ekonomi, dan memfasilitasi pembangunan infrastruktur. Mereka fokus pada pendanaan proyek-proyek pembangunan jangka panjang dan program-program yang mendukung pembangunan ekonomi negara.

Sementara pada aspek Regulasi dan Pengawasan, berikut merupakan perbedaan mendasar antara kedua jenis bank tersebut:

- **Bank Komersial** tunduk pada regulasi dan pengawasan otoritas perbankan nasional di negara tempat mereka beroperasi. Mereka harus mematuhi ketentuan keuangan dan peraturan perbankan yang berlaku.
- **Bank Pembangunan** juga tunduk pada regulasi dan pengawasan pemerintah, tetapi lebih fokus pada kebijakan dan regulasi yang berkaitan dengan pembangunan ekonomi dan sosial.

Meskipun ada perbedaan dalam fokus dan tujuan mereka, bank komersial dan bank pembangunan saling melengkapi dalam sistem keuangan suatu negara. Bank komersial menyediakan layanan perbankan sehari-hari kepada masyarakat, sementara bank pembangunan mendukung pertumbuhan ekonomi jangka panjang dan infrastruktur negara. Berdasarkan tujuan investasi, Bagan 9 menggambarkan perbedaan fokus pembiayaan dan besaran investasi dari bank komersial dan bank pembangunan.

Bagan 9. Pemetaan Tujuan Investasi Bank Komersial dan Bank Pembangunan



Berdasarkan tingkat kelayakan proyek PHES (yang mengacu pada proyek Upper Cisokan dengan FIRR sebesar 12% dan investasi jangka panjang), potensi investor terbesar adalah pemerintah melalui *investment arm* milik pemerintah dan bank pembangunan. Hal ini dimungkinkan karena keduanya adalah institusi publik yang tidak hanya fokus pada pengembalian keuangan, tapi juga fokus pada dampak sosial dan ekonomi yang besar pada suatu proyek.

Apabila pada proyek PHES lain, angka FIRR lebih tinggi dan *spread margin* dengan WACC juga tinggi, maka bank komersial akan tertarik untuk memberikan pendanaan, tergantung pada masa investasi (yang jika semakin pendek, maka bank komersial akan semakin tertarik).

Peranan pemerintah sangat dibutuhkan untuk dapat mengundang investasi dari investor swasta dan bank komersial untuk meningkatkan tingkat kelayakan proyek dan dukungan fiskal/ non-fiskal yang dapat membuat investor tertarik berinvestasi di PHES. Usulan mengenai bentuk dukungan pemerintah akan disampaikan setelah ini.

Usulan Skema Pembiayaan PHES

Pertimbangan usulan skema pembiayaan PHES sebaiknya disesuaikan dengan tingkat kelayakan keuangan dan ekonomi dari masing-masing proyek, karena setiap proyek PHS memiliki tantangan, hambatan dan karakteristik investasi tersendiri. Matriks di bawah dapat dijadikan rujukan untuk menentukan skema pembiayaan PHS berdasarkan tingkat kelayakan keuangan dan ekonomi.

Bagan 10. Pemetaan Pilihan Skema Pembiayaan PHES

	Kelayakan Proyek	Skema Pembiayaan	Modalitas
1	Layak Secara Ekonomi tetapi Tidak Layak Skala Finansial	<div style="background-color: #d9e1f2; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Pemerintah</div> <div style="background-color: #c6e0b4; padding: 2px;">Pemerintah</div>	APBN
2	Layak Secara Ekonomi & Finansial Marjinal	<div style="background-color: #d9e1f2; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Swasta</div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="background-color: #c6e0b4; padding: 2px; width: 45%;">Pemerintah</div> <div style="background-color: #c6e0b4; padding: 2px; width: 45%;">Swasta</div> </div>	KPBU Dengan Dukungan Pemerintah
3	Layak Secara Ekonomi dan Finansial	<div style="background-color: #d9e1f2; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">Swasta</div> <div style="background-color: #c6e0b4; padding: 2px;">Swasta</div>	PPP Reguler/ Business to Business (B-to-B)
4	Layak Secara Ekonomi tetapi Tidak Layak Secara Finansial	<div style="background-color: #d9e1f2; padding: 2px; margin-bottom: 2px;">BUMN/BUMD</div> <div style="background-color: #c6e0b4; padding: 2px;">BUMN/BUMD</div>	Penugasan dengan Jaminan Pemerintah

Operasi dan Pemeliharaan
 Konstruksi

Bagan 10 menjelaskan pilihan skema pembiayaan untuk PHS. **Layak Secara Ekonomi, Tetapi Tidak Layak Skala Finansial.** Untuk proyek yang layak secara ekonomi tapi tidak layak skala finansial, proyek tersebut akan dibiayai, dibangun dan dikelola oleh pemerintah. Proyek yang dibangun melalui APBN seperti ini ditujukan hanya untuk proyek yang layak secara ekonomi, dan disertai beberapa tujuan khusus (antara lain pembangkit listrik yang strategis guna memenuhi kebutuhan energi nasional, termasuk EBT dalam rangka mencapai target perubahan iklim).

Layak Secara Ekonomi, Tetapi Layak Finansial Marginal. Proyek PHES yang layak secara ekonomi, tetapi layak finansial marginal (atau tingkat kelayakan keuangan kurang atraktif bagi investor swasta, karena *spread* antara FIRR dan WACC terbatas) dapat menggunakan skema KPBU dengan dukungan pemerintah untuk meningkatkan kelayakan proyek. Skema KPBU memungkinkan pembagian risiko antara pemerintah dan sektor swasta. Risiko keuangan, operasional, dan konstruksi dapat dialokasikan secara adil sesuai dengan perjanjian kontrak. Ini membantu mengurangi risiko finansial yang ditanggung pemerintah dan mendorong tanggung jawab yang lebih baik dari pihak swasta dalam mengelola risiko.

Layak Secara Ekonomi dan Finansial: Proyek yang layak secara ekonomi dan finansial (ditandai dengan *rate* FIRR yang atraktif bagi investor swasta) dilaksanakan melalui skema *business-to-business*, yaitu konstruksi, operasional, dan pengelolaan dilaksanakan oleh perusahaan swasta. Skema pendanaan untuk proyek seperti ini lebih fleksibel dan dapat mengakses pinjaman bank komersial.

Layak Secara Ekonomi, Tetapi Tidak Layak Secara Finansial: Pada proyek yang layak secara ekonomi tapi tidak layak secara finansial, skema pendanaan dapat menggunakan penugasan pada BUMN/ BUMD dengan dukungan fiskal pemerintah (melalui Penanaman Modal Negara (PMN) atau penerusan pinjaman lunak dari bank pembangunan dari negara) sehingga memungkinkan adanya pembagian risiko yang ditanggung negara dan BUMN/BUMD.

Pilihan instrumen pembiayaan tergantung pada kondisi pasar keuangan, regulasi pemerintah, dan kebutuhan spesifik proyek PHES. Kombinasi dari beberapa instrumen pembiayaan juga dapat digunakan untuk memenuhi kebutuhan pembiayaan yang kompleks.

Usulan Insentif yang Idealnya Disediakan Pemerintah

Secara umum, kelayakan finansial dari suatu proyek infrastruktur akan tinggi ketika (1) profitnya tinggi (karena pendapatan operasionalnya tinggi dan/atau biaya operasionalnya rendah), (2) biaya modalnya rendah, (3) tingkat suku bunga pinjamannya rendah, dan/atau (4) tingkat pengembalian modal yang diharapkan penanam modalnya rendah. Berdasarkan prinsip-prinsip dasar ini, maka berikut beberapa insentif yang monograf ini usulkan supaya proyek PHES di Indonesia menjadi lebih layak dan atraktif secara finansial.

Untuk menjamin profitabilitas. Tarif jual listrik (yang didapat operator PHES) dipasang minimal 33% lebih tinggi daripada tarif beli listrik (yang dibayar operator PHES), dengan asumsi *roundtrip efficiency* (RTE) dari PHES adalah 75%. Berhubung RTE PHES adalah 75%, maka listrik yang dapat diproduksi (atau dapat dijual) PHES adalah 75% dari besar listrik yang terpakai untuk memompa (*charging*) PHES. Dengan kata lain, listrik yang dibutuhkan untuk memompa (*charging*) PHES adalah 133% dari listrik yang mau diproduksi (atau dijual) PHES. Operator PHES menghadapi dua tarif listrik, yakni tarif beli terhadap listrik yang dipakai untuk memompa PHES dan tarif jual terhadap listrik yang diproduksi atau dijual PHES. Agar profit tercapai, tarif jual listrik harus minimal 33% lebih tinggi daripada tarif beli listrik. Agar perbedaan tarif jual dan beli listrik dapat sebesar itu, pemerintah diharapkan menyediakan (1) peraturan harga jual listrik terendah bagi PHES, (2) peraturan harga beli listrik tertinggi bagi PHES, dan/atau (3) subsidi tarif untuk operator PHES.

Untuk membuat biaya modal rendah. *Viability Gap Fund* (VGF) yang dikelola Kementerian Keuangan dipakai untuk memotong biaya modal dari berbagai proyek PHES yang memiliki kelayakan ekonomi namun belum memiliki kelayakan finansial. VGF dapat diberikan dalam wujud tunai. Contoh bahwa VGF dapat memotong biaya modal adalah VGF dipakai untuk membeli lahan yang dibutuhkan untuk proyek PHES.

Untuk membuat bunga pinjaman rendah. Pemerintah diharapkan dapat memberikan (1) subsidi bunga pinjaman bagi proyek PHES, dan/atau (2) penyediaan dana garansi infrastruktur supaya *perceived risk* yang dipersepsikan oleh calon peminjam dana bagi proyek PHES dapat berkurang (yang kemudian tercerminkan dari bunga pinjaman yang rendah). Selain itu, Pemerintah juga dapat memberikan (3) fasilitas hibah penyiapan proyek untuk menyusun dokumen studi kelayakan yang sesuai dengan standar internasional, termasuk standar lingkungan dan sosial. Hal ini diperlukan untuk dapat mengakses sumber pendanaan bunga rendah dan jangka panjang seperti dari lembaga keuangan bilateral dan multilateral.

Untuk membuat *expected equity return* rendah. Pemerintah dapat menawarkan suatu bentuk kerjasama antara pihak pemerintah dan pihak swasta. Dengan asumsi bahwa pemerintah tidak mengharapkan mendapatkan dividen dari SPV yang menjalankan proyek PHES, maka SPV tersebut dapat ditoleransi untuk menghasilkan dividen (atau *expected equity return*) dengan tingkat yang lebih rendah, meski total modal gabungan yang ditanamkan (oleh kedua pihak) dapat besar.

Pemerintah harus memperhatikan aspek perpajakan di dalam proyek PHES, karena perpajakan mempengaruhi perhitungan kelayakan keuangan suatu proyek infrastruktur secara umum. Selain itu, pemerintah harus terbuka untuk beberapa kemungkinan pembiayaan yang bersifat non-konvensional. Misalnya, pemerintah membuat regulasi yang membebaskan dana-dana kuasi-pemerintah yang berskala besar (seperti dana LPDP, BPJS, LPS, dan/atau dana pensiun ASN) untuk dipinjamkan atau ditanam ke proyek-proyek PHES. *Risk appetite* dana-dana tersebut mungkin lebih cocok untuk proyek PHES yang bersifat jangka panjang.

Pembiayaan non-konvensional lainnya adalah platform investasi yang bersifat lebih fleksibel (seperti *crowdlending* dan/atau *crowdfunding*) untuk membiayai proyek PHES. Keuntungan mendapatkan modal dari banyak pihak secara massal dapat dianalogikan sebagai berikut. Dalam Skenario A, suatu proyek PHES gagal mengembalikan sejumlah uang besar dari sebuah peminjam institusional. Dalam Skenario B, suatu proyek PHES gagal mengembalikan sejumlah uang besar dari banyak sekali peminjam individual kecil, di mana setiap peminjam ini hanya menaruh uang dalam jumlah sedikit. Derajat permasalahan akuntabilitas di Skenario A akan lebih besar daripada di Skenario B.

Disamping insentif fiskal, pengembangan PHES di Indonesia juga perlu didukung oleh insentif non-fiskal dari Pemerintah. Dukungan melalui opsi insentif non fiskal ini akan membantu menciptakan lingkungan yang kondusif bagi pengembangan PHES dan meningkatkan kontribusinya dalam mendukung transisi menuju energi yang lebih berkelanjutan. Berikut adalah opsi insentif non-fiskal yang dapat diberikan.

