

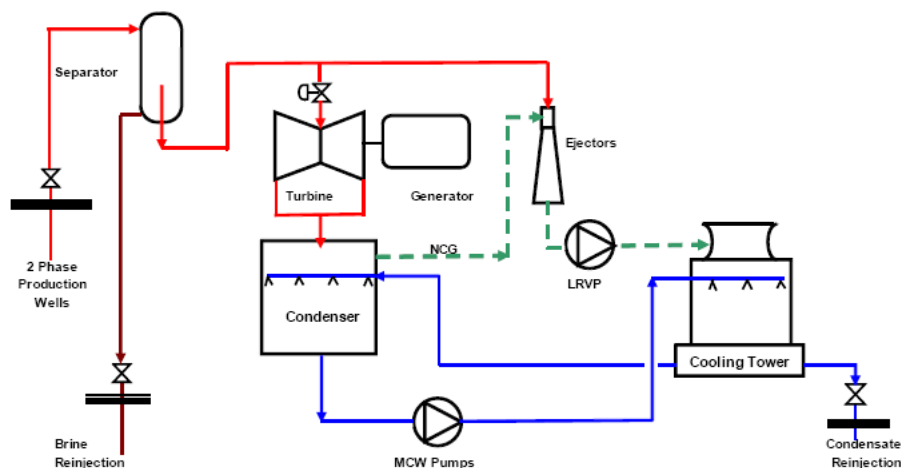
Dokumen Rancangan Aksi Mitigasi (DRAM)	
INFORMASI DASAR	
Judul Kegiatan Aksi Mitigasi	Lahendong Unit 5 & Unit 6 Geothermal Project
Tanggal Pendaftaran DRAM Pertama	10/05/2023
Periode Sertifikasi	14 tahun
Nomor Versi DRAM	03.0
Tanggal Penyelesaian DRAM	16/09/2023
Pelaku Mitigasi	PT Pertamina Geothermal Energy Tbk.
Perwakilan Pelaku Mitigasi	Julfi Hadi
Host Party	Indonesia
Lingkup Sektor	<input checked="" type="checkbox"/> Energi <input type="checkbox"/> Industrial Processes & Product Use (IPPU) <input type="checkbox"/> Pertanian <input type="checkbox"/> Forestry & Other Land Use (FOLU) <input type="checkbox"/> Pengolahan Limbah
Skala Kegiatan Aksi Mitigasi	<input type="checkbox"/> Skala besar <input checked="" type="checkbox"/> Skala kecil
Metodologi dan <i>Baseline</i> Standar yang Diterapkan	Status metodologi: Versi yang paling mutakhir dari UNFCCC Ekuivalen metodologi: CDM UNFCCC ACM0002 version 21.0
Estimasi Jumlah Reduksi Emisi GRK Rata-Rata Tahunan	194.876 tCO ₂ e
Kategori Kredit/Registrasi	<input type="checkbox"/> Reguler <input checked="" type="checkbox"/> Retroaktif

BAGIAN A. Deskripsi Kegiatan Aksi Mitigasi

A.1. Tujuan dan Gambaran Umum Kegiatan Aksi Mitigasi

Proyek Panas Bumi Lahendong Unit 5 & Unit 6 (selanjutnya disebut kegiatan proyek) adalah pengembangan energi panas bumi hulu dan hilir yang meliputi kegiatan pengeboran, konstruksi dan operasi pembangkit listrik tenaga panas bumi baru berkapasitas 2 x 20 MW (kapasitas bersih) di Area Panas Bumi Tompaso, Provinsi Sulawesi Utara, Indonesia. Kegiatan proyek dikembangkan dan dioperasikan oleh PT Pertamina Geothermal Energy Tbk. (PGE) (selanjutnya disebut pemilik proyek), anak perusahaan PT Pertamina (Persero), yang fokus utamanya adalah untuk berkontribusi dalam memenuhi kebutuhan energi nasional melalui pemanfaatan energi panas bumi.

PGE saat ini memiliki dan mengoperasikan lapangan produksi dan reinjeksi uap panas bumi di area reservoir panas bumi Lahendong. Sumur produksi ini menyediakan uap untuk PLTP Lahendong Unit 1, 2, 4, dan 4 yang dimiliki dan dioperasikan oleh PLN. Setiap unit memiliki kapasitas *output* 20 MW. Meskipun kegiatan proyek disebut sebagai Lahendong Unit 5 & 6, namun terletak di reservoir panas bumi Tompaso yang berjarak sekitar 15 km dari reservoir panas bumi Lahendong di mana pembangkit listrik Lahendong Unit 1, 2, 3 dan 4 berada. Oleh karena itu, aktivitas proyek berbeda dan terpisah dari unit daya lain ini dan terkadang juga disebut sebagai Lahendong Selatan atau Tompaso Unit 1 & 2.



Gambar 1. Single flash condensing steam plant

Adapun tanggal penandatanganan Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik (PJBL) dengan PLN pada tanggal 11/03/2011. PLTP Lahendong Unit 5-6 ini mode operasi pembangkitnya adalah *baseload*, dengan faktor beban pembangkit (*plant load factor*) 90%. Umur operasi proyek (*project economic lifetime*) yaitu 30 tahun.

Bagaimana Kegiatan Aksi Mitigasi Mereduksi Emisi GRK

Kegiatan proyek mengeksport listrik rendah emisi ke jaringan interkoneksi Minahasa, Kotomobagu dan Gorontalo, yaitu jaringan Sulawesi Utara dan Gorontalo (selanjutnya disebut jaringan Sulutgo). Kehadiran kegiatan proyek memungkinkan ekspor 315.360 MWh listrik terbarukan per tahun ke jaringan Sulutgo berdasarkan perjanjian jual beli listrik dengan PT PLN, perusahaan listrik milik negara. Kegiatan proyek dihubungkan oleh saluran transmisi 150 kV ke jaringan Sulutgo melalui gardu induk Kawangkoan yang berjarak kurang lebih 2 km dari lokasi proyek.

Skenario Sebelum Pelaksanaan Kegiatan Aksi Mitigasi

Dengan tidak adanya kegiatan proyek, kebutuhan listrik di wilayah tersebut dapat dipenuhi dengan beroperasinya pembangkit listrik (berbahan bakar fosil lain) yang terhubung dengan jaringan dan dengan penambahan sumber pembangkit listrik baru ke Jaringan Sulutgo.

Estimasi Reduksi Emisi GRK Rata-Rata Tahunan (*Ex-Ante*)

Pengurangan emisi rata-rata dalam kegiatan proyek diperkirakan sebesar 194.876 tCO₂ per tahun. Batasan proyek meliputi emisi CO₂ dari pembangkit listrik di pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang terhubung ke jaringan listrik yang dipindahkan akibat kegiatan proyek, emisi CH₄ dan CO₂ dari gas yang tidak dapat terkondensasi yang terkandung dalam uap panas bumi.

