PENGARUH TKDN PADA BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK PANAS BUMI SKALA KECIL

Effect of Local Content on Electricity Generation Cost of Small Scale Geothermal Power Generation

Agus Nurrohim

Pusat Teknologi Konversi dan Konservasi Energi (PTKKE)
Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT)
Gedung 230 Kawasan Puspiptek Serpong-Tangerang 15314
Email: agus.nurrohim@bppt.go.id

Diterima: 27 Maret 2015; Diperiksa: 2 April 2015; Revisi: 27 April 2015; Disetujui: 22 Mei 2015

Abstract

Indonesia currently has the biggest world potential of geothermal, with at least 28,994 Mega Watt (MW) potential for exploration, while only 1,343.5 MW is utilized (4.7% of Indonesia geothermal potential). In addition to non-technical factors such as land status and permitting issues, the economical factor is one of the constraints for the development of geothermal power generation in Indonesia. In order to encourage the maximally utilization of potential of geothermal energy, Agency for the Assessment and Application of Technology (BPPT) in cooperation with some manufacturing industries of components of power plants tried to increase the local content through the development of geothermal power generation 3 MW condensing type. In the case of the development, the local content can be increased by 21.15% or increased from 42.00% (government target) to 63.15%. The increasing of local content is able to reduce the cost of investment by 8.95% and the cost of power generation by 7.36%. In addition to reducing the cost of the investment and the cost of power generation, increased local content will give a great multiplier effect for industrial growth, especially for small and medium industries.

Keywords: *geothermal power generation, manufacture industry, local content, investment cost, generation cost*

Abstrak

Indonesia mempunyai potensi sumberdaya panas bumi sebesar 28.994 Mega Watt (MW) atau sekitar 40% dari potensi panas bumi dunia. Namun baru 1.343,5 MW atau sekitar 4,7% dari potensi tersebut yang dimanfaatkan. Selain faktor non teknis seperti masalah status lahan dan perijinan, faktor keekonomian merupakan salah satu kendala pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) di Indonesia. Guna mendorong pemanfaatan energi panas bumi secara maksimal, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) bekerja sama dengan beberapa industri manufaktur komponen pembangkit listrik berupaya meningkatkan Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN) melalui pembangunan prototipe PLTP tipe Condensing 3 MW. PLTP hasil rancangan BPPT dan industri manufaktur tersebut telah mampu meningkatkan TKDN dari 42,00% (target pemerintah) menjadi 63,15% atau meningkat sebesar 21,15%. Dengan adanya peningkatan tersebut akan dapat menurunkan biaya investasi sebesar 8,95% dan biaya pembangkitan listrik sebesar 7,36%. Selain menurunkan biaya investasi dan biaya pembangkitan listrik, secara tidak langsung peningkatan TKDN akan memberi multiplier efek yang besar bagi pertumbuhan industri, khususnya industri kecil dan menengah.

Kata kunci: Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP), industri manufaktur, Tingkat Kandungan Dalam Negeri (TKDN), biaya investasi, biaya pembangkitan

1. PENDAHULUAN

Dalam rangka mengurangi ketergantungan pada energi fosil, khususnya minyak bumi, pemerintah telah berkomitmen untuk meningkatkan penggunaan Energi Baru dan Terbarukan (EBT), seperti BBN (Bahan Bakar Nabati), panas bumi, hidro, dan lain-lain. Dalam kebijakan bauran energi ditargetkan bahwa pada tahun 2025, Indonesia harus dapat memanfaatkan EBT sekurang-kurangnya 23% pada tahun 2025 dan 31% pada

tahun 2050 (PP. No. 79 tahun 2014). Sementara untuk bidang kelistrikan, komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer Indonesia pada tahun 2024 diproyeksikan 63,7% dari batubara, 19,2% dari gas, 9% dari panas bumi, 6,6% dari tenaga air, 1,5% dari minyak dan bahan bakar lainnya (PT. PLN, 2014).

Salah satu pemanfaatan energi terbarukan yang menjadi perhatian pemerintah adalah energi panas bumi. Walaupun sumberdayanya memiliki

potensi yang sangat besar untuk dikembangkan menjadi pembangkit listrik, ironisnya baru sekitar 4,7% (1.343,5 MW) dari potensi panas bumi tersebut yang telah dimanfaatkan (Ridha, 2014). Total potensi panas bumi Indonesia mencapai 28.994 MW (40% dari potensi panas bumi dunia) yang terdiri dari cadangan panas bumi (cadangan *proven*, *probable*, dan *possible* berturut-turut sebesar 2.288 MW, 823 MW, dan 12.242 MW), dan sumber daya panas bumi (sumber daya *hypothetical* dan *speculative* berturut-turut sebesar 4.861 MW dan 9.210 MW) (Suhyar, 2011). Potensi panas bumi tersebut tersebar di 276 lokasi, yang meliputi 86 lokasi potensi panas bumi di Sumatera, 71 lokasi di Jawa, 8 lokasi di

Kalimantan, 55 lokasi di Sulawesi, 27 lokasi di Bali dan Nusa Tenggara, 26 lokasi di Maluku, dan 3 lokasi di Papua.