- a. Pembebasan Izin dan Perizinan.** Pemerintah dapat menyederhanakan proses perizinan dan memberikan fasilitasi khusus bagi proyek PHES. Pembebasan atau percepatan dalam izin lingkungan, izin lokasi, atau perizinan lainnya dapat membantu mengurangi hambatan birokrasi yang mungkin dihadapi oleh proyek PHES.
- b. Riset dan Pengumpulan Data.** Dukungan dalam pengumpulan data dan riset mengenai potensi sumber daya air dan lokasi yang potensial untuk PHES akan membantu identifikasi lokasi yang optimal untuk pembangunan proyek. Data yang komprehensif akan membantu pengembang membuat keputusan yang lebih baik dalam mengembangkan proyek PHES.
- c. Kolaborasi dan Kemitraan.** Pemerintah dapat memfasilitasi kolaborasi dan kemitraan antara sektor publik dan swasta dalam pengembangan proyek PHES. Ini dapat mencakup forum diskusi, pertemuan, atau platform lainnya yang memungkinkan para pemangku kepentingan untuk berbagi pengetahuan, pengalaman, dan sumber daya.

Contoh Tingkat Kelayakan Keuangan Proyek Upper Cisokan PHS

Seseorang menanam modal hanya Rp 25.000 di dalam suatu proyek PHES (di mana besar uang ini setara dengan biaya makan satu porsi di Jakarta). Ada 10 juta orang yang juga melakukan hal serupa. Mereka menanamkan modal mereka lewat suatu aplikasi crowdfunding ternama. Totalnya, mereka menanam Rp 250 milyar atau sekitar USD 17,24 juta. Seperti disampaikan di dalam analisis struktur biaya PHES, biaya modal per MW di dalam proyek PHES adalah USD 788.462. Dengan USD 17,24 juta, mereka dapat membiayai modal pembangunan suatu proyek PHES dengan kapasitas 21,86 MW.

- Sebagai perbandingan, besar PHES terkecil saat ini adalah 13 MW di Jerman. Saat ini, Shell Energy bereksperimen untuk membuat PHES dengan skala 5 MW.
- Selain itu, angka 10 juta orang adalah angka yang realistis. Sebagai perbandingan, jumlah pengguna aplikasi BNI Mobile Banking per pertengahan 2021 adalah 9 juta nasabah²³, sementara masih banyak bank lain (utamanya Himbara) yang juga memiliki aplikasi mobile banking dengan jumlah nasabah yang mungkin tak jauh berbeda.

Selain insentif agar kelayakan finansial dari proyek PHES meningkat, pasar juga mengharapkan agar pemerintah mempersiapkan berbagai upaya mitigasi untuk menyikapi beberapa permasalahan non-finansial yang mungkin dihadapi proyek PHES. Pemetaan masalah non-finansial di dalam proyek PHES dan usulan mitigasinya akan dibahas di dalam bagian penutup di akhir monograf.

²³ Nida Sahara, "Didukung 63 Juta Nasabah, BNI Terus Perkuat Digitalisasi," *Investor.id*, (2021), <https://investor.id/finance/256499/didukung-63-juta-nasabah-bni-terus-perkuat-digitalisasi>.

Dampak Pembangunan *Pumped Storage* di Indonesia

Sekilas Mata Rantai Industri

Diambil dari suatu laporan *US Department of Energy*²⁴, Tabel 24 menceritakan gambaran rata-rata dari perincian komponen dari biaya modal (*capex*) dari sebuah proyek *closed-loop* (atau *off-river*) PHES, di luar biaya pembebasan lahan. Meskipun gambaran ini mewakili rerata global (yang terdiri dari negara maju dan berkembang), monograf ini mengasumsikan bahwa kondisi di Indonesia (yang adalah negara berkembang) tidak jauh dari rerata global. Sekitar 67% dari biaya modal PHES adalah untuk pekerjaan sipil, 26% untuk peralatan, dan 7% untuk desain dan *engineering*.

Tabel 24. Perincian Tipikal dari Biaya Modal dalam Suatu Proyek *Off-River* PHES

Kelompok Biaya	Komponen Biaya	Proporsi	Deskripsi
<i>Engineering</i>	Desain/ <i>engineering</i>	7%	Perencanaan, desain, dan rekayasa teknik untuk lokasi fitur/ komponen utama.
Pekerjaan Sipil	Persiapan Situs	6%	Penilaian geologis, persiapan pondasi, dan penyediaan akses ke situs.
Pekerjaan Sipil	<i>Reservoir</i> Atas	16%	Pembangunan <i>reservoir</i> untuk menyimpan badan air di atas.
Pekerjaan Sipil	<i>Reservoir</i> Bawah	16%	Pembangunan <i>reservoir</i> untuk menyimpan badan air di bawah.
Pekerjaan Sipil	<i>Water Conveyance</i>	12%	Infrastruktur untuk memindahkan air antara <i>reservoir</i> .
Pekerjaan Sipil	<i>Powerhouse</i>	8%	Infrastruktur yang menyimpan turbin, generator, <i>balance-of-system</i> , dan kontrol.
Pekerjaan Sipil	Interkoneksi Transmisi	9%	Infrastruktur (berserta peralatan elektrik) untuk menyalurkan hasil listrik ke <i>grid</i> .
Peralatan	<i>Ancillary Plant (Mechanical)</i>	5%	Peralatan mekanis pelengkap bukan penghasil listrik: pelumas, pendingin, dll.
Peralatan	<i>Ancillary Plant (Electrical)</i>	4%	Peralatan elektrik pelengkap bukan penghasil listrik: <i>software</i> kendali, dll.
Peralatan	<i>Powertrain</i>	11%	Peralatan mekanis (turbin) dan elektrik (generator) untuk menghasilkan listrik.
Peralatan	<i>Switchyard & Substation</i>	6%	Pengubah tegangan rendah ke tegangan tinggi, sebelum listrik masuk ke <i>grid</i> .
Total	Total	100%	

²⁴ US Department of Energy, "Pumped Storage Hydropower FAST Commissioning Technical Analysis," Washington DC: US Department of Energy, (2020).

Mengacu kepada estimasi pembiayaan PHES sebelumnya, seandainya PHES Upper Cisokan adalah *off-river* PHES, maka total biayanya (termasuk biaya lahan) adalah USD 820 juta dan biaya lahannya sendiri adalah USD 40 juta. Dengan kata lain, dalam proyek *off-river* PHES, biaya lahan diasumsikan rata-rata sebesar 4,88% atau dibulatkan menjadi 5% dari total biaya.

Berdasarkan estimasi yang dilakukan di pada analisis struktur biaya, total kebutuhan investasi (termasuk biaya pembebasan lahan) untuk membangun armada *off-river* PHES yang dibutuhkan Indonesia untuk mencapai NZE di 2060 adalah USD 28.373,07 juta. Jika biaya lahan diasumsikan sebesar 5% dari total biaya, maka total kebutuhan investasinya (tanpa biaya lahan) adalah USD 26.954,42 juta. Jika angka USD 26.954,42 juta ini diaplikasikan ke dalam Tabel 24, maka didapatkanlah suatu perincian dari kebutuhan investasi PHES yang dibutuhkan Indonesia (di Tabel 25).

Tabel 25. Perincian Kebutuhan Investasi dari Semua Proyek Off-River PHES yang Dibutuhkan Indonesia

Kelompok Biaya	Komponen Biaya	Proporsi	Kebutuhan Investasi (juta Dolar Amerika Serikat)
<i>Engineering</i>	<i>Desain/engineering</i>	7%	1.886,81
Pekerjaan Sipil	Persiapan Situs	6%	1.617,27
Pekerjaan Sipil	<i>Reservoir Atas</i>	16%	4.312,71
Pekerjaan Sipil	<i>Reservoir Bawah</i>	16%	4.312,71
Pekerjaan Sipil	<i>Water Conveyance</i>	12%	3.234,53
Pekerjaan Sipil	<i>Powerhouse</i>	8%	2.156,35
Pekerjaan Sipil	Interkoneksi Transmisi	9%	2.425,90
Peralatan	<i>Ancillary Plant (Mechanical)</i>	5%	1.347,72
Peralatan	<i>Ancillary Plant (Electrical)</i>	4%	1.078,18
Peralatan	<i>Powertrain</i>	11%	2.964,99
Peralatan	<i>Switchyard & Substation</i>	6%	1.617,27
Total	Total	100%	26.954,42

Perekonomian Indonesia dapat dibagi secara sektoral. Taksonomi yang dianut di dalam Tabel Input-Output mempunyai 3 versi, yakni versi 9 sektor, versi 17 sektor, atau versi 185 sektor. Berbagai komponen biaya di Tabel 25 dapat diselaraskan dengan taksonomi sektoral di perekonomian sebagai berikut.

Tabel 26. Reklasifikasi Komponen Biaya PHES ke dalam Taksonomi Sektoral Perekonomian

Komponen Biaya	Menurut Taksonomi 185 Sektor	Menurut Taksonomi 17 Sektor
<i>Desain/engineering</i>	Jasa profesional, ilmiah, dan teknis	Jasa Perusahaan
Persiapan Situs	Jalan, jembatan, dan pelabuhan	Konstruksi
<i>Reservoir Atas</i>	Bangunan lainnya	Konstruksi

Komponen Biaya	Menurut Taksonomi 185 Sektor	Menurut Taksonomi 17 Sektor
<i>Reservoir Bawah</i>	Bangunan lainnya	Konstruksi
<i>Water Conveyance</i>	Bangunan dan instalasi listrik	Konstruksi
<i>Powerhouse</i>	Bangunan dan instalasi listrik	Konstruksi
Interkoneksi Transmisi	Mesin listrik dan perlengkapannya	Industri Pengolahan
<i>Ancillary Plant (Mechanical)</i>	Perlengkapan listrik lainnya	Industri Pengolahan
<i>Ancillary Plant (Electrical)</i>	Perlengkapan listrik lainnya	Industri Pengolahan
<i>Powertrain</i>	Mesin pembangkit dan motor listrik	Industri Pengolahan
<i>Switchyard & Substation</i>	Mesin listrik dan perlengkapannya	Industri Pengolahan

Perincian kebutuhan investasi di Tabel 25 dapat dibahasakan ulang ke dalam bahasa sektoral perekonomian, yang diringkas di dalam Tabel 26 berikut. Menurut taksonomi 17 sektor, pembangunan armada PHES di Indonesia akan berdampak langsung kepada tiga sektor, yakni Jasa Perusahaan, Konstruksi, dan Industri Pengolahan. Urutan implementasi proyek PHES memang umumnya dimulai di Jasa Perusahaan, diikuti oleh Konstruksi, yang kemudian dilengkapi dengan instalasi peralatan-peralatan yang diproduksi oleh Industri Pengolahan.

Tabel 27. Perincian Kebutuhan Investasi PHES Menurut Sektor Perekonomian

Sektor Tujuan Investasi	Kebutuhan Investasi		Perincian Tujuan
	(USD juta)	(IDR milyar)	
Jasa Perusahaan	1.886,81	27.358,74	Desain/ <i>engineering</i> PHES.
Konstruksi	15.633,57	226.686,70	Persiapan situs PHES, <i>reservoir</i> atas, <i>reservoir</i> bawah, <i>water conveyance</i> , dan <i>powerhouse</i> .
Industri Pengolahan	9.434,05	136.793,70	Interkoneksi transmisi, <i>ancillary plant (mechanical)</i> , <i>ancillary plant (electrical)</i> , <i>powertrain</i> , <i>switchyard</i> , dan <i>substation</i> .
Total	26.954,42	390.839,13	Total

Berdasarkan Tabel 27, sekitar 58% dari kebutuhan investasi yang Indonesia butuhkan dalam membangun armada PHES akan dilakukan di Sektor Konstruksi, disusul di sektor Industri Pengolahan (sekitar 35%), dan terakhir di sektor Jasa Perusahaan (sekitar 7%). Tabel 27 ini (yang sudah mengeluarkan biaya pembebasan lahan) akan dijadikan rujukan *shock* utama di dalam simulasi dampak pembangunan armada PHES di Tabel Input-Output.