Kontribusi terhadap Pembangunan Berkelanjutan

Gambaran umum kontribusi kegiatan aksi mitigasi terhadap pembangunan berkelanjutan dapat diuraikan sebagai berikut:

Keberlanjutan Lingkungan (*Environmental Sustainability*)

Kegiatan proyek menghasilkan listrik dengan emisi GRK rendah, memanfaatkan panas alami terbarukan di bawah permukaan bumi, untuk menggantikan sebagian listrik yang dihasilkan di Jaringan Sulutgo, yang didominasi oleh pembangkit listrik berbahan bakar fosil, sehingga mengurangi emisi gas rumah kaca secara keseluruhan.

Rancangan aksi mitigasi akan memberikan kontribusi terhadap SDG 7 (*Affordable and Clean Energy*): PLTP Lahendong Unit 5-6 ini menggunakan energi panas bumi merupakan energi terbarukan (*renewable energy*) dan bukan energi fosil, sehingga PLTP ini menghasilkan energi bersih (*clean energy*) dengan estimasi 315.360 MWh/tahun.

Rancangan aksi mitigasi akan memberikan kontribusi terhadap SDG 13 (*Climate Action*): PLTP Lahendong Unit 5-6 ini sudah pernah divalidasi dan pernah terdaftar di Verra Registry sebagai salah satu proyek reduksi emisi Verified Carbon Standard (VCS) dengan status saat ini sudah ditarik (*withdrawn*), kemudian dilanjutkan pendaftaran ke Sistem Registri Nasional (SRN) dengan estimasi penurunan emisi gas rumah kaca sebesar 194.876 tCO₂e/tahun.

Keberlanjutan Ekonomi (*Economic Sustainability*)

Kegiatan proyek meningkatkan kondisi sosial dan ekonomi dengan memasok listrik terbarukan ke jaringan regional Sulutgo yang saat ini menghadapi kekurangan listrik. Kegiatan proyek juga menyediakan kesempatan kerja lokal selama tahap konstruksi dan operasi. Lebih lanjut disebutkan bahwa Provinsi Sulawesi Utara memiliki potensi sumber energi primer yang dapat digunakan untuk pembangkit listrik yaitu panas bumi dan tenaga air. Potensi panas bumi yang tersedia diperkirakan mencapai 793 MWe yang tersebar di 5 lokasi dan potensi air sebesar 160 MW. Selain itu, cekungan minyak bumi ditemukan namun belum dipelajari potensinya di wilayah tersebut.

Secara rinci mengenai tujuan dan manfaat dalam keberlanjutan ekonomi, dengan adanya proyek, akan berkontribusi terhadap SDG 8 (*Decent Work and Economic Growth*):

- PLTP Lahendong Unit 5-6 ini membuka kesempatan dalam menyerap tenaga kerja baik termasuk dari masyarakat lokal, sehingga diharapkan dapat meningkatkan tingkat ekonomi dari masyarakat lokal tersebut dengan memberi upah minimum yang ditetapkan pemerintah daerah di wilayah operasi.
- Kemudian para pekerja di PLTP Lahendong Unit 5-6 ini dibekali dengan pelatihan (*training*) oleh kontraktor EPC terkait pengoperasian dan pemeliharaan PLTP sehingga meningkatkan pengetahuan dan kemampuan (*skill*) para pekerja tersebut.

Keberlanjutan Sosial (*Social Sustainability*)

Kegiatan proyek meningkatkan kondisi sosial dan ekonomi dengan memasok listrik terbarukan ke jaringan regional Sulutgo yang saat ini menghadapi kekurangan listrik. Kebijakan pengembangan energi untuk Pulau Sulawesi sebagaimana yang dicanangkan oleh Kementerian ESDM, adalah mencapai rasio elektrifikasi 95% pada tahun 2025. Mengenai kontribusi atas manfaat keberlanjutan sosial, telah dibahas rinci pada bagian sebelumnya di mana proyek berkontribusi terhadap SDG 8 (*Decent Work and Economic Growth*).

Transfer Teknologi (*Technology Transfer*)

Selama instalasi dan pengoperasian sistem pembangkit panas bumi, beberapa pengetahuan dan keterampilan dalam desain dan pengoperasian turbin dan generator, serta rekayasa rancangan *front-end* ditransfer ke pihak PGE dari penyedia peralatan. Upaya pelatihan dan pemeliharaan awal dijadwalkan dan ditetapkan dalam kontrak antara PGE dan kontraktor EPC. Sebagaimana tercantum dalam Dokumen Prakuifikasi Pengadaan EPC untuk kegiatan proyek, ruang lingkup pekerjaan meliputi pelatihan operasi & pemeliharaan untuk staf pengawas, dan penyediaan instruktur penuh waktu untuk jangka waktu 12 bulan setelah pengambilalihan stasiun proyek.

Pelaksanaan pelatihan akan mengikuti jadwal kontrak. Pelatihan tambahan mungkin diperlukan untuk membawa tingkat keterampilan beberapa staf yang ada ke tingkat yang diperlukan. Ini akan dicapai oleh staf yang mengikuti kursus singkat eksternal. Proyek telah di-*commissioning* pada 15 September 2016 untuk Unit 5 dan 9 Desember 2016 untuk Unit 6. Mengenai kontribusi terhadap tujuan keberlanjutan global, telah disebutkan pada pembahasan sebelumnya terkait pemenuhan SDG No. 8.

A.2. Lokasi Kegiatan Aksi mitigasi

A.2.1. Negara

Indonesia

A.2.2. Provinsi

Sulawesi Utara

A.2.3. Kota/Kabupaten

Kabupaten: Minahasa

Kecamatan: Tompaso & Kawangkoan

Desa: Sendangan, Pinabetengan, Tompaso and Kanonang (I and II), Tonsewer dan Talikuran