Terobosan dalam pengembangan energi panas bumi yang paling terkenal adalah upaya mewujudkan program percepatan pembangunan listrik 10.000 MW Tahap II, dimana panas bumi ditargetkan sebagai salah satu sumber utamanya dengan kontribusi mencapai 40% (Dahlan, 2011). 43 proyek pembangkit listrik panas bumi (PLTP) dengan kapasitas 3.967 MW siap dikembangkan dalam rangka program percepatan 10.000 MW tahap kedua (Permen ESDM No.15/2010). Rencana PLTP pada Proyek Percepatan 10.000 MW Tahap Kedua ditunjukkan seperti pada Tabel 1.

Tabel 1. Rencana PLTP pada Proyek Percepatan 10.000 MW Tahap Kedua

Region	Pembangkit	Kapasitas	Region	Pembangkit	Kapasitas
Jawa	Rawa Dano, Banten	1x110 MW	Sumatera	Sorik Merapi	1x55 MW
	Tangkuban Perahu I	2x55 MW		Muaralaboh	2x110 MW
	Kamojang 5	1x40 MW		Mulut Balai	4x55 MW
	Kamojang 6	1x60 MW		Rantau Dadap	2x110 MW
	Cibuni	1x10 MW		Sungai Penuh	2x55 MW
	Cisolok -Sukarame	1x50 MW		Hululais	2x55 MW
	Darajat	2x55 MW		Rajabasa	2x110 MW
	Karaha Bodas	1x30 MW + 2x55 MW		Ulubelu 3,4	2x55 MW
	Patuha	3x60 MW		Sub Total	1.327 MW
	Salak	1x40 MW	Sulawesi	Lahendong 5,6	2x20 MW
	Tanpomas	1x45 MW		Kotamobagu 1,2	2x20 MW
	Tangkuban Perahu II	2x30 MW		Kotamobagu 3,4	2x20 MW
	Wayang Windu	2x120 MW		Bora	1x5 MW
	Batu Raden	2x110 MW		Merana/Masaingi	2x10 MW
	Dieng	1x55 MW + 1x60 MW		Sub Total	145 MW
	Guci	1x55 MW	Nusa Tenggara	Huu	2x10 MW
	Ungaran	1x55 MW		Sembalun	2x10 MW
	Ijen	2x55 MW		Atadei	2x2,5 MW
	Argopuro	1x55 MW		Sukoria	2x2,5 MW
	Wilis/Ngebel	3x55 MW		Sub Total	50
	Sub Total	1.790 MW	Maluku	Tulehu	2x10 MW
Sumatera	Seulawah Agam	1x55 MW		Jailolo	2x5 MW
	Jaboi	1x7 MW		Songa Wyaua	1x5 MW
	Sarulla 1	3x110 MW		Sub Total	35 MW
	Sarulla 2	2x55 MW			
Total Indonesia				3.967 MW	

Sumber: Permen ESDM No. 15 Tahun 2010

Untuk pasokan listrik nasional, diproyeksikan akan meningkat dari 252,70 TWh pada tahun 2015 meningkat menjadi 550,17 TWh atau meningkat dengan laju pertumbuhan rata sebesar 8,09 persen per tahun. Sementara pasokan listrik dari

panas bumi diproyeksikan akan tumbuh sekitar 16,53 persen per tahun dari 10,69 TWh (2015) menjadi 49,35 TWh (2024) (PT. PLN, 2014). Pada tahun 2024, komposisi produksi energi listrik per jenis energi primer di Indonesia diproyeksikan

63,7% batubara, 19,2% gas alam (termasuk *Liquefied Natural Gas*), 9% panas bumi, 6,6% tenaga air, 1,5% minyak dan bahan bakar lainnya.

TKDN (Tingkat Komponen Dalam Negeri) menjadi isu penting dalam pengembangan industri nasional ke depan. Makin tinggi TKDN dalam pengembangan panas bumi diharapkan dapat menurunkan biaya pokok pembangkitan listrik. Di sisi lain peningkatan TKDN akan memberi multiplier efek yang lebih besar bagi pertumbuhan ekonomi nasional. Karena tiap-tiap jenis industri komponen PLTP merupakan klaster industri yang didukung oleh industri-industri kecil dan menengah.

Dalam rangka mempercepat pemanfaatan energi panas bumi di Indonesia, BPPT sedang melakukan pengembangan PLTP Skala Kecil melalui tahapan penyusunan *engineering design* sistem pembangkit, dimana seluruh proses EPC sampai dengan manufaktur komponen pembangkit dilakukan oleh industri dalam negeri. Dalam tulisan ini disampaikan analisa yang menyajikan seberapa besar pengaruh TKDN dalam keekonomian PLTP Skala Kecil di Indonesia, dengan mengambil kasus PLTP 3 MW tipe *Condensing Turbine*.