Metode Kuantitatif Pengukuran Dampak: Tabel *Input-Output*

Dalam monograf ini, istilah "dampak ekonomi" merujuk pada pengaruh terhadap perekonomian secara keseluruhan, khususnya pada besaran ekonomi secara agregat yang disebabkan oleh aktivitas suatu sektor perekonomian. Analisis dampak ekonomi ini menggunakan model pengganda atau *multiplier* ekonomi dalam skala nasional, yang dihasilkan dari Tabel Input Output (Tabel IO) Nasional tahun 2016 yang dipublikasikan oleh Badan Pusat Statistik (BPS) pada tahun 2021. Model ini secara umum dapat menjelaskan bagaimana dampak dari aktivitas sektor tertentu, baik secara langsung (*first-round effect*) maupun secara tidak langsung (melibatkan *second-round effect*, *third-round effect*, dan seterusnya) terhadap perekonomian. Pada dasarnya, kegiatan suatu sektor perekonomian tidak dapat berdiri sendiri, melainkan memiliki keterkaitan dengan sektor-sektor perekonomian lainnya.

Secara sederhana, tabel Input Output (Tabel IO) menyajikan informasi tentang transaksi barang dan jasa, serta hubungan saling keterkaitan antara berbagai unit kegiatan ekonomi pada waktu tertentu. Tabel IO disajikan dalam bentuk tabel, di mana baris menunjukkan alokasi output dari setiap kegiatan ekonomi, sementara kolom menunjukkan penggunaan input dalam proses produksi. Sebagai model kuantitatif, tabel IO memberikan gambaran menyeluruh tentang beberapa hal, yaitu:

1. Struktur perekonomian yang mencakup struktur output dan nilai tambah dari setiap kegiatan ekonomi dalam suatu wilayah.
2. Struktur input antara (*intermediate input*), yaitu bagaimana barang dan jasa digunakan dalam proses produksi di suatu wilayah.
3. Struktur penyediaan barang dan jasa, baik yang dihasilkan dari produksi dalam negeri maupun yang berasal dari impor.
4. Struktur permintaan barang dan jasa, termasuk permintaan dari kegiatan produksi serta permintaan akhir untuk konsumsi, investasi, dan ekspor.

Pembagian antara input dan *output* dapat dilihat pada ilustrasi kerangka dasar Tabel IO pada Bagan 11.

Bagan 11. Kerangka Dasar Model *Input-Output*

		Struktur Permintaan										
		Permintaan Antara(X)			Permintaan Akhir (F)					Penyediaan		
		1	2	3	C	G	I	S	EX	X	M	
Struktur Input	Input Antara	1	X_{11}	X_{12}	X_{13}	C_1	G_1	I_1	S_1	EX_1	X_1	M_1
		2	X_{21}	X_{22}	X_{23}	C_2	G_2	I_2	S_2	EX_2	X_2	M_2
		3	X_{31}	X_{32}	X_{33}	C_3	G_3	I_3	S_3	EX_3	X_3	M_3
	Input Primer	Kuadran III										
		209	V_1	V_2	V_3	C	G	I	S	EX	X	M
	Total Input	210	X_1	X_2	X_3							

Kuadran I

- Tersusun atas komponen input antara, yaitu input-input barang dan jasa yang habis sekali proses produksi atau bertahan paling lama 1 tahun, untuk memproduksi barang dan jasa.

- X_j = nilai *output*
- X_{ij} = nilai input untuk produksi sektor j yang diambil dari *output* sektor i
- Dalam komponen ini termasuk:
 - Barang impor (kode baris: 200).
 - Pajak dikurang subsidi produk

Kuadran II

- Tersusun atas komponen permintaan akhir yang terdiri dari:
 - C (3011) = konsumsi Rumah Tangga (RT)
 - C (3012) = konsumsi Lembaga Non-Profit yang Melayani Rumah Tangga (LNRPT)
 - G (3020) = konsumsi pemerintah
 - I (3030) = belanja barang dan jasa untuk pembentukan modal tetap (investasi)
 - S (3040) = perubahan stok
 - EX (3050) = ekspor barang
 - EX (3060) = ekspor jasa

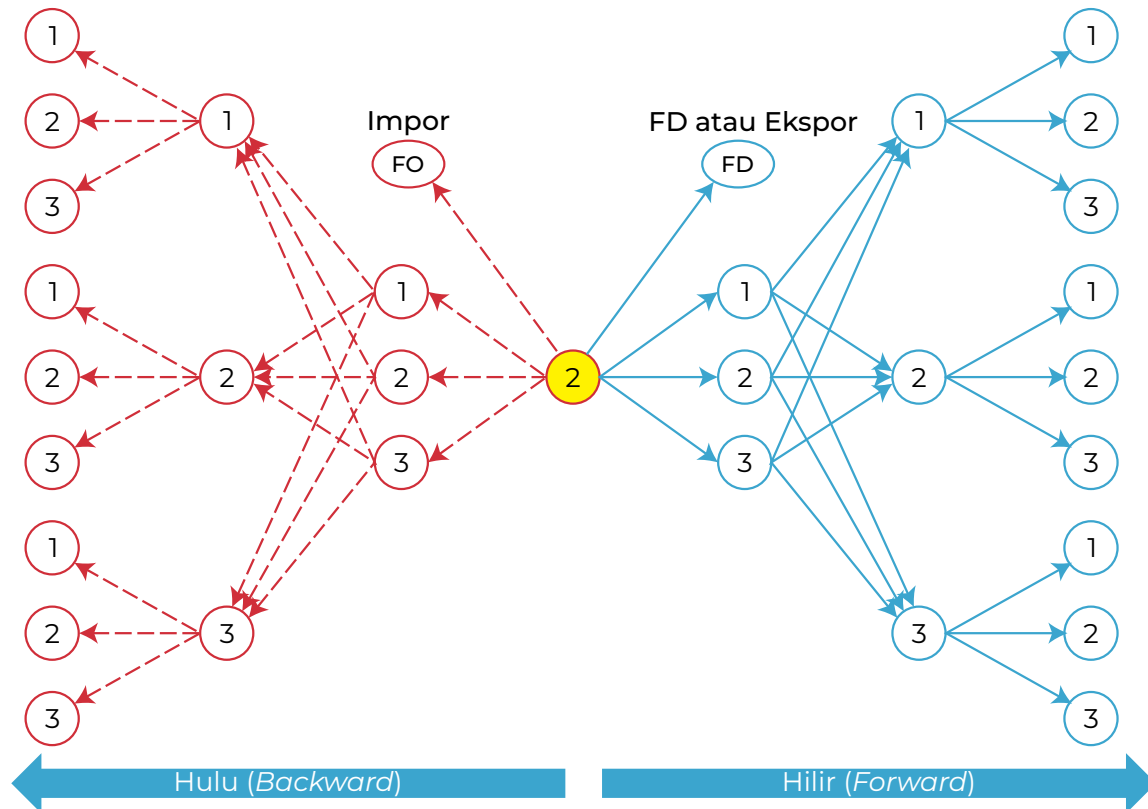
Kuadran III

- Tersusun atas komponen input primer atau balas jasa untuk faktor produksi, terdiri dari:
 - 2010: kompensasi tenaga kerja (gaji dan tunjangan)
 - 2020: surplus usaha (keuntungan kotor) atau dikenal sebagai EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization*)
 - 2030: pajak dikurang subsidi lainnya atas produksi.

Kerangka dasar Tabel IO di atas digunakan sebagai landasan untuk mengamati hubungan antara satu sektor dengan sektor-sektor ekonomi lainnya. Keterkaitan antar sektor ini dapat dihitung karena adanya hubungan timbal balik di antara mereka. Dalam model ekonomi keseimbangan pengganda dengan Tabel IO, terdapat dua jenis keterkaitan antar sektor, yaitu keterkaitan ke belakang (*backward linkage*) dan keterkaitan ke depan (*forward linkage*). *Backward linkage* adalah keterkaitan suatu sektor terhadap sektor-sektor lain yang menyumbangkan *input* kepada sektor tersebut. Sementara *forward linkage* adalah keterkaitan suatu sektor yang menghasilkan output untuk digunakan sebagai *input* bagi sektor-sektor lain.

Ilustrasi sederhana dari konsep keterkaitan antar sektor dalam Tabel IO dapat dilihat pada Bagan 12, di mana sektor 1 adalah sektor primer, 2 adalah sektor sekunder, 3 adalah sektor tersier, F0 adalah impor luar negeri, dan FD merupakan *final demand* atau ekspor. Sebagai ilustrasi, sektor Konstruksi pasti akan membutuhkan input dari berbagai sektor lain seperti besi baja, semen, pasir, dan sektor-sektor lainnya. Kemudian, sektor-sektor tersebut juga memiliki keterkaitan dengan sektor-sektor lain yang menyediakan input untuk industri-industri tersebut. Semakin panjang rantai keterkaitan antar sektor ini, maka akan semakin besar dampak yang dihasilkan.

Bagan 12. Backward and Forward Supply Chain Linkage



Dari tabel Input-output tersebut, dapat dikembangkan Model Input-Output (IO) yang digunakan untuk menganalisis hubungan antara sektor-sektor perekonomian, termasuk sektor industri dan sektor-sektor ekonomi lainnya. Dengan menggunakan model ini, dapat ditemukan *multiplier* output, nilai tambah, pendapatan, dan *multiplier* kesempatan kerja dari sektor-sektor yang sedang diteliti. Oleh sebab itu, model ini dapat digunakan untuk membuat estimasi terkait Produk Domestik Bruto (PDB), pendapatan rumah tangga, dan penciptaan lapangan kerja pada periode historis.

Untuk membekali pemahaman analisis dampak ekonomi, berikut konsep-konsep dasar tentang model Input-Output yang sering digunakan dalam kajian dampak ekonomi suatu proyek.

Lapangan Pekerjaan atau Kesempatan Kerja (*Employment*). Indikator ini menggambarkan jumlah pekerjaan yang tercipta akibat pertumbuhan ekonomi, yang berasal dari peningkatan permintaan akhir dari konsumsi, investasi, belanja pemerintah, atau ekspor. Indikator ini umum digunakan karena lebih mudah dipahami ketimbang angka-angka moneter. Namun, penambahan lapangan kerja memiliki dua batasan: tidak mencerminkan kualitas pekerja, dan tidak selalu menggambarkan penambahan “fisik” orang yang masuk pasar kerja.

Pendapatan Agregat Penduduk (*Aggregate Personal Income*). Agregat pendapatan penduduk meningkat seiring dengan kenaikan upah/gaji dan jumlah pekerja, disebabkan oleh peningkatan penerimaan usaha atau bisnis. Namun, ukuran ini terkadang lebih rendah dari dampak sebenarnya karena keuntungan usaha juga dapat dibayarkan sebagai dividen kepada penduduk. Dividen atau pendapatan penduduk selanjutnya dapat dibelanjakan untuk konsumsi barang dan jasa akhir, investasi-ulang (*reinvested*) ke bentuk bangunan, belanja barang modal dan peralatan. Tindakan ini akan menambah besar basis usaha, dan meningkatkan produksi barang dan jasa. Pada akhirnya, ini akan melahirkan sumber produksi baru atas pendapatan upah/gaji dan dividen keuntungan.