A.2.4. Lokasi Geografis

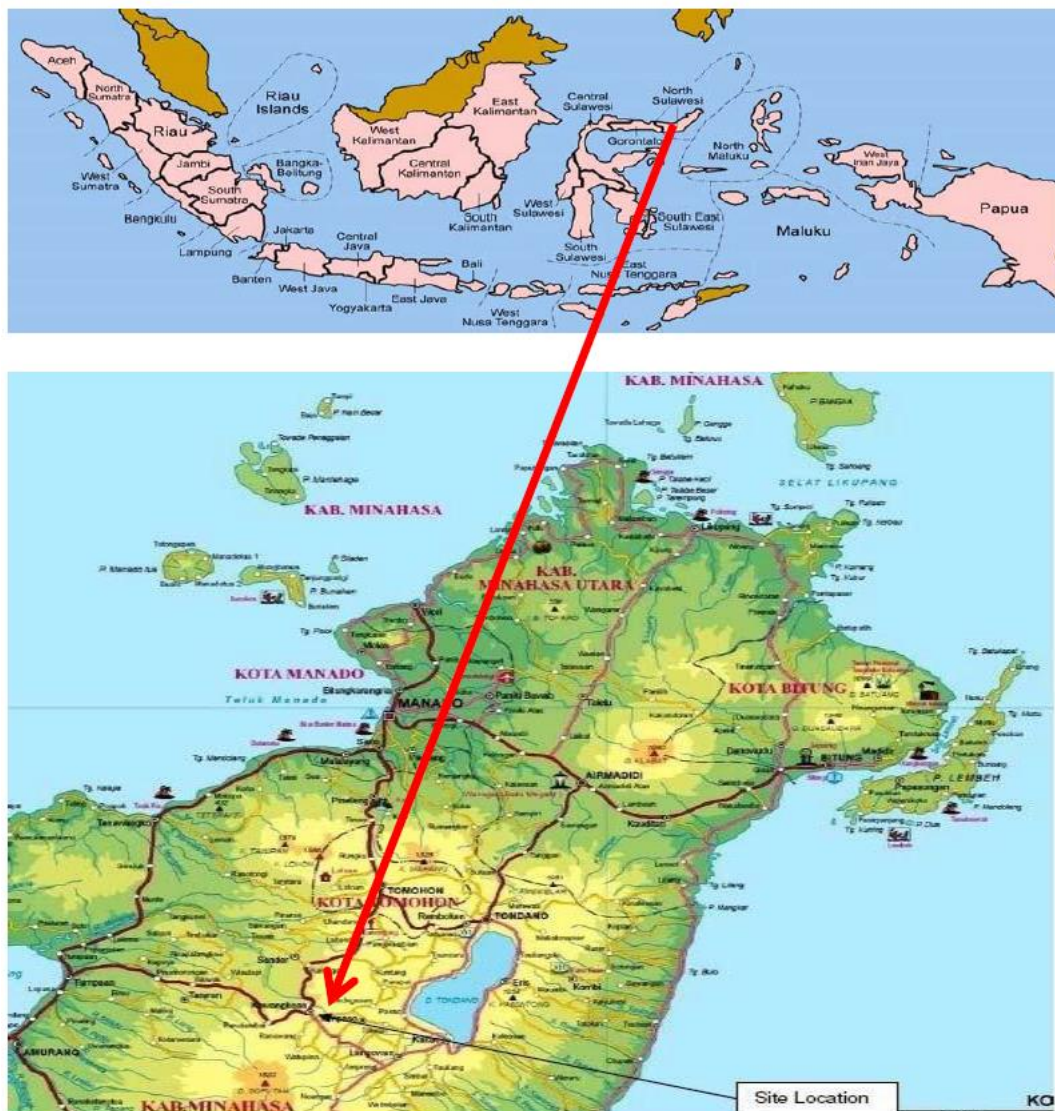
Koordinat geografis wilayah eksplorasi kegiatan proyek adalah:

Lintang : 1° 09' 59,59" N

Bujur : 124° 47' 50,72" BT

Kegiatan proyek berlokasi di lapangan panas bumi Tompaso, sekitar 50 km sebelah selatan ibu kota Manado, di pulau Sulawesi di Indonesia. Terbantang di Desa Sendangan, Pinabetengan, Tompaso

dan Kanonang (I dan II), Tonsewer dan Talikuran di Kecamatan Tompaso dan Kawangkoan, Kabupaten Minahasa, Sulawesi Utara, Indonesia.
Lokasi kegiatan proyek ditunjukkan pada peta di bawah ini.



A.3. Teknologi dan/atau Aksi

Pembangkit uap *single flash condensing* adalah jenis pembangkit listrik tenaga panas bumi yang paling umum beroperasi saat ini yang telah terbukti di seluruh dunia aman dan ramah lingkungan. Teknologi diperoleh dari negara Annex 1 dan karenanya transfer teknologi berlangsung dari negara Annex 1 ke negara tuan rumah.

Saat ini proyek Lahendong Unit 5&6 terdiri dari tiga kluster (kelompok sumur), dua untuk produksi uap dan satu untuk reinjeksi *brine*. Hingga tiga kelompok sumur tambahan (2 untuk produksi uap dan satu untuk reinjeksi air asin) dan satu pembangkit listrik yang terdiri dari dua unit (Unit 5&6) diusulkan. Setiap kluster terdiri dari hingga enam sumur. Jumlah akhir sumur dan kluster bergantung pada kapasitas produksi masing-masing sumur dan karenanya dapat bervariasi tergantung pada hasil uji produksi sumur.

Menerapkan pembangkit uap *single flash condensing* pada tekanan pemisahan *primer* antara 7 - 9 bar dan dengan data pengujian sumur yang tersedia saat ini, parameter utama pembangkit listrik adalah sebagai berikut:

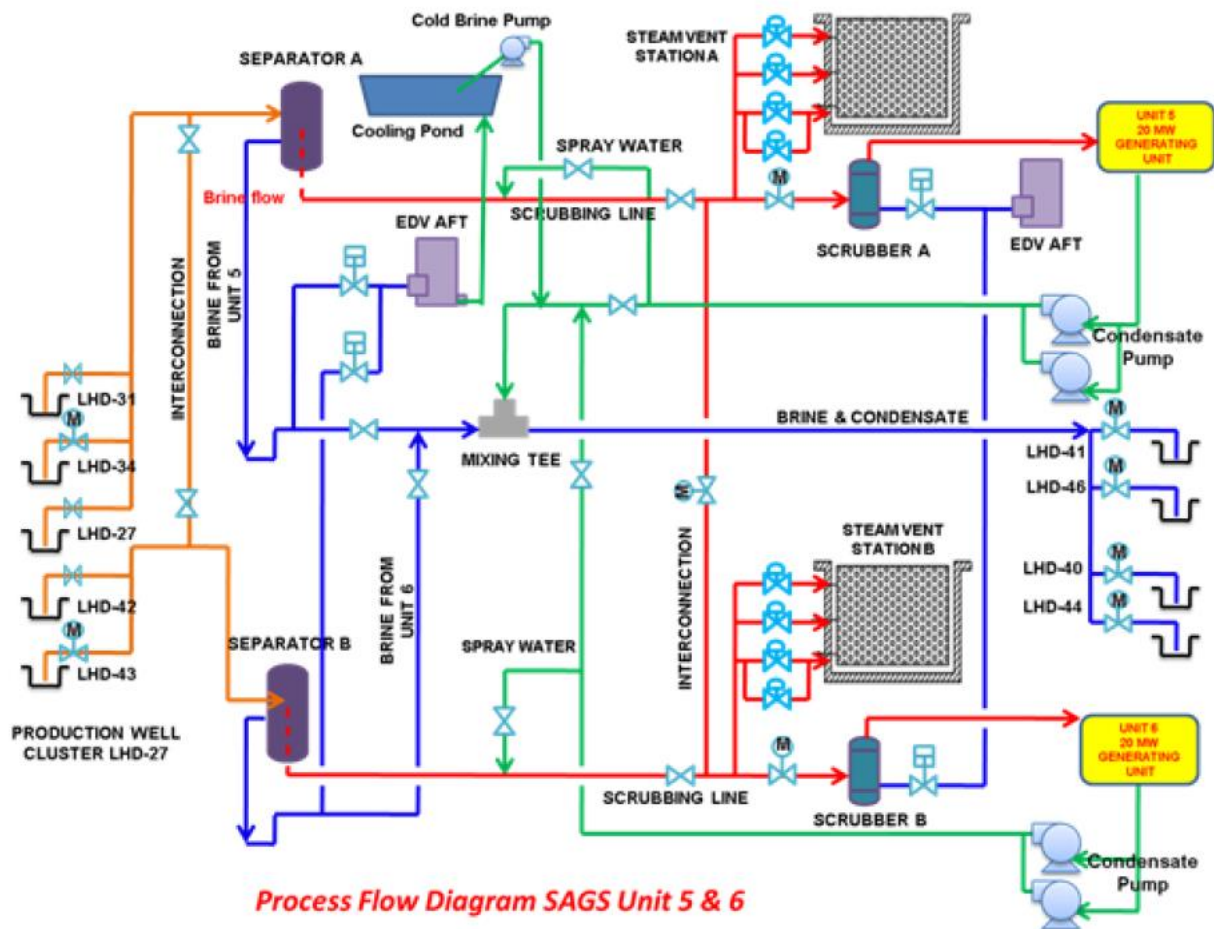
Kapasitas Kotor Pembangkit – pada terminal generator <i>(Plant Gross Capacity - at the generator terminals)</i>	42.2 MW
Daya Bantu Tambahan <i>(Auxiliaries Power Demand)</i>	2.2 MW
Kapasitas Bersih Pembangkit – pada terminal tegangan tinggi trafo generator <i>(Plant Net Output Capacity - at the high voltage terminals of generator transformer)</i>	40.0 MW
Faktor Pembangkit Tahunan (Kombinasi ketersediaan dan kapasitas pembangkit yang memungkinkan perencanaan kegiatan pemeliharaan, <i>shutdown</i> pembangkit yang tidak terduga, beban dasar atau beban selanjutnya yang mengikuti) <i>(Annual Plant Factor (combination of plant availability and plant capacity which allows planned maintenance activities, unforeseen plant shutdowns, base load or load following))</i>	90% ¹
Pembangkitan Listrik Bersih per tahun <i>(Net Electricity Generation per year)</i>	315,360 MWh
Umur Ekonomi Peralatan Proyek <i>(Economic Life of the project equipment²)</i>	30 years