2. BAHAN DAN METODE

Secara teknis dalam melakukan penilaian kelayakan pengembangan lapangan panas bumi, dimulai dari pengkajian sistem panas bumi (*geothermal resource assessment*) (Nenny, 2015). Kajian sistem panas bumi dilakukan untuk mendapatkan gambaran mengenai sumber panas, reservoir dan temperaturnya, sumber air, serta manifestasi panas bumi permukaan yang terdapat di daerah tersebut.

Langkah selanjutnya adalah menghitung besarnya sumberdaya, cadangan dan potensi listrik dan mengkaji apakah sumberdaya panas bumi yang ditemukan tepat untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik (Anonim, 2014). Apabila energi tersebut dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik maka langkah selanjutnya adalah menentukan rencana pengembangan PLTP. Kemudian dilanjutkan dengan menentukan rencana pengembangan lapangan (*steam field development*) meliputi penentuan jumlah sumur produksi, injeksi dan sumur cadangan (*make up well*). Langkah selanjutnya adalah mengkaji apakah suatu sumberdaya panas bumi dimaksud tepat untuk dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik.

Di sisi kelayakan ekonomi, pengembangan panas bumi dibedakan menjadi dua yaitu pengembangan di sisi hulu dan pengembangan di sisi hilir (Ali, 2015). Pengembangan di sisi hulu menghasilkan uap, sementara pengembangan di sisi hilir menghasilkan listrik. Pengembangan panas bumi di sisi hulu harus memperhitungkan biaya perusahaan panas bumi yang meliputi biaya sumur eksplorasi, biaya sumur pengem-

bangkan lapangan uap (*steam field*), biaya fasilitas produksi, dan biaya pemeliharaan lapangan uap. Sementara pengembangan di sisi hilir meliputi biaya investasi PLTP dan biaya operasi dan perawatan pembangkit. Secara detail, komponen biaya pengembangan uap (*steam field*) dan biaya pembangkitan listrik adalah sebagai berikut:

a. Biaya Investasi

- Biaya eksplorasi
 - Survei pendahuluan.
 - Eksplorasi rinci
 - Studi kelayakan
- Biaya pengembangan lapangan uap (*steam field*), terdiri atas:
 - Biaya pemboran sumur (sumur eksplorasi, pengembangan, injeksi, *make up*)
 - Biaya lahan, jalan, persiapan lahan dan lain-lain
 - Biaya fasilitas produksi
 - Biaya sarana pendukung

b. Biaya Operasional dan Perawatan

- Biaya pemeliharaan lapangan uap
- Biaya pembangkit listrik.

Rumus yang digunakan untuk menghitung biaya pembangkitan listrik panas bumi adalah sebagai berikut:

$$Avail = \frac{Av}{100} \dots\dots\dots(1)$$

$$DisFC_i = \frac{DFC_i}{100} \dots\dots\dots(2)$$

$$DisLC_i = \frac{DLC_i}{100} \dots\dots\dots(3)$$

$$d = DiscRate \dots\dots\dots(4)$$

$$FdFC = \sum_{i=1}^{Tkonstr} (DisFC_i \times (1+d)^{Tkonst-i+0.5}) \dots\dots(5)$$

$$FdLC = \sum_{i=1}^{Tkonstr} (DisLC_i \times (1+d)^{Tkonst-i+0.5}) \dots\dots(6)$$

$$Cost = (FdFC \times FC) + (FdLC \times LC) \dots\dots\dots(7)$$

$$FPM = \frac{d \times (1+d)^{Tekonom}}{(1+d)^{Tekonom} - 1} \dots\dots\dots(8)$$

$$BiayaPembangkitan(\$ / MWh) = \frac{FPM \times Cost}{Avail \times 8,760} + \frac{OM}{Avail \times 8,760} + \frac{0,860 \times HargaUap}{Eff} \dots\dots(9)$$

dimana,
Avail : Faktor Ketersediaan (%)
Tekonom : Umur Ekonomis (tahun)

Tkonst : Lama Pembangunan (tahun)
FC : Investasi Asing (USD/kW)
LC : Investasi Domestik (USD/kW)
OM : Biaya O&M (USD/kWh/tahun)
DiscRate : Discount Rate (%)
Dfc_i : Disbursement Asing (%)
Dlc_i : Disbursement Domestik (%)

Biaya pengembangan panas bumi sangat bervariasi bergantung pada lokasi pembangunan, aksesibilitas, dan kesiapan infrastruktur di lapangan (Al-Dabbas, 2009). Lokasi proyek dibedakan dalam 3 kategori sebagai berikut.

- Lokasi Bagus adalah lokasi dimana infrastruktur sudah berdiri, tenaga terampil tersedia, stabilitas politik dan sosial sangat mendukung, serta dekat dengan kota besar.
- Lokasi Sedang adalah lokasi yang berada di area di mana infrastruktur dalam keadaan cukup, memiliki sejumlah tenaga terampil dan stabilitas politik dan sosial terjaga.
- Lokasi Kurang adalah lokasi di mana infrastruktur dalam keadaan buruk atau kurang baik, mempunyai aksesibilitas yang sulit, kurang didukung tenaga terampil dan memiliki resiko ketidakstabilan politik. Lokasi ini biasanya berada di tempat sangat terpencil.