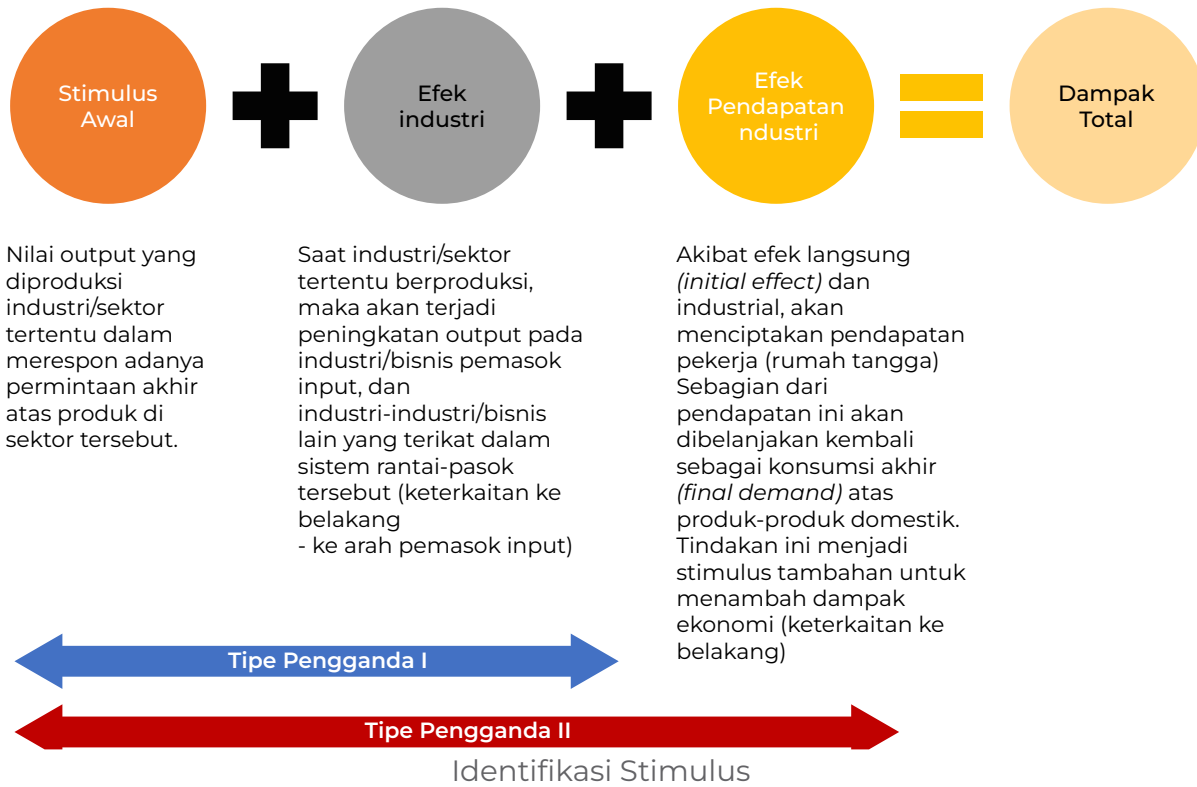
Nilai Tambah Bruto (*Gross Value Added*). Besaran ini setara dengan Produk Domestik Bruto (PDB) atau Produk Domestik Regional Bruto (PDRB) dan merupakan perluasan ukuran dari dampak pendapatan agregat penduduk. Nilai tambah bruto mencakup: pendapatan upah/gaji pekerja, laba perusahaan di wilayah studi, penerimaan pemerintah dari pajak dan bukan pajak, pengeluaran penyusutan (*depreciation*) atas barang-barang modal, dan subsidi dari pemerintah. Secara ringkas, nilai tambah bruto adalah jumlah pendapatan yang diterima oleh seluruh pelaku ekonomi dalam suatu perekonomian, termasuk pengusaha, pekerja, pemilik modal, dan pemerintah.

Dalam lingkungan perekonomian global, yang dicirikan oleh mobilitas antardaerah atau antarnegara (dari tenaga kerja, barang modal, dan asal pemilik modal), maka *value added* adalah pengukur dampak ekonomi yang berlebihan (*overestimated*) bagi area studi. Sebagian dari pendapatan pekerja dan/atau keuntungan yang dihasilkan di wilayah studi dapat meninggalkan wilayah tersebut dan dikirim ke wilayah lain atau negara asing oleh pekerja dan/atau pemilik modal. Oleh karena itu, kenaikan nilai tambah di wilayah studi belum tentu mencerminkan kenaikan tingkat kesejahteraan penduduk. Walaupun demikian, *value added* adalah indikator dampak yang lebih komprehensif dan paling sering digunakan oleh pemerintah dan pemerhati makroekonomi daerah.

Output Usaha (*Business Output*). Output usaha berbeda dengan nilai tambah atau *gross value added*. Output usaha adalah penerimaan usaha kotor atau nilai penjualan dari kegiatan memproduksi barang/jasa. Sebagian penerimaan kotor dipakai untuk membayar biaya-biaya material/jasa dan tenaga kerja, dan menyisakan pendapatan usaha atau *profit*. *Value added* adalah fraksi tertentu dari output usaha, sehingga angkanya pasti lebih kecil daripada output usaha. Besaran output usaha akan *misleading* jika digunakan sebagai ukuran dampak ekonomi atau manfaat bagi pengembangan ekonomi. Sebab, output usaha tidak membedakan antara aktivitas yang menghasilkan *value added* tinggi dan aktivitas yang menghasilkan *value added* yang rendah (menghasilkan keuntungan dan upah/gaji relatif kecil dari skala penjualan yang sama).

Lebih lanjut, Model Pengganda dengan Tabel IO memiliki dua pendekatan, yaitu pengganda Tipe I dan Tipe II (lihat Bagan 13). Pengganda Tipe I mengabaikan pengaruh *induced effect* dari peningkatan pendapatan masyarakat dalam perhitungannya. Sementara itu, pengganda Tipe II memperhitungkan *induced effect*. Pengganda Tipe II hanya digunakan jika suatu stimulus dapat menginisiasi permintaan kembali produk-produk di dalam negeri, sehingga keseluruhan dampak ekonomi dari simulasi sudah mencakup peningkatan permintaan kembali akibat pendapatan masyarakat yang meningkat. Contoh penggunaan pengganda Tipe II adalah simulasi dengan stimulus yang berasal dari pembayaran gaji pegawai atau pos-pos lain yang dapat memicu permintaan akhir dari rumah tangga. Dalam studi ini, perhitungan dampak ekonomi menggunakan pengganda Tipe I yang hanya mencakup dampak hingga *industrial effect*.

Bagan 13. Konsep *Multiplier* Tipe I dan Tipe II



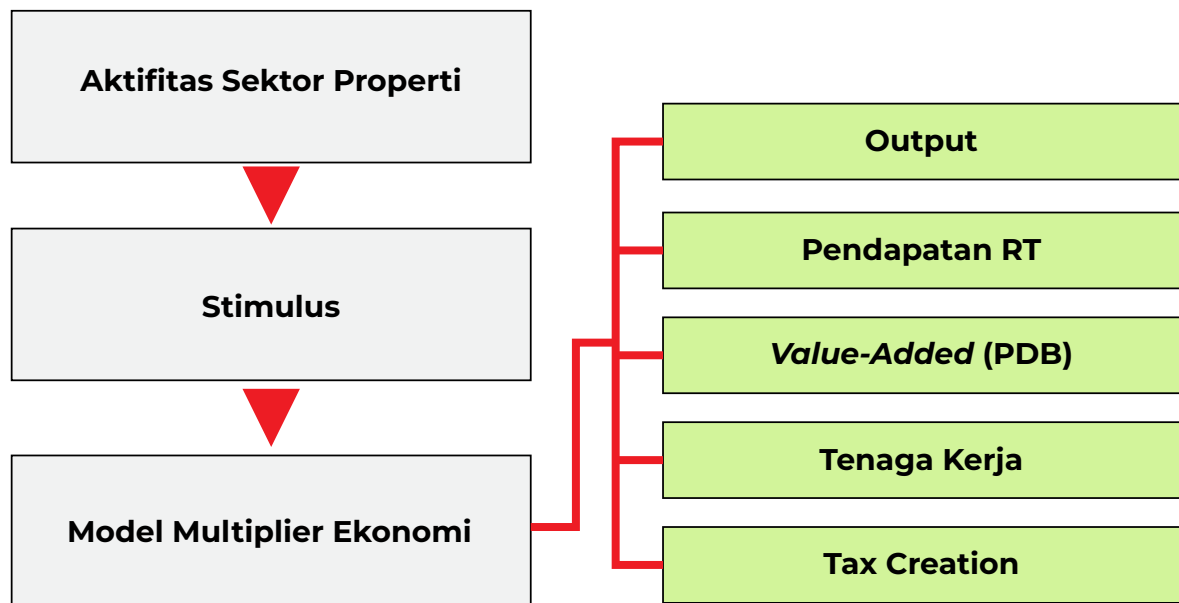
Untuk mengetahui dampak ekonomi dari sektor properti dari analisis model multiplier Input-Output, dibutuhkan angka stimulus atau angka *shock*. Yang bertindak sebagai stimulus dalam analisis ini adalah input-input proses pembangunan *Pumped Storage*. Keberadaan proyek tidak hanya berkaitan erat dengan sektor Konstruksi, tetapi akan meningkatkan permintaan sektor-sektor penyuplai bahan baku konstruksi secara tidak langsung, seperti hasil sektor Industri Pengolahan, yang artinya kenaikan permintaan dari sektor-sektor tersebut merupakan kontribusi dari eksistensi proyek. Namun untuk mendapatkan angka yang lebih valid, maka nilai yang dapat dijadikan stimulus yaitu barang atau jasa yang disediakan secara domestik, dikarenakan barang atau jasa yang disediakan dari impor *multiplier* yang tercipta tidak terjadi di nasional melainkan dari negara asal barang atau jasa tersebut. Secara umum, kerangka perhitungan dampak ekonomi dapat dilihat pada Bagan 14.

Bagan 14. *Framework* Perhitungan Dampak Ekonomi



Stimulus-stimulus yang telah diestimasi dimasukkan ke dalam model simulasi pengganda ekonomi berdasarkan Tabel IO tingkat nasional, sehingga dapat dilihat besaran dampaknya terhadap perekonomian. Dalam proses ini, beberapa indikator ekonomi dapat dihitung, termasuk *output*, pendapatan rumah tangga, nilai tambah, tenaga kerja, dan penerimaan pajak.

Bagan 15. Alur Kerangka Perhitungan Dampak Ekonomi Menggunakan Model *Input-Output*



Perhitungan dampak ekonomi dalam monograf ini mengadopsi pendekatan *demand-driven*. Model *demand-driven* menitikberatkan pada permintaan akhir (konsumsi, investasi, dan ekspor bersih) sebagai stimulus dalam model *multiplier* pertumbuhan ekonomi. Model ini mengasumsikan bahwa tidak ada kendala dalam sistem produksi atau pasokan, dan tidak ada batasan pada ketersediaan faktor produksi seperti tanah, bangunan, barang modal, peralatan, dan sumber daya manusia. Dengan demikian, kapasitas produksi dianggap fleksibel untuk meningkatkan output sesuai dengan permintaan pasar.

1. Total stimulus dengan pendekatan *demand-driven* model dihitung sebagai berikut:

$$\Delta F = \text{Input} \times \text{Kandungan Lokal}$$

di mana ΔF adalah perubahan permintaan akhir (*final demand*), di mana input di sini merupakan biaya langsung dan tidak langsung pada saat fase konstruksi, yang dikalikan dengan kandungan lokal. Kandungan lokal adalah persen belanja domestik atas input yang dibutuhkan oleh sektor properti pada fase pembangunan, yang angkanya mungkin berbeda-beda di setiap input yang dibutuhkan di mana angkanya ditentukan atau diasumsikan atas pengalaman atau kesepakatan.

2. Penciptaan Output Perekonomian

Output perekonomian adalah jumlah nilai penjualan barang atau jasa dari suatu bisnis dalam kurun satu tahun kalender. Estimasi penciptaan *macroeconomy output* (ΔX) dihitung dengan rumus:

$$\Delta X = (I - A)^{-1} \Delta F$$

di mana I adalah matriks identitas; A adalah matriks koefisien input antara Tabel IO 2016. $(I - A)^{-1}$ adalah matriks *output multiplier* dari Wassily Leontief (yang merupakan penerima Nobel Ekonomi tahun 1973, karena berhasil

mengembangkan model Tabel Input-Output di USA). Matriks ini memberikan angka pengganda ekonomi ke arah hulu atau *backward linkages multiplier*.

Dalam konsep makro ekonomi, nilai output suatu industri dapat didekomposisi menjadi dua komponen, yaitu (1) Input Antara, dan (2) Input Primer atau nilai tambah bruto ekonomi. Selanjutnya Nilai Tambah Bruto (NTB) tersusun atas pendapatan faktor yang terlibat dalam produksi yang dapat disingkat menjadi: (1) pendapatan pekerja, (2) surplus usaha, yang tersusun atas 'keuntungan bersih' dan 'pajak-pajak penghasilan', (3) depresiasi, (4), pajak tidak langsung netto, dan (5) subsidi atas produksi.

3. Penciptaan Pendapatan Rumah Tangga

Estimasi penciptaan pendapatan rumah tangga atau *household income* (ΔY) yang berasal dari upah pekerja dihitung dengan rumus:

$$\Delta Y = \widehat{V}_1(I - A)^{-1}\Delta F$$

di mana: \widehat{V}_1 adalah matriks diagonal koefisien pendapatan pekerja, yaitu rasio pendapatan pekerja dengan output di masing-masing sektor, yang dihitung dari Tabel IO 2016. Pendapatan rumah tangga dihitung pada skala nasional.