Unit Lahendong 5&6 terhubung melalui saluran transmisi 150 kV ke gardu induk PLN Kawangkoan yang terletak sekitar 2 km sebelah timur laut dari lokasi pembangkit listrik.

Emisi fugitif CH₄ dan CO₂ dari non-condensable gas (NCG) yang terkandung dalam uap panas bumi diperhitungkan untuk emisi proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi.

¹ Faktor beban pembangkit (*Plant load factor*) dalam studi kelayakan oleh AECOM diberikan kepada bank dan/atau pemodal (Bank Dunia) saat menerapkan kegiatan proyek untuk pembiayaan proyek

² Umur pembangkit listrik seperti yang disarankan dalam Studi Kelayakan akhir untuk Proyek Tenaga Panas Bumi Tompaso, diterbitkan pada 11/03/2011



Gambar 2. Diagram Alur Proses SAGS

A.4. Pihak dan Pelaku Mitigasi

Pihak yang Terlibat	Pelaku Mitigasi	Tunjukkan jika “Pihak yang Terlibat” Ingin Dianggap sebagai Pelaku Mitigasi (Ya/Tidak)
Indonesia	PT Pertamina Geothermal Energy Tbk.	Ya
Indonesia	PT Pertamina Power Indonesia	Tidak

A.5. Pendanaan Publik untuk Kegiatan Aksi Mitigasi

Proyek ini tidak melibatkan pendanaan publik dari negara *Annex 1* mana pun.

A.6. Histori Kegiatan Aksi Mitigasi

- Mengkonfirmasi bahwa:
 - Kegiatan aksi mitigasi yang akan diusulkan tidak terdaftar sebagai kegiatan aksi mitigasi SRN-PPI atau tidak termasuk sebagai komponen dalam program gabungan aksi mitigasi terdaftar.
 - Kegiatan aksi mitigasi yang akan dilakukan bukan merupakan kegiatan aksi mitigasi yang telah dibatalkan pendaftarannya.
- Memberikan pernyataan bahwa:
 - Kegiatan aksi mitigasi yang diusulkan bukan merupakan komponen yang telah dikeluarkan dari program gabungan aksi mitigasi terdaftar.

BAGIAN B. Penerapan Metodologi dan *Baseline* Standar

B.1. Referensi Metodologi dan *Baseline* Standar

1. *The baseline and monitoring methodology ACM0002 is used: “Consolidated baseline methodology for grid connected electricity generation from renewable sources” version 21.0, in effect as of 2 November 2022;*
2. *The “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”, version 07.0, in effect as 31 August 2018;*
3. *The tool for demonstration and assessment of additionality used is: “Tool for demonstration and assessment of additionality”, version 07.0.0, in effect as of 23 November 2012.*

B.2. Aplikabilitas Metodologi dan *Baseline* Standar

ACM0002 - “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources”, Version 21.0

The project activity also refers to the latest approved versions of the following tools:

- *Version 07.0.0 - Tool for the demonstration and assessment of additionality, EB 70 Annex 08*
- *Version 07.0 - Tool to calculate the emission factor for an electricity system, EB 100, Annex 4*
- *Version 03.1.0 – Methodological tool: Common Practice, EB 84, Annex 7*

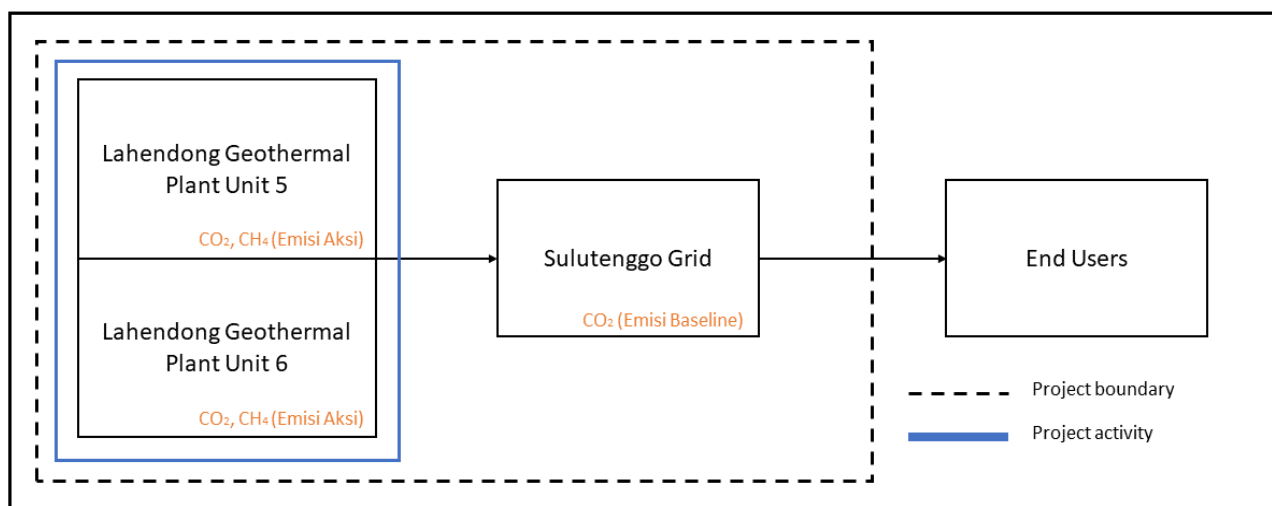
Referensi metodologi: ACM0002 version 21.0		
No.	Ketentuan Aplikabilitas	Justifikasi Aplikabilitas Kegiatan Aksi Mitigasi
1	<i>The project activity is the installation, capacity addition, retrofit or replacement of a power plant/unit of one of the following types: hydro power plant/unit (either with a run-off-river reservoir or an accumulation reservoir), wind power plant/unit, geothermal power plant/unit, solar power plant/unit, wave power plant/unit or tidal power plant/unit;</i>	Kegiatan proyek adalah instalasi <i>greenfield</i> sebuah pembangkit listrik tenaga panas bumi 2x20 MW dan karenanya kegiatan proyek memenuhi kriteria ini.