Selain masalah infrastruktur, biaya pengembangan juga sangat dipengaruhi oleh kualitas sumberdaya panas bumi. (Shibaki, 2003). Ada tiga kategori kualitas sumberdaya panas bumi, yaitu sumberdaya kualitas tinggi (sangat bagus), sedang, dan rendah. Misalnya, sumberdaya panas bumi kualitas rendah tidak sesuai untuk pembangkit berukuran sedang dan besar.

TKDN adalah besarnya kandungan dalam negeri yang terkandung dalam barang, jasa dan gabungan barang dan jasa. Komponen dalam negeri pada barang adalah penggunaan bahan baku, rancang bangun dan perekayasaan yang mengandung unsur manufaktur, fabrikasi, perakitan, dan penyelesaian akhir pekerjaan yang berasal dari dan dilaksanakan di dalam negeri. Komponen dalam negeri pada jasa adalah penggunaan jasa sampai dengan penyerahan akhir dengan memanfaatkan tenaga kerja termasuk tenaga ahli, alat kerja termasuk perangkat lunak dan sarana pendukung yang berasal dari dan dilaksanakan dalam negeri.

TKDN barang dihitung berdasarkan perbandingan antara harga barang jadi dikurangi harga komponen luar negeri terhadap harga barang jadi. Harga barang jadi merupakan biaya produksi yang dikeluarkan untuk memproduksi barang. Biaya produksi meliputi:

- Biaya untuk bahan (*material*) langsung,
- Biaya tenaga kerja langsung, dan
- Biaya tidak langsung pabrik (*factory overhead*); tidak termasuk keuntungan, biaya tidak langsung perusahaan (*company overhead*), dan pajak keluaran.

Penentuan komponen dalam negeri barang berdasarkan kriteria:

- untuk bahan (*material*) langsung berdasarkan negara asal barang (*country of origin*),
- untuk alat kerja/fasilitas kerja berdasarkan kepemilikan dan negara asal, dan
- untuk tenaga kerja berdasarkan kewarganegaraan.

Biaya bahan (*material*) langsung, biaya tenaga kerja langsung dan biaya tidak langsung pabrik dihitung sampai di lokasi pengerjaan (pabrik/*workshop*) untuk produk barang yang bersangkutan.

Untuk memaksimalkan penggunaan produksi dalam negeri, pemerintah telah mengeluarkan berbagai macam kebijakan. Salah satunya dengan mengintensifkan implementasi peraturan tentang TKDN. Pengembangan PLTP diharapkan bisa mendorong industri dalam negeri untuk ikut berkembang melalui penyediaan komponen-komponen yang diperlukan. TKDN (Tingkat Komponen Dalam Negeri) menjadi isu penting dalam pengembangan industri nasional ke depan. Makin tinggi TKDN dalam pengembangan panas bumi diharapkan dapat mempunyai multiplier efek yang lebih besar bagi pertumbuhan perekonomian nasional.

Dalam rangka mendorong kemampuan industri dalam negeri serta meningkatkan daya saing barang dan jasa produk dalam negeri guna mendukung kemandirian infrastruktur ketenagalistrikan, Menteri Perindustrian telah menetapkan Peraturan Menteri Perindustrian No. 54/M-IND/PER/3/2012 tentang Pedoman Penggunaan Produksi Dalam Negeri untuk Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan.

Salah satu pembangkit listrik yang didukung Pemerintah dalam pengembangan ketenagalistrikan adalah pengembangan pembangkit listrik panas bumi. Dalam mengimplementasikan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (PLTP) juga mengacu pada peraturan dan regulasi yang telah ditetapkan oleh Pemerintah. Besarnya minimum Tingkat Komponen Dalam Negeri untuk PLTP diatur dalam Peraturan Menteri Perindustrian No. 54/M-IND/PER/3/2012 sebagaimana tercantum pada Tabel 2.

Tabel 2. Minimum TKDN untuk Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi

PLTP	Skala Pembangkit Listrik				
	s.d. 5 MW	5 - 10 MW	10 - 60 MW	60 - 100 MW	> 110 MW
Barang	31,30%	21,00%	15,70%	16,30%	16,00%
Jasa	89,18%	82,30%	74,10%	60,10%	58,40%
Barang dan Jasa	42,00%	40,45%	33,24%	29,21%	28,95%

Perhitungan TKDN pada PLTP meliputi perhitungan TKDN pada (Anonim, 2011):

- Komponen utama terdiri dari *steam turbine, steam above ground system (SAGS), generator, electrical, instrument and control, balance of plant*, dan *civil and steel structure*.
- Jasa terdiri dari jasa konsultan, jasa EPC, jasa

pengujian dan sertifikasi, jasa pelatihan, dan atau jasa pendukung.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Biaya Pembangkitan

Sebagaimana dijelaskan sebelumnya bahwa ada dua faktor penting yang mempengaruhi besarnya biaya investasi pengembangan PLTP, yaitu kualitas sumber daya dan kondisi infrastruktur di lokasi tersebut (Al-Dabbas, 2009 dan Shibaki, 2003). Sumber daya panas bumi dapat mempunyai kualitas tinggi, menengah dan rendah. Sedangkan infrastruktur di lokasi pengembangan panas bumi dapat sudah maju, sedang maupun masih terpencil. Besarnya biaya investasi setiap kondisi ditunjukkan pada Tabel 3 dan merupakan total biaya modal langsung serta tidak langsung. Biaya investasi ini sudah termasuk biaya eksplorasi, biaya pengembangan uap dan biaya pembangkit. Biaya investasi di sini tidak menunjukkan satu nilai yang unik tetapi merupakan nilai minimum dan maksimum yang menunjukkan rentang biaya investasi yang mungkin.