4. Penciptaan Nilai Tambah Bruto

Estimasi penciptaan Nilai Tambah Bruto (*Gross Value Added*) atau Produk Domestik Bruto (*Gross Domestic Product*) (ΔVA) dihitung dengan rumus:

$$\Delta VA = \widehat{V}_2(I - A)^{-1}\Delta F$$

di mana \widehat{V}_2 adalah matriks diagonal koefisien nilai tambah bruto, yaitu rasio nilai tambah bruto dengan output di masing-masing sektor, yang dihitung dari Tabel IO 2016. Nilai tambah bruto dihitung pada skala nasional.

5. Kebutuhan Tenaga Kerja

Estimasi penciptaan Lapangan Kerja (*employment creation*) dihitung dengan rumus:

$$\Delta L = \widehat{L}(I - A)^{-1}\Delta F$$

di mana \widehat{L} adalah matriks diagonal koefisien kesempatan kerja atau tenaga kerja, yaitu rasio tenaga kerja dengan output di masing-masing sektor, yang disesuaikan oleh faktor inflasi dan tingkat produktifitas tenaga kerja. Kebutuhan tenaga kerja dihitung pada skala nasional.

6. Penerimaan Pajak

Estimasi penciptaan Pendapatan Perpajakan (*tax revenue creation*) dihitung dengan rumus:

$$\Delta T = \widehat{T}(I - A)^{-1}\Delta F$$

di mana \widehat{T} adalah matriks diagonal koefisien pajak sektoral, yaitu rasio pajak dengan nilai tambah bruto (PDB) di masing-masing sektor. Penerimaan pajak dihitung pada skala nasional.

Dampak Ekonomi Menurut Tabel *Input-Output*

Perhitungan dampak ekonomi dilakukan dengan mengalikan stimulus yang berasal dari konstruksi proyek *Pumped Storage hydro* dengan angka pengganda dalam perekonomian. Stimulus yang digunakan dalam studi ini diformulasikan dari Tabel IO. Untuk kebutuhan investasi proyek sektor Konstruksi, dibutuhkan sebesar IDR 226,68 trilyun. Sedangkan untuk kebutuhan dari sektor Industri Pengolahan, dibutuhkan sebesar IDR 136,79 trilyun. Kebutuhan investasi sektor Jasa Perusahaan adalah sebesar IDR 27,36 trilyun. Dari ketiga sektor tersebut, secara total investasi proyek sebagai stimulus sebesar IDR 390,84 trilyun.

Dengan stimulus tersebut, output perekonomian yang tercipta dari aktivitas tersebut sebesar IDR 699,61 trilyun. Nilai *multiplier* output perekonomian yang tercipta sebesar 1,79. Artinya, setiap terjadi tambahan investasi sebesar IDR 1 juta, nilai proyek tersebut akan menciptakan dampak sebesar IDR 1,79 juta.

Dari nilai dampak terhadap output perekonomian tersebut, sebesar IDR 325,26 trilyun merupakan dampak yang terbentuk sebagai nilai tambah bruto atau Produk Domestik Bruto. Dampak terhadap PDB tersebut setara dengan 1,66% dari total PDB Nasional. Selain itu, dampak terhadap pendapatan yang tercipta sebesar IDR 131,81 trilyun. Proyek *Pumped Storage* juga menciptakan lapangan pekerjaan bagi 2,65 juta orang. Angka tersebut setara dengan 1,84% dari angkatan kerja nasional atau 1,96% dari total penduduk bekerja nasional. Adapun peningkatan penerimaan pajak diperkirakan mencapai IDR 27,28 trilyun. Rincian dampak ekonomi tersaji dalam Tabel 28.

Tabel 28. Dampak Ekonomi Proyek *Pumped Hydro*

No.	Indikator	Jumlah (miliar Rp)
	Stimulus	
1.	Desain/ <i>engineering</i> PHES	27.358,74
2.	Persiapan situs PHES, <i>reservoir</i> atas, <i>reservoir</i> bawah, <i>water conveyance</i> , dan <i>powerhouse</i> .	226.686,70
3.	Interkoneksi transmisi, <i>ancillary plant (mechanical)</i> , <i>ancillary plant (electrical)</i> , <i>powertrain</i> , <i>switchyard</i> , dan <i>substation</i> .	136.793,70
4.	Total Investasi Proyek <i>Pumped Storage</i> (Stimulus)	390.839,13
	Dampak Ekonomi	
5.	Dampak Nilai Output	699.610,36
6.	Dampak Nilai Tambah Bruto (PDB)	325.259,25
7.	Dampak Pendapatan Pekerja	131.812,68
8.	Dampak Kesempatan Kerja (orang)	2.649.146
9.	Dampak Penerimaan Pajak	27.283,41

No.	Indikator	Jumlah (miliar Rp)
10.	PDB Nasional – BPS (2022)	19.588.445
11.	Multiplier Dampak Output	1,79
12.	Kontribusi terhadap PDB Nasional (%)	1,66%
13.	Kontribusi terhadap Angkatan Kerja Nasional (%)	1,84%
14.	Kontribusi terhadap Penduduk Bekerja Nasional (%)	1,96%

Dampak proyek *Pumped Storage* terhadap PDB diurai berdasarkan 17 sektor ekonomi sebagaimana tersaji dalam Tabel 29. Berdasarkan *share* total dampak, sektor Industri Pengolahan berkontribusi sebesar 28,89% dari total dampak yang tercipta dari proyek, diikuti oleh sektor Konstruksi (28,33%) dan juga sektor Pertanian, Kehutanan dan Perikanan (9,33%). Kontribusi ketiga sektor tersebut mencapai 66,54% dari keseluruhan dampak yang tercipta dari proyek. Sisanya adalah dampak yang tercipta di sektor-sektor lain yang terdampak dari proyek *Pumped Storage*.

Tabel 29. Distribusi Dampak Proyek *Pumped Hydro Storage* Terhadap 17 Sektor Ekonomi

No.	Dampak PDB (Nilai Tambah)	Total (miliar Rp)	Share
1.	Pertanian, Kehutanan dan Perikanan	30.342,78	9,33%
2.	Pertambangan dan Penggalian	19.865,68	6,11%
3.	Industri Pengolahan	93.957,24	28,89%
4.	Pengadaan Listrik, Gas, Uap/Air Panas dan Udara Dingin	2.281,31	0,70%
5.	Pengadaan Air, Pengelolaan Sampah dan Daur Ulang, Pembuangan dan Pembersihan Limbah dan Sampah	267,08	0,08%
6.	Konstruksi	92.134,35	28,33%
7.	Perdagangan Besar Dan Eceran; Reparasi dan Perawatan Mobil dan Sepeda Motor	26.867,38	8,26%
8.	Transportasi dan Pergudangan	11.269,63	3,46%
9.	Penyediaan Akomodasi dan Penyediaan Makan Minum	1.469,66	0,45%
10.	Informasi dan Komunikasi	6.816,51	2,10%
11.	Jasa Keuangan dan Asuransi	8.611,89	2,65%
12.	Real Estat	4.282,33	1,32%
13.	Jasa Perusahaan	24.363,24	7,49%
14.	Administrasi Pemerintahan, Pertahanan, & Jaminan Sosial Wajib	818,47	0,25%

No.	Dampak PDB (Nilai Tambah)	Total (miliar Rp)	Share
15.	Jasa Pendidikan	413,55	0,13%
16.	Jasa Kesehatan dan Kegiatan Sosial	194,95	0,06%
17.	Jasa Lainnya	1.303,21	0,40%
18.	Total	325.259,25	100%
19.	Total PDB Harga Berlaku 2022 (IDR milyar)	19.588.445	
20.	Share (%)	1,66%	

Pendekatan makro yang dilakukan memiliki keterbatasan dalam mengestimasi dampak dari proyek *Pumped Storage*. Dalam mengestimasi aktivitas dari kegiatan properti yang dilakukan, hanya menangkap aktivitas dari proses konstruksi yang didefinisikan pada Sektor Jasa Perusahaan, Konstruksi, dan Industri Pengolahan. Sehingga aktivitas lain yang mungkin masuk juga sebagai bagian dari pelaksanaan proyek di luar ini mungkin belum masuk sebagai aktivitas *Pumped Storage*. Selain itu pendekatan yang digunakan dalam monograf ini belum dapat menangkap perubahan efisiensi usaha akibat penerapan teknologi yang lebih maju. Kemudian pendekatan yang digunakan dalam monograf ini belum bisa menangkap aktivitas pembebasan lahan yang dibutuhkan implementasi proyek.

Kuadran Posisi dan Proyeksi Dampak Pengembangan *Pumped Storage* di Indonesia

Sebagai sebuah proyek besar, pengembangan *Pumped Storage* memiliki dampak yang signifikan. Bagaimana dampak itu kemudian menggerakkan posisi Indonesia dalam kancah ekonomi hijau? Pertanyaan ini jelas penting untuk dijawab, sebab katalisasi perubahan adalah legitimasi utama dari eksekusi proyek besar semacam ini. Pertanyaan ini akan dijawab oleh monograf ini dengan analisis kuadran sebagai sebuah metode yang menggambarkan pergerakan posisi Indonesia sebelum dan sesudah pengembangan *Pumped Storage*. Pergerakan itu digambarkan dengan dua titik posisi, ditempatkan sesuai dengan kondisi Indonesia pada sumbu X dan Y yang terkait. Rentang penilaian yang dilakukan pada kedua sumbu X dan Y yaitu dari -5 (skenario terburuk) hingga 5 (skenario terbaik).

Lebih jauh, kondisi Indonesia akan dipetakan pada tiga momen waktu, yaitu 2024, 2029, dan 2045. Tahun 2024 dipakai sebagai acuan kondisi Indonesia pada waktu terdekat (*in the near future*). Kemudian, tahun 2029 dipakai sebagai tahun akhir Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) 2025-2029. Kemudian, 2045 dipakai karena inilah tahun akhir dari Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional (RPJPN) 2045. Jadi, penentuan tahun dalam konteks ini dipilih sesuai dengan awal dan akhir perencanaan pembangunan yang dibuat oleh pemerintah Republik Indonesia.

Penggunaan analisis kuadran yang tim penulis gunakan juga menggunakan beberapa sudut pandang. Pertama, tim penulis berusaha untuk melihat kontribusi pembangunan PHES terhadap pembangunan ekonomi hijau. Kedua, monograf ini ingin memetakan dan memproyeksikan pembangunan *Pumped Storage* melalui sudut pandang regulasi, kelembagaan, industri, dan pendanaan. Ketiga, monograf ini juga berusaha untuk melihat pembangunan *Pumped Storage* dari sudut pandang domestik dan internasional. Terakhir, monograf ini melakukan pemetaan kontribusi pembangunan *Pumped Storage* terhadap pilar pembangunan negara lainnya, yaitu ekonomi digital.