Atas dasar alasan yang disebutkan di atas, kriteria penerapan metodologi terpenuhi.

B.3. Batasan Kegiatan Aksi Mitigasi, Sumber Emisi, dan Gas Rumah Kaca (GRK)

	Sumber Emisi	Emisi GRK	Termasuk/Tidak	Justifikasi/Penjelasan
Baseline	Emisi CO ₂ dari pembangkit listrik di pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang dipindahkan karena kegiatan proyek.	CO ₂	Termasuk	Sumber emisi utama. Gas ini dimasukkan karena diproduksi pada baseline oleh pengoperasian pembangkit listrik berbahan bakar fosil yang terhubung ke jaringan listrik.
		CH ₄	Tidak	Sumber emisi kecil. Metodologi menganggap gas ini sebagai sumber emisi kecil dan karenanya telah dikeluarkan untuk penyederhanaan.

	Sumber Emisi	Emisi GRK	Termasuk/Tidak	Justifikasi/Penjelasan
		N ₂ O	Tidak	Sumber emisi kecil. Metodologi menganggap gas ini sebagai sumber emisi kecil dan karenanya telah dikeluarkan untuk penyederhanaan.
Proyek (Kegiatan Aksi Mitigasi)	Untuk pembangkit listrik panas bumi, emisi fugitif CH ₄ dan CO ₂ dari gas yang tidak dapat terkondensasi yang terkandung dalam uap panas bumi	CO ₂	Termasuk	Sumber emisi utama.
		CH ₄	Termasuk	Sumber emisi utama.
		N ₂ O	Tidak	Sumber emisi kecil. Metodologi menganggap gas ini sebagai sumber emisi kecil dan karenanya telah dikeluarkan untuk penyederhanaan.
	Emisi CO ₂ dari pembakaran bahan bakar fosil untuk pembangkit listrik di pembangkit listrik tenaga panas matahari dan pembangkit listrik tenaga panas bumi	CO ₂	Yes	Sumber emisi utama dari pembakaran bahan bakar fosil diperhitungkan sebagai emisi proyek. Namun penggunaan bahan bakar fosil untuk cadangan atau keperluan darurat (misalnya generator diesel) dapat diabaikan.
		CH ₄	No	Dikecualikan untuk penyederhanaan sesuai metodologi
		N ₂ O	No	Dikecualikan untuk penyederhanaan sesuai metodologi
Leakage	Tidak ada <i>leakage</i> emisi yang dianggap sesuai dengan metodologi	CO ₂	-	Tidak sesuai
		CH ₄	-	Tidak sesuai
		N ₂ O	-	Tidak sesuai



Gambar 3. Batasan Proyek

B.4. Penetapan dan Deskripsi Skenario *Baseline*

Sesuai metodologi ACM0002 versi 21.0, skenario *baseline* untuk pembangkit listrik terbarukan yang terhubung ke jaringan adalah sebagai berikut:

Electricity delivered to the grid by the project activity would have otherwise been generated by operation of grid-connected power plants and by the addition of new generation sources, as reflected

in the combined margin (CM) calculations described in the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system”.

Dengan tidak adanya kegiatan proyek, permintaan listrik seharusnya dipenuhi oleh pengoperasian pembangkit listrik yang terhubung ke jaringan dan dengan penambahan sumber pembangkit listrik baru. Oleh karena itu ini didefinisikan sebagai skenario *baseline*.

Perhitungan rinci dari combined margin (CM) seperti yang dijelaskan dalam “*Tool to calculate the emission factor for an electricity system*”.

B.5. Demonstrasi Additionality

Pertimbangan CDM

Paragraph 7 of “Clean Development Mechanism Project Cycle Procedure” Version 02.0 states that for project activities with a start date on or after 2 August 2008, the project participants shall notify the designated national authority(ies) (DNAs) of the host Party(ies) of the project activity and the secretariat in writing of the commencement of the project activity and their intention to seek the CDM status within 180 days of the start date of the project activity as defined in the “Glossary of CDM terms”, by using the “Prior consideration of the CDM form”. Such notification is not necessary if:

- (a) A PDD regarding the project activity has been published for global stakeholder consultation in accordance with paragraph 16 below; or*
- (b) A new baseline and monitoring methodology is proposed or a revision of an approved baseline and monitoring methodology is requested for the project activity before the start date in accordance with relevant procedures.*

Sesuai dengan paragraf di atas, pemilik proyek telah menginformasikan DNA Indonesia pada 30/08/2010 dan sekretariat UNFCCC pada 16/09/2010 secara tertulis tentang dimulainya kegiatan proyek dan niat mereka untuk mencari status CDM. Sekretariat UNFCCC menerbitkan pemberitahuan pada 12/10/2010. Surat koresponden tentang pertimbangan awal CDM akan diberikan kepada DOE selama validasi.

Tata waktu proyek ditunjukkan pada tabel di bawah ini:

Tanggal	Tonggak Pencapaian (<i>milestone</i>)
12/12/2006	Pendirian PT Pertamina Geothermal Energy (PT PGE), anak perusahaan Pertamina yang berfokus pada pengembangan dan pengoperasian Wilayah Kerja Panas Bumi milik Pertamina.
15/08/2007	Surat Perintah dari Pertamina selaku Perusahaan Induk untuk membentuk tim CDM pada level korporat dan anak perusahaan.
23/09/2008 – 12/03/2010	Eksplorasi dan Pengembangan (kegiatan pengeboran) guna mengkonfirmasi sumber panas bumi dan kapasitas pembangkit.
05/05/2009	<p><i>Project Information Document (PID) untuk Geothermal Clean Energy Investment Project</i> telah disubmit oleh Pemerintah Republik Indonesia (RI) kepada Bank Dunia. Dalam hal ini, PGE berlaku sebagai pihak yang akan mengimplementasikan <i>Geothermal Clean Energy Investment Project</i>, Pemerintah RI sebagai fasilitator, dan Lahendong Unit 5&6 sebagai salah satu dari proyek yang diusulkan.</p> <p>Rangkuman PID – Diestimasi terdapat lebih dari US\$ 12 Milyar dalam bentuk <i>up-front</i> financing yang diperlukan guna mencapai target geothermal pemerintah RI. Investasi Badan Usaha dalam keseluruhan sektor energi listrik di Indonesia hanya sekitar rata-rata US\$ 350 Juta selama 5 tahun terakhir dan hampir tidak mungkin Badan Usaha dari sektor swasta dapat memenuhi target panas bumi tersebut.</p> <p>Untuk itu, Pemerintah RI memutuskan bahwa untuk memperkuat kapasitas dari Badan Usaha milik Pemerintah (PT PGE) melalui permintaan pinjaman dari Bank Dunia</p>