Tabel 3. Data Investasi Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi (US\$₂₀₀₉/kW)

		Kualitas Sumber Daya					
		Tinggi		Menengah		Rendah	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
Lokasi	Maju	4.2	6.325	4.725	8.25	5.25	10.175
	Sedang	4.4	7.475	4.95	9.75	5.5	12.025
	Terpencil	5.2	9.2	5.85	12	6.5	14.8

Dalam menghitung biaya pembangkitan PLTP skala kecil ini, digunakan asumsi faktor ketersediaan 95%, *discount rate* 10%, dan umur ekonomis 25 tahun. Sedang lamanya waktu eksplorasi, eksploitasi sampai pembangunan pembangkit diasumsikan memerlukan waktu selama 2 tahun. Biaya operasi dan perawatan yang merupakan biaya perawatan lapangan uap serta biaya operasi dan perawatan pembangkit sebesar 2,00 \$/kWh/tahun – 3,50 \$/kWh/tahun.

Dengan asumsi bahwa biaya pembangkitan hanya tergantung dari komponen biaya investasi serta komponen biaya operasi dan perawatan, maka dengan menggunakan data dan rumus di atas, biaya pembangkitan PLTP untuk biaya investasi asing ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Hasil Perhitungan Biaya Pembangkitan (cent \$/kWh)

		Kualitas SDA					
		Tinggi		Menengah		Rendah	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max
Lokasi	Maju	9,06	14,13	9,94	17,36	10,82	20,59
	Sedang	9,39	16,06	10,32	19,88	11,24	23,70
	Terpencil	10,74	18,96	11,83	23,66	12,92	28,36

Dari hasil perhitungan terlihat bahwa biaya

pembangkit PLTP skala kecil berkisar antara 9,06 cent \$/kWh sampai dengan 28,36 cent \$/kWh dengan biaya pembangkitan rata-rata sebesar 15,50 cent \$/kWh. Sebaran biaya pembangkitan untuk setiap parameter kualitas sumber daya dan kondisi infrastruktur dilokasi tempat PLTP ditunjukkan rangkuman biaya pembangkitannya seperti pada Gambar 1. Dari gambar terlihat bahwa makin rendah kualitas sumber daya, makin mahal biaya pembangkitannya. Begitu juga untuk kondisi infrastruktur di lokasi PLTP, semakin tertinggal infrastruktur di lokasi tersebut, semakin tinggi biaya pembangkitan.

Gambar 1. Hasil Perhitungan Biaya Pembangkitan PLTP Skala Kecil

3.2 Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) PLTP 3 MW

Saat ini BPPT sedang melakukan pengembangan PLTP 3 MW tipe *Condensing* melalui tahapan penyusunan *engineering design* sistem pembangkit, dimana seluruh proses EPC (*Engineering Procurement and Construction*) sampai dengan manufaktur komponen pembangkit dilakukan oleh industri dalam negeri. Dalam pelaksanaannya, melibatkan beberapa industri sebagai mitra kerja, antara lain PT Rekayasa Industri untuk pekerjaan *engineering design*, PT Nusantara Turbin dan Propulsi untuk manufaktur turbin, PT Pindad manufaktur generator, PT. Boma Bisma Indra (BBI) untuk komponen-komponen *separator*, *condenser*, *jet ejector* dan komponen pendukungnya.

Meskipun demikian tidak semua komponen, perangkat lunak (*software*) dan jasa pembuatannya dikerjakan oleh peralatan atau personil dari dalam negeri. Oleh karena itu untuk mengetahui lebih lanjut mengenai TKDN dari PLTP 3 MW skala kecil ini dilakukan pendataan dari masing-masing komponen menyangkut pembuatan barang serta jasa yang digunakan. Seperti telah disebutkan di atas, TKDN diperhitungkan berdasarkan barang dan jasa produk yang digunakan. Berdasarkan data-data dari hasil survei dari setiap perusahaan yang memproduksi komponen utama, komponen pendukung serta jasa dari masing-masing perusahaan dicantumkan pada Tabel 5 dan Tabel 6.

Selanjutnya untuk mengetahui peranan TKDN keseluruhan dari peralatan, barang serta jasa yang digunakan dalam pengembangan PLTP 3

MW, dilakukan analisis perhitungan kumulatif antara barang (komponen utama) dan jasa yang terkait dengan pengembangan PLTP 3 MW tersebut.