Kuadran *Green Growth Index*

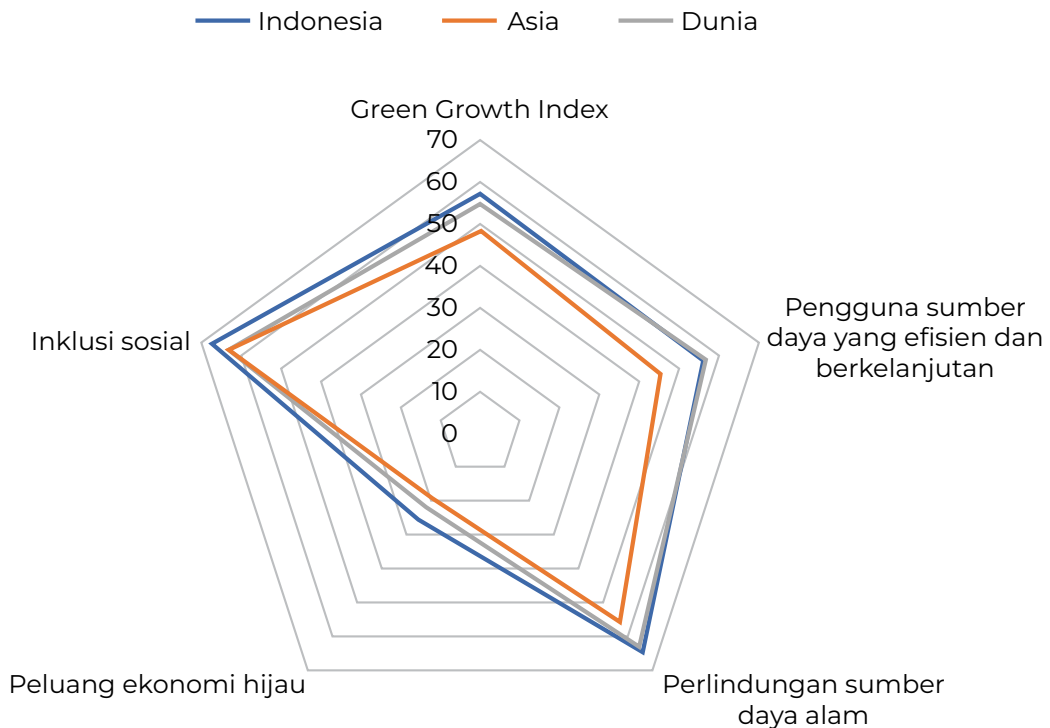
Membicarakan kinerja Indonesia dalam bidang ekonomi hijau adalah sesuatu yang terukur. Ukuran itu hadir dalam bentuk *Green Growth Index* yang diterbitkan oleh *Global Green Growth Institute*. Lembaga ini telah mengukur performa ekonomi hijau dari 186 negara sejak tahun 2010 hingga 2021, termasuk Indonesia. Indeks ini dapat didefinisikan sebagai gambaran kuantitatif dari kinerja nasional dalam mencapai target-target keberlanjutan, termasuk Tujuan Pembangunan Berkelanjutan, Perjanjian Iklim Paris, dan Target Keanekaragaman Hayati Aichi. Kinerja itu diukur dari empat indikator, yakni (1) penggunaan sumber daya yang efisien dan berkelanjutan, (2) perlindungan sumber daya alam, (3) peluang ekonomi hijau, dan (4) inklusi sosial.

Penggunaan sumber daya yang efisien dan berkelanjutan dilihat dari seberapa ramah lingkungan suatu negara dalam mengeksploitasi sumber daya alam yang dimiliki, seberapa besar energi yang dipakai oleh setiap orang untuk kegiatan sosial ekonomi, dan seberapa besar polusi yang dihasilkan per kepala dari kegiatan tersebut. Kemudian, perlindungan sumber daya alam menilai seberapa mampu negara tersebut melindungi lingkungan alam, dilihat dari luasan tutupan hutan dan area konservasi, emisi karbon, sanitasi/MCK, dan intensitas limbah. Peluang ekonomi hijau menggambarkan seberapa besar kesempatan suatu negara untuk melakukan transisi menuju produksi dan konsumsi yang lebih berkelanjutan, dilihat dari segi permodalan, pendidikan, dan ekspor bahan alam. Terakhir, inklusi sosial mengukur seberapa besar keterlibatan kaum

marginal (seperti perempuan, orang tua, orang miskin urban, dan orang miskin rural) dalam proses pengambilan keputusan sosial ekonomi di negara tersebut.

Dari keempat indikator beserta variabel-variabel di atas, tren performa ekonomi hijau Indonesia selama satu dekade terakhir dapat dilihat. Namun sebelum itu, posisi Indonesia terkini dalam *Green Growth Index* dan perbandingannya dengan rata-rata Asia dan dunia patut diperhatikan (Bagan 16).

Bagan 16. Perbandingan *Green Growth Index* Indonesia dengan Dunia



Dari Bagan 16 di atas, terlihat bahwa skor *Green Growth Index* Indonesia berada di atas rata-rata Asia dan dunia, dengan skor 57 poin dibandingkan 48 untuk rata-rata Asia dan 54 untuk rata-rata dunia. Meski begitu, keunggulan Indonesia bersumber dari indikator-indikator *given* yang datang dari kekayaan SDA dan kuantitas SDM Indonesia sebagai negara tropis besar dengan biodiversitas tinggi. Fakta ini dibuktikan dengan ketertinggalan Indonesia dibandingkan rata-rata dunia dalam indikator penggunaan sumber daya alam yang efisien, di mana Indonesia hanya mencapai skor 55 dibandingkan dengan rata-rata global sebesar 56. Justru, keunggulan terbesar Indonesia dibandingkan Asia dan dunia hadir dari aspek inklusi sosial, dengan skor 68 dibandingkan 64 untuk Asia dan dunia. Hal ini menunjukkan bahwa Indonesia lebih melibatkan kaum marginal dalam pembangunan sosial ekonominya.

Akan tetapi, Bagan 16 tersebut juga memperlihatkan bahwa kesempatan ekonomi hijau di Indonesia masih sempit. Meski skor Indonesia (25) masih lebih besar dibandingkan dunia (22) dan Asia (19), namun kekuatan permodalan, pendidikan SDM, dan jejaring ekspor bahan alam yang dimiliki Indonesia masih lemah. Belum ada padanan uang, manusia, dan praktik ekonomi yang konkret memunculkan sebuah industri hijau.

Maka dari itu, dapat dikatakan bahwa Indonesia telah memiliki modalitas yang cukup untuk membangun sebuah perekonomian yang lebih berkelanjutan alias hijau. Akan tetapi, masih ada banyak variabel kebijakan yang perlu dibenahi. Salah satu yang paling krusial adalah efisiensi penggunaan SDA, pendidikan SDM, permodalan ramah lingkungan, dan jejaring ekspor bahan alam yang berkelanjutan.

PHES dapat memberikan kontribusi pada sejumlah pilar indikator. Dalam dimensi *efficient and sustainable resource use*, pembangunan PHES dapat memberikan dampak signifikan pada beberapa pilar. Pertama, kapasitas produksi listrik PHES dapat memberikan kontribusi pada pemenuhan kebutuhan energi yang bersih sehingga memenuhi ketercapaian pilar *efficient and sustainable energy*. Ketercapaian pilar ini turut didukung juga dengan seiring operasionalisasi PHES, maka rasio elektrifikasi EBT dapat bertambah.

Selanjutnya, operasionalisasi dari PHES turut membantu pada pemanfaatan ruang alam, dengan memaksimalkan utilitas sumber daya alam berupa air, serta penggunaan lahan yang efisien. Hal ini dapat tercapai salah satunya dengan tingkat fleksibilitas dari PHES, yang dapat terintegrasi dengan infrastruktur bendungan. Fakta-fakta ini turut membantu ketercapaian daripada indikator *water use efficiency* dan *sustainable land use*.

Dalam dimensi *natural capital protection*, terlihat jelas bahwa pembangunan dan operasionalisasi PHES dapat berkontribusi pada kesuksesan integrasi EBT ke dalam sistem ketenagalistrikan Indonesia dan penurunan GRK di Indonesia, sehingga membantu ketercapaian dari pilar *greenhouse gas emission*. Sedangkan pada dimensi lain (yaitu *social inclusion*), pembangunan serta operasionalisasi PHES turut meningkatkan akses terhadap listrik serta sebaran pembangkit energi terbarukan. Komunitas yang ada di sekitar pembangkit juga bisa merasakan dampak positif berupa adanya listrik hingga pembukaan lapangan kerja, sehingga terjadi ketercapaian *access to basic services and resources*.

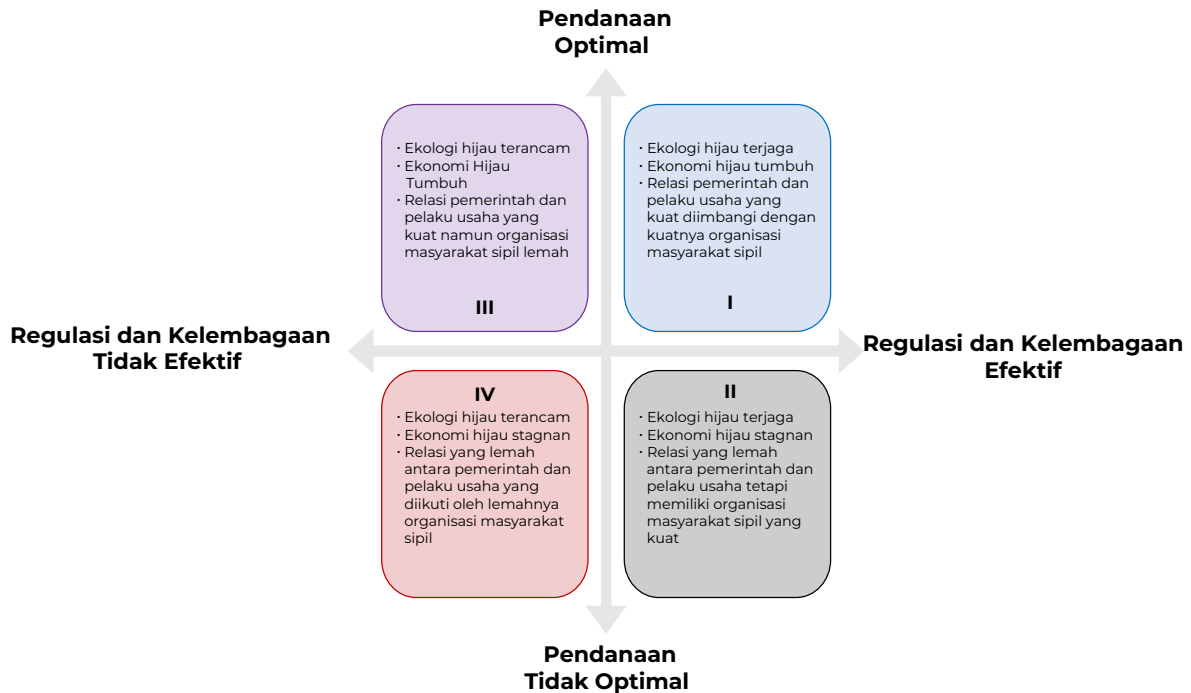
PHES turut menciptakan peluang dalam ekonomi hijau. Ini membantu terjadi improvisasi dalam dimensi *green economic opportunities*. Setidaknya, improvisasi ini terjadi dengan pemenuhan dua kategori, yakni *Green Investment* dan *Green Employment*. Pembangunan PHES membutuhkan pembiayaan skala besar. Hal ini bisa menjadi peluang investasi. Sedangkan di saat yang sama, operasionalisasi PHES membutuhkan *skilled workers* sehingga dapat menyerap tenaga kerja untuk kebutuhan harian.

Kuadran Ekonomi Hijau dan Konsolidasi Demokrasi

Selanjutnya, terdapat kuadran ekonomi hijau dan konsolidasi demokrasi yang berusaha memetakan posisi dan proyeksi pengembangan ekonomi hijau dan hubungannya dengan pembangunan kenegaraan. Dalam penentuan kedua sumbu X dan Y pada kuadran ekonomi hijau dan konsolidasi demokrasi, tim penulis mengambil acuan dari dokumen ekonomi hijau yang pernah dibuat oleh LAB 45 pada riset sebelumnya.

Pada riset tersebut, ditemukan bahwa ada dua faktor utama yang mempengaruhi perkembangan ekonomi hijau secara umum yakni pendanaan, regulasi, dan kelembagaan. Kelembagaan di sini diartikan sebagai tingkat kerja sama pemerintah dan sektor swasta (pelaku usaha) dalam upaya pengembangan ekonomi hijau di Indonesia lewat berbagai proyek sektoral (seperti misalnya *Pumped Storage*). Kemudian, regulasi didefinisikan sebagai pemetaan efektivitas kebijakan, cakupan kebijakan, dan afirmasi kebijakan ekonomi hijau. Terakhir, pendanaan dimaksud sebagai gambaran terhadap komitmen pendanaan, integritas pendanaan, dan aksesibilitas pendanaan untuk ekonomi hijau. Berikut adalah gambaran dari kuadran yang dimaksud.