Tanggal	Tonggak Pencapaian (<i>milestone</i>)
	<p>sehingga PT PGE dapat menjadi pemimpin dalam hal peningkatan pengembangan serta implementasi panas bumi.</p> <p><i>World Bank Group</i> (WBG) telah memberikan tanggapan dengan mengutamakan penyusunan strategi pengembangan dan membantu pemerintah RI dengan melakukan reformasi besar sehingga dapat meningkatkan iklim investasi secara <i>progressive</i> di sektor panas bumi.</p> <p>WBG juga membantu secara langsung baik investor publik dan investor swasta serta membantu penjualan <i>carbon emission reductions</i> (CERs) dari proyek geothermal guna meningkatkan kelayakan keuangan proyek geothermal. Proyek Panas Bumi Lahendong II merupakan salah satu dari transaksi yang dilakukan.</p> <p>Sebagai tambahan, Kerangka Kerja untuk Pendanaan Karbon dari Geothermal saat ini sedang dalam persiapan oleh Bank Dunia. Hal ini merupakan pendekatan yang menyeluruh terhadap pendapatan karbon melalui pendekatan yang ringkas dan terprogram dalam rangka menghasilkan pendapatan yang dapat melengkapi kebijakan harga yang saat ini sedang disusun oleh Pemerintah RI.</p>
24/07/2009	Surat Perintah dari Presiden Direktur PGE terkait pembentukan Tim CDM untuk kegiatan operasional proyek PGE.
31/05/2010	Penandatanganan Nota Kesepahaman antara Pemerintah RI dan Bank Dunia untuk melakukan kegiatan kolaborasi dalam rangka persiapan proyek yang potensial dan program yang akan diusulkan untuk mendapatkan pinjaman dari Bank Dunia, termasuk Proyek Lahendong unit 5&6.
2010	Dewan Direksi PGE memutuskan untuk mengelola Proyek Lahendong 5&6 sebagai proyek CDM.
30/08/2010	Pengajuan awal CDM sebelum pemberitahuan kepada Indonesia DNA.
16/09/2010	Pengajuan awal CDM sebelum pemberitahuan kepada Sekretariat CDM. Permintaan revisi untuk memasukan koordinat geografis proyek.
12/10/2010	Pengajuan kembali CDM yang telah direvisi kepada Sekretariat CDM. Tanggal pengajuan tercantum dalam halaman web UNFCCC.
21/10/2010	PT PGE mengeluarkan <i>Request for Proposal</i> untuk Pengadaan Konsultan CDM dan Pembeli Kredit Karbon.
08/12/2010	Penunjukkan Konsultan CDM dan Diskusi ERPA.
11/03/2011	Penyelesaian dari FSR yang telah direvisi sesuai permintaan Bank Dunia.
11/03/2011	Finalisasi dan penyelesaian dari FSR yang telah direvisi untuk Proyek Panas Bumi Tompaso oleh AECOM sesuai permintaan Bank Dunia. Analisis keuangan termasuk pendapatan dari penjualan kredit karbon CDM.
11/03/2011	Penandatanganan <i>Power Purchase Agreement</i> dengan PT PLN.
23/03/2011	Persetujuan dari Kepala Badan Lingkungan Daerah untuk UPL/UKL (EIA Nasional).
29/03/2011	Penilaian PID untuk <i>Geothermal Clean Energy Investment Project</i> selesai.
08/06/2011	Kementerian BUMN Indonesia selaku pemegang saham dari PT Pertamina (Persero) memberikan persetujuan kepada BoD Pertamina untuk dapat melanjutkan pemberian pinjaman Bank Dunia kepada PGE.
27/06/2011	<p>Penilaian Dokumen Proyek untuk <i>Geothermal Clean Energy Investment Project</i> telah diajukan dengan nilai total pinjaman sebesar US\$ 300 Juta. Perkiraan nilai proyek untuk Lahendong Unit 5&6 hanya sebesar US\$ 211,035,000 dan proyek ini diperkirakan dapat menghasilkan pendapatan dari penjualan listrik dengan harga listrik sebesar US\$ 8.25 Sen per kWh.</p> <p>Dalam laporan tersebut disebutkan bahwa PGE berkeinginan mendaftarkan proyek tersebut dengan CDM <i>Executive Board</i> untuk mendapatkan pendanaan <i>carbon offset</i>.</p>
26/07/2011	Persetujuan Pinjaman dari Bank Dunia untuk <i>Geothermal Clean Energy Investment Project</i> , dengan total sebesar US\$ 300 Juta. (Nilai IBRD: US\$ 175 Juta, Nilai CTF: US\$ 125 Juta).
12/09/2011	Undangan Pra-Kualifikasi untuk EPC (<i>Engineering, Procurement, and Construction</i>) <i>Contractor Steam Gathering System</i> (SGS) dan Pembangkit Listrik.

Tanggal	Tonggak Pencapaian (<i>milestone</i>)
28/02/2012	Sebagai bagian dari proses pengajuan untuk persetujuan <i>Host Country</i> , Rapat Teknis CDM <i>National Committee</i> telah diselenggarakan di <i>Secretariat of Indonesian DNA</i> guna membahas kegiatan proyek yang diusulkan.
27/03/2012	Undangan Penawaran dan Penandatanganan EPC Kontraktor untuk <i>Steam Gathering System</i> dan Pembangkit Listrik

Bagian berikut menunjukkan bahwa kegiatan proyek bukan merupakan bagian dari skenario baseline dengan menggunakan versi 07.0.0 dari "*Tool for the demonstration and assessment of additionality*".

Langkah 1 : *Identification of alternatives to the project activity consistent with current laws and regulations*

Sub-Langkah 1a : *Define alternatives to the project activity*

Kegiatan proyek yang diusulkan adalah pemasangan pembangkit listrik energi terbarukan yang terhubung ke jaringan baru dan bukan penambahan kapasitas, *retrofit* atau penggantian pembangkit/unit listrik terbarukan yang terhubung ke jaringan yang ada. Sesuai dengan metodologi yang dipilih, satu-satunya alternatif yang tersedia untuk kegiatan proyek adalah sebagai berikut:

Electricity delivered to the grid by the project activity would have otherwise been generated by the operation of grid-connected power plants and by the addition of new generation sources, as reflected in the combined margin (CM) calculations described in the "Tool to calculate the emission factor for an electricity system".

Ini juga untuk memenuhi paragraf 4 *Tool for the demonstration and assessment of additionality* versi 07.0.0, bahwa kegiatan proyek perlu mengidentifikasi setidaknya satu alternatif yang kredibel dan layak daripada kegiatan proyek yang diusulkan.