Tabel 5. Besaran TKDN Barang (Komponen Utama) PLTP 3 MW

Uraian	KDN (%)	KLN (%)	Bobot	TKDN (%)
I Steam Turbine	80,4%	19,6%	0,218	17,5%
II Generator	56,1%	43,9%	0,117	6,6%
III SAGS	24,9%	75,1%	0,180	4,5%
IV Electrical	48,3%	51,7%	0,111	5,4%
V Instrument & Control	44,2%	55,8%	0,073	3,2%
VI Balance of Plant	15,4%	84,6%	0,200	3,1%
VII Piping	37,7%	63,3%	0,030	1,1%
VIII Civil & Steel Structure	98,0%	2,0%	0,071	7,0%
Total Bobot			1,000	
TKDN Barang PLTP 3 MW				48,4%

Sumber: Industri-industri mitra kerja BPPT dalam Program Pengembangan PLTP 3 MW Tipe *Condensing* Kamojang

Tabel 6. Besaran TKDN Jasa untuk PLTP 3 MW

Uraian	KDN (%)	KLN (%)	Bobot	TKDN (%)
I Jasa Konsultan	85,5%	14,5%	0,030	2,6%
II Jasa Kontruksi Terintegrasi (EPC)	97,2%	2,8%	0,800	77,7%
III Jasa Pemeriksaan, Pengujian dan Sertifikasi	100,0%	0,0%	0,070	7,0%
IV Jasa Pendukung	100,0%	0,0%	0,100	10,0%
Total Bobot			1,000	
TKDN Jasa PLTP 3 MW				97,3%

Sumber: Industri-industri mitra kerja BPPT dalam Program Pengembangan PLTP 3 MW Tipe *Condensing* Kamojang

Dari Tabel 5 dan 6 di atas dapat dijelaskan sebagai berikut:

3.2.1 Steam Turbine

Jasa yang terdiri dari personil, alat kerja dan peralatan dan konstruksi dan fabrikasi yang mempunyai bobot 40% dari seluruh produksi *steam turbine* mempunyai TKDN hampir 100%, hal ini menunjukkan bahwa dalam memproduksi *steam turbine* sudah menggunakan tenaga kerja dari dalam negeri. Selanjutnya perincian untuk barang pada *steam turbine*, sebagian rotor part dan komponen telah dapat diproduksi dalam negeri, sedangkan komponen *stator part* telah 100% dapat diproduksi dalam negeri. Namun untuk bagian *control* dan *asesories* seluruhnya masih dihasilkan dari luar negeri.

3.2.2 Generator

Untuk komponen generator, semua perincian jasa baik berupa personil, alat kerja dan peralatan maupun konstruksi dan fabrikasi, seluruhnya sudah dikerjakan oleh personil dalam negeri. Sehingga dengan bobot 0,535, TKDN dari jasa generator menghasilkan porsi 53,5%. Sementara untuk perincian barang baik material terpakai dan peralatan, masih banyak komponen yang diproduksi luar negeri. Untuk *mechanical part*, hanya *bearing house* yang 100% sudah dapat diproduksi dalam negeri. Sedangkan untuk *electrical part* hanya komponen AVR dengan komponen dalam negeri sebesar 40%.

3.2.3 SAGS (Steam Above Gathering System)

Untuk peralatan *Steam Above Gathering System*, komponen jasa mempunyai bobot sebesar 0,47. Dari bobot ini, 70% berasal dari konstruksi (tenaga kerja langsung), 23% untuk alat kerja, peralatan dan 7% dari personil. Dari komponen ini, hanya alat kerja dan peralatan yang mempunyai KDN sekitar 50%. Sementara untuk konstruksi dan personil hanya mempunyai KDN 10%. Sehingga dari komponen jasa SAGS ini hanya mempunyai TKDN sebesar 6,50%.

Selanjutnya untuk barang dengan bobot penilaian sebesar 0,78 dan dengan KDN yang bervariasi untuk pressure part dan non pressure part (separator, rock muffler, steel structure, dan foundation mempunyai KDN rata 65%). Sementara sisanya hanya mempunyai KDN sekitar 20%. Sehingga dari komponen dalam negeri untuk barang SAGS menghasilkan TKDN sebesar 18,40%. Secara total TKDN untuk SAGS adalah sebesar 24,90%.

3.2.4 Electrical

Untuk elektrikal, komponen jasa yang terdiri dari electrical engineer, dan commissioning & testing engineer yang mempunyai bobot 20%, seluruhnya dihasilkan komponen dalam negeri. Sehingga untuk jasa electrical ini menghasilkan TKDN 20%. Sementara untuk komponen barang, transformer yang mempunyai bobot 0,184, 60% mempunyai kandungan dalam negeri. Adapun untuk protection system yang mempunyai bobot 0,10, masih tergantung pada luar negeri (kandungan luar negerinya 90%). Untuk switching station dengan bobot 0,120 hanya mempunyai kandungan dalam negeri 20%. Sisanya sebanyak 8 komponen mempunyai kandungan dalam negeri antara 30% sampai dengan 60%. Sehingga untuk komponen barang electrical ini, dengan bobot 80% hanya mempunyai TKDN sebesar 28,30%.