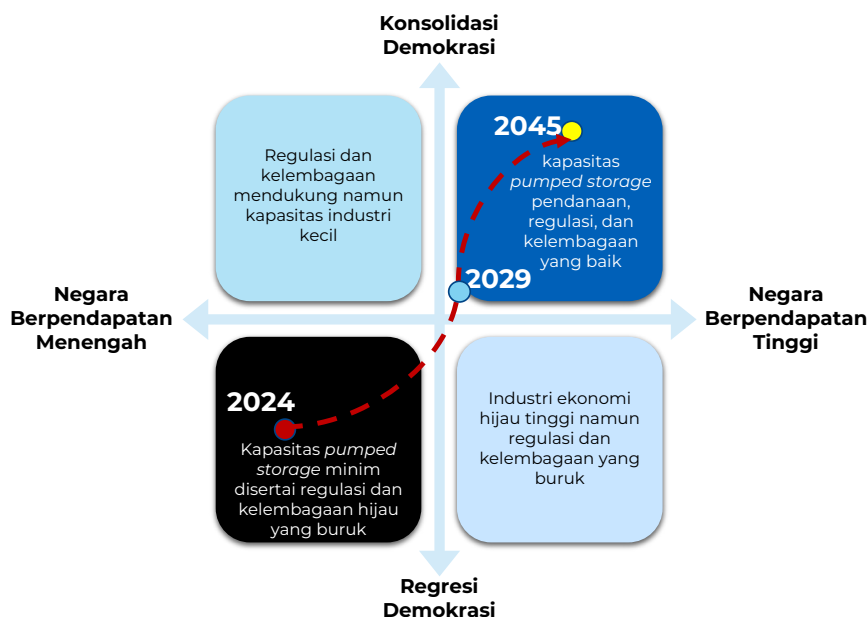
Bagan 17. Kuadran Ekonomi Hijau Laboratorium Indonesia 2045



Dari kuadran di atas, posisi ideal adalah pada kuadran I, di mana ekologi hijau terjaga, ekonomi hijau bertumbuh, dan kerja sama antara pemerintah dan swasta yang kuat dari aspek kelembagaan. Secara otomatis, skenario paling berbahaya adalah pada kuadran IV sebagai anti-tesis dari kuadran I. Dalam kuadran IV, ekologi hijau terancam, ekonomi hijau stagnan, dan kerja sama pemerintah-swasta lemah dari sisi kelembagaan. Inilah yang kemudian akan menjadi landasan dari *scenario planning* Indonesia ke depan.

Pada kuadran ini, indikator penilaian konsolidasi demokrasi menggunakan indikator regulasi dan kelembagaan. Regulasi dan kelembagaan yang mendukung pembangunan ekonomi hijau menjadi posisi ideal untuk menilai konsolidasi demokrasi pada sektor ekonomi hijau. Di sisi lain, indikator yang digunakan untuk menilai posisi ekonomi hijau yaitu besarnya industri PHES dan kondisi pendanaan hijau (terutama terhadap proyek PHES). Penggunaan kuadran ini ditujukan untuk memperluas sudut pandang pembangunan PHES terhadap ketatanegaraan.

Bagan 18. Kuadran Ekonomi Hijau dan Konsolidasi Demokrasi



Tim penulis memetakan dampak ke posisi ekonomi hijau dan konsolidasi demokrasi dari pembangunan *Pumped Storage* Indonesia tahun 2024 pada kuadran kiri bawah. Posisi konsolidasi demokrasi Indonesia terhadap *Pumped Storage* memiliki nilai yang positif dari segi kelembagaan yang cukup menunjang. Namun, nilai tersebut dapat ditingkatkan dengan adanya kebijakan yang spesifik terhadap implementasi proyek *Pumped Storage*. Sedangkan indikator yang perlu dikembangkan Indonesia dari sumbu ekonomi hijau yaitu komitmen dan akses pendanaan terhadap proyek *Pumped Storage* yang masih minim. Tentu, tidak dapat dipungkiri juga bahwa kapasitas *Pumped Storage* Indonesia pada tahun 2024 juga masih minim. Perlu dilakukan upaya untuk mendorong institusi keuangan agar menyalurkan pendanaan pada industri energi baru dan terbarukan.

Pada tahun 2029, ekspektasi kondisi utama yang menjadi perhatian yaitu terjadi perkembangan regulasi dan kelembagaan yang masif sehingga dapat menjadi landasan yang kuat untuk proyek *Pumped Storage* ke depannya. Dari sisi ekonomi hijau, peneliti memproyeksikan terdapat beberapa proyek *Pumped Storage* yang telah beroperasi seperti *Pumped Storage* Cisokan. Dari segi pendanaan, terdapat harapan bahwa perbankan domestik telah bersedia untuk memberi pinjaman untuk proyek *Pumped Storage*.

Pada tahun 2045, proyeksi posisi ekonomi hijau Indonesia telah mencapai tingkat matang baik dari sisi regulasi, kelembagaan, industri, dan pendanaan khususnya pada *Pumped Storage*. Kapasitas produksi *Pumped Storage* telah mencapai target yang ditentukan pemerintah. Selain itu, kelembagaan dan regulasi terkait *Pumped Storage* sudah sangat kompleks, efektif, dan suportif terhadap pembangunan dan operasional *Pumped Storage*.

Kuadran Domestik dan Internasional

Selanjutnya tim peneliti mencoba untuk melakukan pemetaan dampak posisi dan proyeksi skenario pengembangan *Pumped Storage* melalui sudut pandang domestik dan internasional. Kuadran ini bertujuan untuk mengawal kontribusi pembangunan *Pumped Storage* terhadap ketahanan energi listrik Indonesia. Ketahanan energi listrik tidak hanya berkaitan dengan kemampuan Indonesia untuk menjamin pasokan listrik nasional, tetapi juga berusaha untuk memetakan kemampuan produksi listrik Indonesia untuk di ekspor ke luar negeri. Selain itu, kuadran ini juga bermaksud untuk melihat bagaimana kapasitas industri *Pumped Storage* nasional dari sisi kapasitas produksi listrik, manufaktur komponen, operasional, dan pendanaan. Kapabilitas ketenagalistrikan dan produsen domestik.

Secara umum, pemetaan posisi pada kedua sumbu menitikberatkan pada ketahanan listrik kapasitas industri, dan kapabilitas pendanaan terhadap proyek *Pumped Storage*. Sumbu X (domestik) berusaha mengukur kapasitas produksi listrik *Pumped Storage*, kapasitas produksi manufaktur *Pumped Storage*, dan akses pendanaan pemerintah atau perbankan domestik. Di sisi lain, kuadran internasional berusaha mengukur kapasitas produksi listrik Indonesia untuk ekspor dan akses pendanaan dan institusi keuangan internasional. Posisi ideal Indonesia (yakni kuadran I) tercapai ketika *Pumped Storage* memiliki kapasitas produksi listrik yang masif, industri manufaktur domestik memiliki kapasitas yang masif dan kompetitif, dan kapasitas pendanaan proyek *Pumped Storage* dari sumber domestik yang masif atau tidak tergantung dengan pendanaan lembaga internasional.

Bagan 19. Kuadran Domestik dan Internasional



Para peneliti memetakan posisi kuadran domestik dan internasional Indonesia tahun 2024 pada kuadran kiri bawah. Posisi domestik memerlukan peningkatan yang cukup signifikan akibat kondisi kapasitas produksi listrik dan manufaktur PHES yang diproyeksikan masih minim. Selain itu, posisi internasional masih minim akibat tingginya ketergantungan Indonesia dari pembiayaan internasional untuk proyek *Pumped Storage*. Khusus untuk turbin dan generator, industri manufaktur untuk komponen *Pumped Storage* di Indonesia masih mengandalkan impor.

Pada tahun 2029, terdapat peningkatan dari kedua sisi domestik maupun internasional. Dari sisi domestik, telah terdapat beberapa proyek *Pumped Storage* yang telah beroperasi. Selain itu, industri manufaktur komponen *Pumped Storage* telah menjadi perhatian oleh pelaku industri domestik sehingga mulai terbangun. Dari sisi pendanaan, telah terjadi penguatan kebijakan pendanaan hijau sehingga lembaga keuangan domestik menjadi semakin berani untuk memberikan kredit atau pendanaan pada proyek *Pumped Storage*.

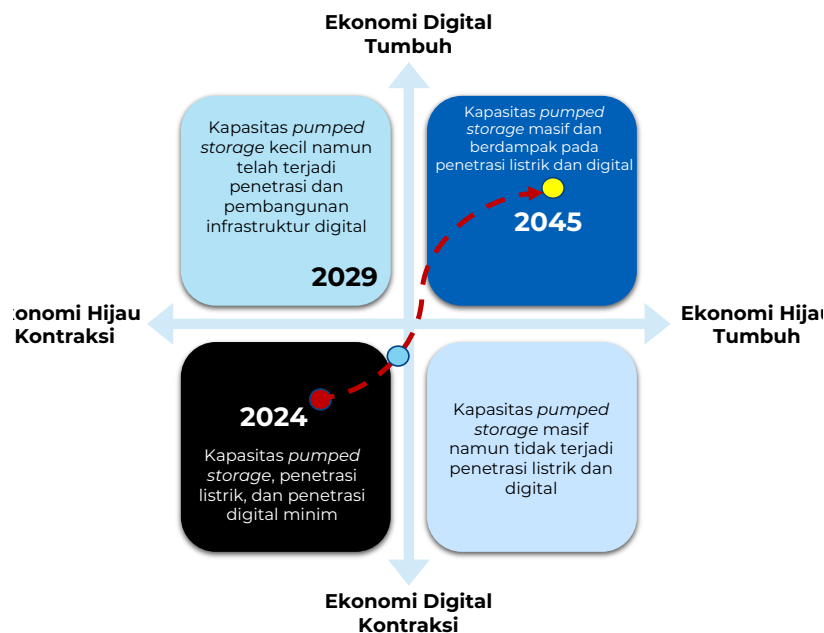
Selanjutnya pada tahun 2045, tim penulis memproyeksikan bahwa kapasitas produksi listrik, manufaktur, dan pendanaan *Pumped Storage* sudah mumpuni (yaitu memiliki kapasitas yang masif dan mandiri dalam rantai produksinya). Kapasitas *Pumped Storage* yang masif dibuktikan dengan kemampuan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, untuk memperluas penetrasi listrik ke pelosok, dan memiliki kemampuan untuk ekspor listrik ke luar negeri.

Kuadran Ekonomi Hijau dan Digital

Monograf ini juga berusaha untuk melakukan analisis dampak pembangunan ekosistem *Pumped Storage* terhadap pembangunan ekonomi digital di Indonesia. Pemetaan antara ekonomi hijau dan digital dilakukan seiring pentingnya pilar pembangunan sektor ekonomi hijau dan ekonomi digital untuk mencapai Indonesia Emas 2045. Pembangunan *Pumped Storage* tidak hanya diharapkan untuk mengembangkan industri ekonomi hijau Indonesia, tetapi memiliki dampak positif terhadap ekonomi digital.

Peneliti menerapkan kuadran ini dengan mempertimbangkan pilar pembangunan negara ke depan yang banyak bersinggungan dengan ekonomi hijau dan ekonomi digital. Kesenambungan antara kedua pilar pembangunan ini diharapkan terjadi agar pembangunan negara tidak terpisahkan antara sektornya. Seperti sebelumnya, penilaian indikator ekonomi hijau menitikberatkan pada kapasitas produksi listrik, manufaktur, dan pendanaan. Di sisi lain, indikator yang digunakan untuk menilai kesinambungan antara ekonomi hijau dan ekonomi digital adalah bagaimana proyek pembangunan *Pumped Storage* berdampak terhadap penetrasi digital dan pembangunan infrastruktur digital.

Bagan 20. Kuadran Ekonomi Hijau dan Ekonomi Digital



Peneliti memetakan posisi ekonomi hijau dan ekonomi digital tahun 2024 pada kuadran kiri bawah akibat masih minimnya pembangunan *Pumped Storage* dan keterkaitan antara dua sektor tersebut. Kapasitas *Pumped Storage* yang masih minim menunjukkan bahwa masih ada tantangan pada penetrasi listrik maupun digital, yang juga menjadi dasar penilaian. Pembangunan proyek *Pumped Storage* diharapkan dapat menjadi salah satu solusi dari penetrasi listrik dan digital di Indonesia, dengan mempertimbangkan pembangunan *Pumped Storage* yang dapat menyesuaikan kapasitas yang diperlukan. Fleksibilitas kapasitas *Pumped Storage* lantas diharapkan dapat menjawab tantangan penetrasi listrik dan digital ke daerah pelosok.

Kemajuan regulasi dan kelembagaan diharapkan menjadi faktor utama yang mendukung ekosistem pembangunan *Pumped Storage* dan digital pada tahun 2029. Dalam hal ini, telah terdapat kampanye yang masif perihal pentingnya pemanfaatan *Pumped Storage* untuk mendukung penetrasi listrik dan digital. Pada periode tersebut Indonesia sudah harus memiliki perencanaan yang matang terkait pemetaan lokasi proyek *Pumped Storage* terutama di pelosok. Perencanaan tersebut juga seharusnya berkesinambungan dengan rencana pembangunan infrastruktur digital. Selain itu, komitmen dan akses terhadap pendanaan proyek *Pumped Storage* telah berlaku secara luas, tak terkecuali pada *Pumped Storage* skala kecil untuk menysasar penetrasi listrik di daerah-daerah terpencil.