Sub-langkah 1b: *Consistency with mandatory laws and regulations*

Skenario yang masuk akal yang dibahas dalam Sub-langkah 1a telah memenuhi semua persyaratan hukum dan peraturan wajib yang berlaku di Republik Indonesia.

Langkah 2: *Investment analysis*

Langkah ini telah diterapkan dengan mempertimbangkan *EB97 Annex 08 - Methodological tool: Investment Analysis, version 08.0*.

Sub-Langkah 2a: *Determine appropriate analysis method*

Sebagaimana ditetapkan dalam bagian B.4 dan B.5-Langkah 1, dengan tidak adanya kegiatan proyek, permintaan listrik akan dipenuhi oleh pengoperasian pembangkit listrik yang terhubung ke jaringan Sulutgo. Kegiatan proyek sedang disiapkan oleh *Independent Power Producer* (IPP), dimana alternatif lain seperti batu bara, angin, pembangkit listrik tenaga air, dll, belum dianggap alternatif yang masuk akal³, oleh karena itu, sesuai paragraf 19 Pedoman penilaian investasi analisis, analisis tolok ukur (opsi III) dianggap tepat dan dipilih untuk demonstrasi penambahan kegiatan proyek.

³ Footnote 7 of *Tool for the demonstration and assessment of additionality* version 06.1.0

Sub-Langkah 2b: *Option III. Apply benchmark analysis*

Indikator keuangan tingkat *internal rate of return* (IRR) telah dihitung untuk kegiatan proyek. Analisis tolok ukur diterapkan karena aktivitas proyek dapat dikembangkan oleh entitas selain peserta proyek, dengan mempertimbangkan karakteristik spesifik dari jenis proyek, tetapi tidak terkait dengan ekspektasi profitabilitas subjektif atau profil risiko dari pengembang proyek tertentu.

Sesuai paragraf 15 dari *Methodological tool*: Analisis Investasi, tolok ukur yang diberikan oleh otoritas nasional terkait adalah tepat jika DOE dapat memvalidasi bahwa tolok ukur tersebut dapat diterapkan pada kegiatan proyek dan jenis perhitungan IRR yang disajikan, tolok ukur yang dipilih telah ditentukan berdasarkan pejabat laporan studi yang diterbitkan oleh Pemerintah Indonesia di bawah Kementerian Keuangan RI5 bersama dengan *Japan International Cooperation Agency* (JICA) dan *West Japan Engineering Consultants, Inc.* yaitu “Studi tentang Insentif Fiskal dan Non-fiskal untuk Percepatan Pengembangan Energi Panas Bumi Sektor Swasta di Republik Indonesia”, pada Juli 2009.

Kajian ini bertujuan untuk menemukan solusi instrumen fiskal dan non-fiskal untuk mempercepat pengembangan panas bumi oleh sektor swasta di Indonesia. Kajian yang menggunakan pendekatan perhitungan model WACC dan mempertimbangkan dua premi risiko lebih lanjut untuk mencerminkan situasi industri panas bumi di Indonesia saat ini (risiko komersial dan pengembangan sumber daya), telah menetapkan bahwa IRR Proyek harus minimal sebesar 17,10% bagi IPP untuk berinvestasi dalam proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi di Indonesia. Patokan ini diperoleh sebagai langkah untuk lebih menentukan nilai pengembalian investasi yang realistis di mana investor swasta bersedia masuk ke pasar, dengan demikian, menentukan target yang akan dicapai oleh instrumen fiskal dan non-fiskal yang berbeda dianalisis dalam penelitian ini.

Hasil kajian ini telah disosialisasikan kepada seluruh pemangku kepentingan pengembangan pembangkit listrik panas bumi di Indonesia dan digunakan untuk membantu Kementerian Keuangan mengembangkan kerangka insentif fiskal untuk perubahan iklim dan mendorong pengembangan panas bumi di Indonesia.⁴

Sub-Langkah 2c: *Calculation and comparison of financial indicators (only applicable to Options II and III)*:

IRR proyek sebagai indikator keuangan untuk kegiatan proyek yang diusulkan telah dihitung berdasarkan semua biaya yang relevan, seperti biaya investasi dan biaya operasi dan pemeliharaan, dan pendapatan penjualan listrik ke PT PLN. Sejalan dengan paragraf 6 *Methodological tool: Investment Analysis*, analisis IRR proyek telah dilakukan untuk jangka waktu 30 tahun sesuai dengan umur teknis kegiatan proyek.

Parameter masukan utama yang digunakan untuk perhitungan IRR telah dirangkum dalam tabel di bawah ini:

Parameter	Unit	Nilai	Sumber
Daya Keluar Kotor (<i>Gross Power Output</i>)	MW	2 x 21.1	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 105</i>
Permintaan Daya Tambahan Total (<i>Total Auxiliary Power Demand</i>)	MW	2 x 1.1	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 105</i>
Kapasitas Bersih Pembangkit (<i>Plant Net Capacity</i>)	MW	2x20	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 105</i>

⁴ <http://www.fiscalpolicyforclimatechange.depkeu.go.id/index.php?pg0=10&id0=3&lng=en>

Parameter	Unit	Nilai	Sumber
Faktor Beban Pembangkit (<i>Plant Load Factor</i>)	%	90%	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 122</i>
Penjualan Listrik Tahunan (<i>Annual Electricity Sales</i>)	MWh/tahun	315,360	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 124</i>
Tarif Dasar Listrik yang Diharapkan (<i>Expected Electricity Base Tariff</i>)	cUSD/kWh	10.28	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 124</i>
Biaya Investasi Total (<i>Total Investment Cost</i>)	dalam USD	211,035,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 111-113</i>
Biaya Investasi yang Dipertimbangkan – tidak termasuk <i>sunk cost</i> dari 5 sumur produksi yang ada dan 1 sumur reinjeksi) (<i>Investment Cost Considered - excluding sunk costs of existing 5 production wells and 1 reinjection well</i>)	dalam USD	175,035,000	<i>Calculated based on data in the Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 111-113</i>
Biaya Operasi dan Pemeliharaan Tahunan (<i>Annual Operating and Maintenance Costs</i>)	dalam USD	3,100,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 114-115</i>
Pemeriksaan Mesin Utama (<i>Major Plant Overhaul</i>)	dalam USD per 3 tahun	1,500,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 114-115</i>
Biaya Pembuatan Sumur (<i>Make Up Well Costs</i>)	dalam USD per 2 tahun	6,000,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 114-115</i>
Penyelesaian Pekerjaan Sumur Reinjeksi (<i>Reinjection Well Work Over</i>)	dalam USD per 5 tahun	1,000,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 114-115</i>
Biaya Lahan (<i>Land Cost</i>)	dalam USD	250,000	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 113</i>
Depresiasi - <i>Straight Line</i> - Pembangkit - SAGS - Pengeboran (<i>Depreciation - Straight Line</i>) - <i>Power Plant</i> - <i>SAGS</i> - <i>Drilling</i>	tahun	20 15 15	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 123</i>
Presentasi Pajak (<i>Tax Rate</i>)	% per tahun	34%	<i>Presidential Decree No. 49/1991</i>
Umur Keekonomian Proyek (<i>Project Economic Lifetime</i>)	tahun	30	<i>Feasibility Study for Tompaso Geothermal Power Project - page 123</i>

Semua parameter masukan telah bersumber dari Studi Kelayakan Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Tompaso yang disiapkan oleh PT AECOM Indonesia, selesai pada 11/03/2011. Meskipun kegiatan proyek disebut sebagai Lahendong Unit 5&6, terletak di *reservoir* panas bumi

Tompaso sehingga Laporan Studi Kelayakan menggunakan Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Tompaso sebagai nama kegiatan proyek yang diusulkan. Kegiatan proyek terkadang juga disebut sebagai Lahendong Selatan atau Tompaso Unit 1&2.