3.2.5 Balance of Plant (BOP)

Untuk BOP yang hanya disumbangkan oleh komponen barang yang terdiri dari material terpakai dan peralatan, KDN terbesar disumbangkan oleh *Circulating Cooling Water System* yaitu sebesar 51%. Sementara untuk *Cooling Tower*, *Condenser*, *Gas Extraction System*

dan Tanks material dan peralatannya masih berasal dari luar negeri.

3.2.6 Piping, Civil, Instrumentation & Control.

Untuk komponen *piping, Civil, Instrumentation & Control* seluruh jasanya 100% berasal dari kandungan dalam negeri. Dari komponen barang (material terpakai dan peralatan), untuk piping hanya *pipe support* yang 100% berasal dari KDN, sementara untuk *insulation, piping, valves & fitting* antara 80%-90% masih berupa KLN. Untuk material terpakai dan peralatan *civil* dan *steel structure* hampir 100% berupa KDN. Adapun untuk *Instrumentation & Control* hanya *control panel* yang dihasilkan dari kandungan dalam negeri dengan porsi 60%. Sisanya sebanyak 11 komponen sebagian besar berasal dari KLN (hanya 0%-20% kandungan dalam negerinya).

Secara keseluruhan perhitungan TKDN PLTP 3 MW tipe *condensing* untuk barang dan jasa dapat dirangkum seperti pada Tabel 7. Berdasarkan Tabel 7 dapat dijelaskan kembali bahwa Kandungan Dalam Negeri (KDN) untuk barang PLTP skala kecil (3 MW) saat ini adalah 48,4%, sementara untuk Jasa PLTP sebesar 97,3%. Dengan bobot masing-masing komponen tersebut 0,7 dan 0,3, maka TKDN untuk barang PLTP mencapai 34,0% sedangkan untuk jasa sebesar 29,2% atau total TKDN untuk barang dan jasa PLTP skala kecil sebesar 63,14%. Nilai ini lebih tinggi dari TKDN yang ditetapkan oleh Kementerian Perindustrian untuk PLTP kapasitas < 5 MW yakni sebesar 42,00%.

Tabel 7. Besaran TKDN Gabungan Barang dan Jasa untuk PLTP 3 MW

Uraian		KDN (%)	KLN (%)	Bobot	TKDN (%)
I	Barang (Komponen Utama) PLTP	48,4%	52,8%	0,70	33,9%
II	Jasa PLTP	97,3%	2,7%	0,30	29,2%
Total Bobot				1,000	
TKDN Barang dan Jasa PLTP 3					63,1%

Selanjutnya, untuk perhitungan biaya pembangkitan pada kondisi TKDN ini yang diperhitungkan adalah kandungan luar negeri dengan dikurangi PPN (10%) dan PPh untuk impor barang dan PPh untuk impor Jasa (7,5%). Dua perhitungan yang dilakukan dalam kondisi ini, yaitu kondisi KLN 52,8% untuk barang PLTP dan 2,7% untuk jasa PLTP atau yang menghasilkan total TKDN sebesar 63,14% (kondisi saat ini). Kedua diasumsikan jika KLN sebesar 10% untuk barang PLTP dan 0% untuk jasanya, atau yang menghasilkan total TKDN 93%.

Dengan mengurangi besarnya PPN dan PPh berdasarkan tarif bea masuk yang berlaku (10% untuk PPN dan 7,5% untuk PPh), biaya investasi untuk TKDN sebesar 63,14% akan berkurang sebesar 679 US \$/kW atau turun sebesar 8,95%

dibandingkan biaya investasi pada kondisi BAU (*Bussines as Usual*), yaitu kondisi dimana perhitungan biaya pembangkitan mengacu pada biaya investasi dengan referensi internasional. Penurunan investasi pada TKDN 63,14%, secara langsung akan menurunkan biaya pembangkitan menjadi 14,36 cent \$/kWh atau berkurang sebesar 7,36% dibandingkan kondisi BAU. Besar penurunan biaya pembangkitan untuk kondisi TKDN dibandingkan kondisi BAU ditunjukkan seperti pada Tabel 8.

Jika kondisi kandungan dalam negeri untuk barang ditingkatkan menjadi 90% (10% KLN) dan kandungan dalam negeri untuk jasa 100% atau yang menghasilkan total TKDN 93%, maka biaya investasi akan berkurang sebesar 14,60% dan biaya pembangkitan akan turun sebesar 12,01% dibandingkan biaya investasi pada kondisi *Bussines as Usual* (BAU).