Pada tahun 2045, pembangunan *Pumped Storage* telah dilakukan secara masif. Pembangunan tersebut tidak hanya pada proyek-proyek dengan kapasitas masif, tetapi juga pembangunan tersebut untuk mendukung penetrasi listrik dan digital ke wilayah-wilayah pelosok. Pembangunan *Pumped Storage* juga berkontribusi terhadap pembangunan infrastruktur digital. Selain itu, dengan semakin meningkatnya penetrasi listrik, diharapkan dapat juga membangun geliat ekonomi digital.

PENUTUP

Kesimpulan

Agar situasi *Net Zero Emission* (NZE) di tahun 2060 tercapai, Indonesia harus melakukan dekarbonisasi di sistem ketenagalistrikan, dengan hanya memakai listrik dari sumber energi baru dan terbarukan (EBT) di tahun 2060. Untuk menunjang integrasi EBT ke dalam sistem pembangkitan listrik tersebut, Indonesia membutuhkan infrastruktur *Energy Storage* yang handal. *Energy Storage* dapat mengurangi masalah intermitensi produksi listrik yang umumnya lekat dengan EBT.

Pumped Storage (PHES) adalah suatu bentuk *Energy Storage* yang tepat untuk dipakai di Indonesia. PHES dinilai mempunyai keunggulan teknologi, biaya, dan sosial dibandingkan bentuk *Energy Storage* lainnya (yaitu baterai dan hidrogen). Selain itu, kondisi geografis Indonesia (yang penuh perbukitan, sungai, dan danau) juga menyediakan potensi PHES yang sangat besar.

Untuk mencapai NZE (dan mendukung penetrasi EBT sebesar 100% di sistem ketenagalistrikan Indonesia) di tahun 2060, Indonesia diperkirakan membutuhkan armada PHES dengan kapasitas total 37 GW, di mana 36,17 GW di antaranya tersebar di semua pulau besar kecuali Papua, Maluku, dan Maluku Utara. Besar biaya modal untuk membangun armada ini sekitar USD 28.373,07 juta (dengan biaya pembebasan lahan) atau USD 26.954,42 juta (tanpa biaya pembebasan lahan). Angka ini tidak termasuk biaya modal dari proyek PHES yang sudah dibangun di Indonesia sekarang.

Untuk mendanai biaya modal ini, monograf ini menyarankan skema pembiayaan sesuai kelayakan proyeknya.

1. Proyek layak ekonomi, namun tidak layak skala finansial: Didanai APBN.
2. Proyek layak ekonomi, namun layak finansial marginal: KPBU dengan dukungan pemerintah.
3. Proyek layak ekonomi dan layak finansial: PPP reguler atau *business-to-business*
4. Proyek layak ekonomi, namun tidak layak finansial: Penugasan dengan jaminan pemerintah.

Beberapa insentif yang monograf ini usulkan ke pemerintah meliputi (1) penetapan tarif jual listrik terendah bagi PHES, (2) penetapan tarif beli listrik tertinggi bagi PHES, (3) subsidi tarif untuk operator PHES, (4) pemanfaatan *Viability Gap Fund* yang dikelola Kementerian Keuangan, (5) subsidi bunga pinjaman, (6) penyediaan dana garansi infrastruktur, (7) kerjasama antara pemerintah dan swasta, (8) skema perpajakan yang menarik bagi proyek PHES, (9) eksplorasi pemanfaatan dana kuasi-pemerintah seperti LPDP, LPS, BPJS, dana pensiun ASN, dan sejenisnya, serta (10) eksplorasi potensi *crowdlending* dan/atau *crowdfunding*.

Pembangunan PHES dengan kapasitas total 37 GW ini berpotensi menciptakan output perekonomian sebesar IDR 699,61 triliun (atau *multiplier* sebesar 1,79). Dari nilai tersebut, sebesar IDR 325,26 triliun merupakan dampak yang terbentuk sebagai nilai tambah bruto (yang setara dengan 1,66% dari total PDB Nasional). Selain itu, dampak terhadap pendapatan yang tercipta sebesar IDR 131,81 triliun. Proyek *Pumped Storage* juga menciptakan lapangan pekerjaan bagi 2,65 juta orang (yang setara dengan 1,96% dari total penduduk bekerja nasional). Adapun peningkatan penerimaan pajak diperkirakan mencapai IDR 27,28 triliun.

Pembangunan PHES dengan skala masif tersebut juga berdampak terhadap regulasi dan kelembagaan ekonomi hijau, industri manufaktur dan aksesibilitas

pendanaan hijau, ketahanan listrik nasional, serta pilar pembangunan nasional lainnya yaitu ekonomi digital. Pembangunan PHES skala mikro juga dapat menjadi opsi utama untuk mengatasi tantangan penetrasi listrik pada daerah-daerah terpelosok.

Usulan Kebijakan Pendukung Non-Finansial

Pembangunan PHES berpotensi menyebabkan risiko yang bersifat non-finansial. Perihal ini adalah risiko dalam konteks lingkungan dan sosial. Risiko non-finansial ini membutuhkan paket kebijakan atau mitigasi baik pada tingkatan pembangkit listrik hingga tataran komunitas terdampak. Dalam dokumen *Environmental and Social Management Plan: Upper Cisokan Pumped Storage*, PLN²⁵ sebagai lembaga penanggung jawab telah mencoba untuk memetakan dampak serta upaya mitigasi risiko tersebut.

Dokumen tersebut memetakan risiko non-finansial melalui tiga tahap kategori yang membutuhkan upaya mitigasi, yaitu fase konstruksi, penggenangan, serta operasional. Fase pertama adalah saat dimulai pembangunan PHES tersebut. Fase penggenangan merupakan fase ketika pengisian PHES sebagai 'baterai' dalam *reservoir* yang ada. Terakhir adalah fase operasional, yang merupakan fase ketika PHES mulai dijalankan. Tabel di bawah sudah menyesuaikan dengan konteks bahwa armada PHES yang diusung di monograf ini adalah jenis *off-river* PHES (dan bukan *on-river* PHES seperti PHES Upper Cisokan).

Tabel 30. Peta Risiko Non-Finansial dari Proyek Off-River PHES dan Usulan Mitigasinya

No.	Risiko	Mitigasi
Fase Konstruksi		
1.	Erosi dan sedimentasi	<p>Ada manajemen kontrol dan erosi yang komprehensif secara teknis saat pembangunan <i>run-off</i> dan <i>reservoir</i>, sehingga sedimen dapat dipindahkan dari lokasi konstruksi ke tempat yang sudah dirancang.</p> <p>Meminimalkan erosi lumpur dari sekeliling <i>reservoir</i> ke dalam <i>reservoir</i>, termasuk agar tidak diperkenankannya membuang lumpur tanah liat ke dalam <i>reservoir</i>.</p> <p>Apabila memungkinkan, menjaga area vegetasi sedekat mungkin dengan <i>reservoir</i> sebagai zona tampung sebelum sedimen masuk ke badan air.</p>
2.	Biodiversitas	<p>Pembangunan bisa menyebabkan tercemarnya lingkungan karena material kimiawi atau limbah konstruksi. Ini perlu dimitigasi dengan:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Membangun area sanitasi, penyimpanan limbah, hingga sosialisasi budaya kebersihan untuk pekerja. Termasuk di sini adalah memastikan adanya standardisasi kebersihan. Ada standar yang diterapkan dalam aspek kebersihan dan sanitasi bagi pekerja lapangan. 2. Membuat SOP dalam pemindahan material konstruksi (seperti jadwal mobilisasi kendaraan, pembersihan lahan, dan penggunaan perangkat paling mutakhir).


²⁵ Perusahaan Listrik Negara, "Environmental and Social Management Plan: Upper Cisokan Pumped Storage Hydropower Project 1040 MW," Jakarta: Perusahaan Listrik Negara, (2020).


No.	Risiko	Mitigasi
3.	Risiko komunitas	<p>Melibatkan komunitas dalam implementasi proyek, terutama bagi komunitas terdampak.</p> <p>Ada pengendalian dan manajemen lokasi, terutama untuk pekerja yang didatangkan dari luar.</p> <p>Sosialisasi aktivitas di lokasi kepada komunitas, terutama mencari titik temu antara proyek dan komunitas apabila ada gangguan kebisingan, kebersihan, jadwal operasi, dan sebagainya.</p> <p>Melakukan survei lokasi dan konsultasi dengan komunitas, apabila terdapat situs bersejarah. Tentu ini dengan melibatkan monitor bersama agar situs budaya tersebut terdampak minimal.</p> <p>Melakukan perencanaan kontingensi dan asesmen risiko apabila skill antara masyarakat tidak dapat terserap oleh proyek, menjadikan hilangnya pendapatan</p>
Fase Penggenangan		
4.	Luapan <i>reservoir</i> , erosi dan sedimentasi	<p>Fase penggenangan dilaksanakan di musim hujan, untuk memaksimalkan ketersediaan air dan mengurangi pengeringan <i>reservoir</i>.</p> <p>Monitor kualitas air dan habitat di sekeliling <i>reservoir</i> sebelum, saat, dan sesudah penggenangan demi menentukan dampak dan residu perubahan ekosistem di sekitarnya jika dibutuhkan.</p> <p>Ketersediaan air tidak mencukupi untuk menggenangi <i>reservoir</i>. Sumber air yang dibutuhkan belum memadai Akibatnya proyek hydro menjadi mangkrak</p>
5.	Habitat dan biodiversitas	<p>Reforestasi dan revegetasi untuk meningkatkan area vegetasi, termasuk sebagai tutupan daerah penggenangan.</p> <p>Melakukan identifikasi tentang apakah di sekitar area penggenangan tersebut ada spesies terdampak (sensitif), terutama melihat pada arus musiman yang ada.</p>
6.	Komunitas	<p>Apabila penggenangan ini menyebabkan akses masyarakat terhambat, perlu untuk pembuatan jembatan penghubung dan sejenisnya.</p> <p>Penggenangan menyebabkan rawan adanya kecelakaan seperti tenggelam, terutama dari komunitas setempat. Maka dari itu, perlu ada restriksi dan monitor area secara ketat.</p> <p>Selain itu, perlu ada prosedur gawat darurat secara tepat untuk merespons kecelakaan.</p>
Fase Operasional		
7.	Luapan <i>reservoir</i> , erosi dan sedimentasi	<p>Potensi meluapnya <i>reservoir</i>, kualitas air, dan sejenisnya bisa dimitigasi dengan kajian perencanaan dan potensi dampak. Termasuk di sini adalah merencanakan prosedur untuk implementasi dan rekayasa (seperti luapan <i>reservoir</i> saat musim hujan dan sebagainya).</p>


No.	Risiko	Mitigasi
8.	Biodiversitas dan habitat	Ada potensi berupa degradasi hutan sebagai akibat dari operasional pembangkit. Selain itu, area transmisi listrik, dan wilayah reservoir dapat saja mengganggu aktivitas hewan liar. Maka dari itu, diperlukan perencanaan detail.
9.	Komunitas dan pekerja	<p><i>Transmission line</i> memiliki aliran listrik dan magnetik yang berbahaya. Oleh karena itu, perlu ada standarisasi prosedur bagi para pekerja dan sosialisasi kerawanan untuk komunitas masyarakat terkait bahayanya.</p> <p>Memiliki SOP dan pekerjaan yang terkait dengan kesehatan, tindakan preventif, dan sebagainya. Termasuk di sini adalah pelatihan pekerja dan perawatan peralatan yang ada di sana.</p>


LAB 45 adalah lembaga kajian yang ingin menyelaraskan antara ilmu pengetahuan dan praktik empiris di bidang peramalan strategis. LAB 45 berkonsentrasi pada perkembangan global yang berdampak strategis dan bersifat disruptif terhadap kemajuan dan stabilitas Indonesia. LAB 45 bekerja membantu para pemangku kebijakan dalam mendorong proses transformasi Indonesia menuju negara maju pada tahun 2045. Untuk informasi lebih lanjut, silakan kunjungi www.lab45.id atau pindai kode QR.



 Jalan Mabes Hankam No. T65,
Bambu Apus, Cilangkap,
DKI Jakarta 13890

 +62811452045

 lab45@lab45.id

 www.lab45.id