Tabel 8. Penurunan Biaya Pembangkitan untuk Kondisi TKDN

	Biaya Investasi	Biaya Pembangkitan
Satuan	US \$/kW	Cent \$/kWh
BAU	7.588	15,50
TKDN 63%	6.908	14,36
Penurunan	679	1,14
% penurunan	8,95	7,36

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil perhitungan dan analisis atas data yang diinventarisir terkait Tingkat Kandungan Dalam Negeri pada PLTP 3 MW tipe *Condensing* yang sedang dikembangkan oleh BPPT di Indonesia, pengembangan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Skala Kecil di Indonesia memberi peluang yang sangat tinggi terhadap peningkatan TKDN (Tingkat Kandungan Dalam Negeri) manufaktur komponen pembangkit panas bumi.

Industri manufaktur komponen Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi telah mampu meningkatkan Kandungan Dalam Negeri sebesar 21,15% dari target Kandungan Dalam Negeri yang ditetapkan oleh Kementerian Perindustrian, yaitu dari target 42,00% menjadi 63,15%.

Peningkatan TKDN komponen pembangkit panas bumi skala kecil sebesar 21,15% akan mampu menurunkan investasi sebesar 8,95% dan menurunkan biaya pembangkitan listrik sebesar 7,36% dibandingkan biaya investasi dan biaya pembangkitan pada kondisi *Bussines as Usual*.

Peningkatan TKDN sampai dengan 93% yang terdiri dari 90% TKDN untuk barang dan 100% TKDN untuk Jasa akan mampu menurunkan biaya investasi sebesar 14,60% dan biaya pembangkitan listrik sebesar 12,01% dibandingkan biaya investasi dan biaya pembangkitan pada kondisi

Bussines as Usual. Diperlukan dukungan kebijakan, khususnya terkait dengan PPN dan PPh untuk impor barang dan PPh untuk impor Jasa.

DAFTAR PUSTAKA

- Al-Dabbas, M.A.A. (2009). *The Economical, Environmental and Technological Evaluation of Using Geothermal Energy*, European Journal of Scientific Research, Vol.38 No.4 (2009), pp 626-642, EuroJournals Publishing, Inc. 2009, <http://www.eurojournals.com/ejsr.htm>.
- Anonim, (2010). Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 15 Tahun 2010 tentang *Daftar Proyek-Proyek Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan, Batubara dan Gas serta Transmisi Terkait*.
- Anonim, (2011). Peraturan Menteri Perindustrian No. 16/M-IND/PER/2/2011 tentang *Ketentuan dan Tata Cara Penghitungan Tingkat Komponen Dalam Negeri*.
- Anonim, (2012). Peraturan Menteri Perindustrian No. 54/M-IND/PER/3/2012 tentang *Pedoman Penggunaan Produk Dalam Negeri Untuk Pembangunan Infrastruktur Ketenagalistrikan*.
- Anonim, (2014). Peraturan Pemerintah No 79. Tahun 2014 tentang *Kebijakan Energi Nasional*.
- Anonim, (2014). Undang Undang No. 21 Tahun 2014 tentang *Panas Bumi*.
- Ashat, A., (2015). dalam http://www.geothermal.itb.ac.id/workshop2013/sites/default/files/public/Al-i-02-geothermal_economics.pdf, akses 04/05/2015.
- Bapekki, (2005). *Kajian Kebijakan Insentif Fiskal Dalam Rangka Meningkatkan Usaha Ketenagalistrikan*, Badan Pengkajian Ekonomi, Keuangan dan Kerjasama Internasional, Departemen Keuangan RI bekerja sama dengan Center for Energy and Power Studies, PT. PLN (Persero) 2005.
- Iskan, D., (2011). *Pengembangan Panas Bumi dalam Program Peningkatan Elektrifikasi Nasional*, Musyawarah Nasional Asosiasi Panas Bumi Indonesia, Jakarta.
- Lund, J.W. and Tonya B., (1999). *Small Geothermal Power Project Examples*, Geo-Heat Center (GHC) Bulletin, June 1999, 9-26.
- Mulyana, R., (2014). *Road Map Pengembangan EBTKE Tahun 2014-2045*, Materi Presentasi Rapat dengan Sekretaris Kabinet, 17 Februari 2014.
- Oktaufik, MAM., (2013). *Pengembangan PLTP Skala Kecil di BPPT (Program Prioritas Nasional 2010-2014)*, Workshop Potensi dan Prospek Pengembangan PLTP Skala Kecil, Jakarta, BPPT.
- PT. PLN, (2014). *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) 2015 - 2024*, Jakarta, PT. PLN (Persero).
- Saefulhak, Y., (2013). *Regulasi dalam Pengembangan Panasbumi di Indonesia*, Workshop Potensi dan Prospek Pengembangan PLTP Skala Kecil, Jakarta, BPPT.
- Shibaki, M., (2003). *Geothermal Energy for Electric Power*, A REPP Issue Brief.
- Saptadji, N., (2015). Dalam http://geothermal.itb.ac.id/sites/default/files/public/Sekilas_tentang_Panas_Bumi.pdf, akses 04/05/2015.
- Suhyar R., (2012). *Pengembangan Panas Bumi Indonesia: Menanti Pembuktian, Materi Seminar Nasional IUGC 2011: Memberdayakan Geothermal Sebagai Sumber Energi di Indonesia*, 12 Februari 2011, Bandung, ITB.