Analisis investasi telah dilakukan mengikuti panduan terbaru tentang analisis investasi. Biaya lahan tersebut belum disusutkan dan ditambahkan kembali sebagai pendapatan pada akhir periode penilaian. Perhitungan IRR dari kegiatan proyek telah disajikan dan dirinci dalam *spreadsheet* dan akan diberikan kepada DOE.

Ringkasan perhitungan IRR proyek dan perbandingannya dengan tolok ukur yang dipilih ditunjukkan di bawah ini:

IRR Proyek tanpa CDM	8.71%
<i>(Project IRR without CDM)</i>	
<i>Benchmark</i>	17.10%

Perhitungan IRR proyek di atas menunjukkan bahwa di bawah tolok ukur yang dipilih sebesar 17,10%, sehingga mengarah pada kesimpulan bahwa kegiatan proyek yang diusulkan bukanlah pilihan yang paling menarik secara finansial bagi pemilik proyek.

Sub-langkah 2d: *Sensitivity analysis (only applicable to Options II and III)*:

Analisis sensitivitas telah dilakukan untuk menunjukkan apakah kesimpulan pada langkah sebelumnya kuat dengan menerapkan asumsi kritis pada variasi yang masuk akal. Sesuai dengan paragraf 27 dan 28 *Methodological tool: Investment Analysis version 8, EB 97, Annex 8, EB 97*, Lampiran 8, analisis sensitivitas telah dilakukan dimana dampak dari variabel kritis dianalisis dalam rentang variasi $\pm 10\%$.

Variabel kritis yang mendorong IRR proyek dari kegiatan proyek yang diusulkan adalah sebagai berikut:

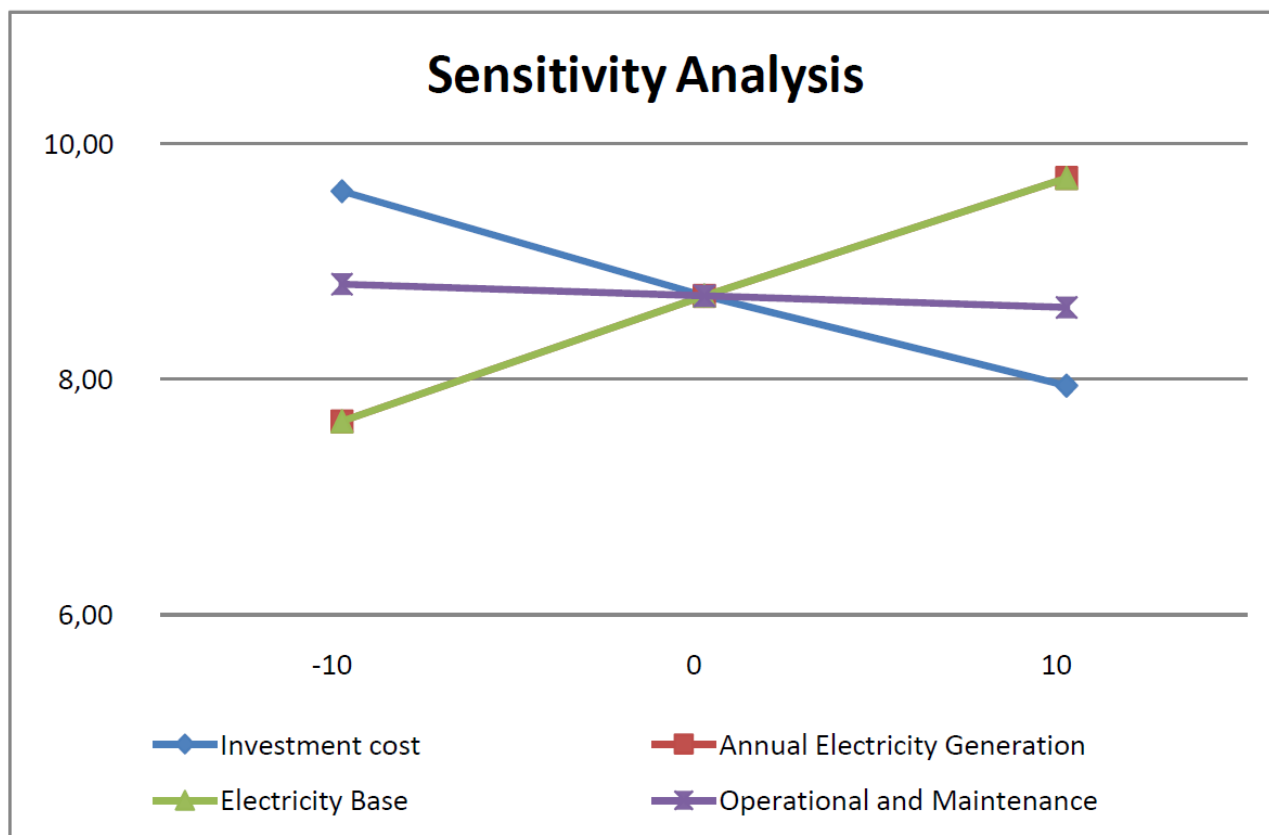
1. Biaya investasi
2. Pembangkit listrik tahunan
3. Tarif dasar listrik
4. Biaya operasi dan pemeliharaan tahunan

Tarif dasar listrik telah ditetapkan oleh *Power Purchase Agreement* dengan PLN, namun untuk mengikuti Pedoman Penilaian Analisis Investasi, variasi kisaran $\pm 10\%$ telah diterapkan secara konservatif.

Dampak yang sesuai dari rentang variasi $\pm 10\%$ terhadap variabel di atas telah disorot dalam tabel dan grafik di bawah ini.

Variabel	Batas IRR Proyek yang Diberikan		
	-10%	Batasan	+10%
Biaya Investasi <i>(Investment Cost)</i>	9.59%	8.71%	7.94%
Pembangkitan Listrik <i>(Electricity Generation)</i>	7.64%	8.71%	9.70%
Tarif Dasar Listrik <i>(Electricity Base Tariff)</i>	7.64%	8.71%	9.70%
Biaya Operasi dan Pemeliharaan Tahunan	8.80%	8.71%	8.61%

Hasil analisis sensitivitas dapat dilihat pada grafik di bawah ini:



Hasil analisis sensitivitas di atas memberikan bukti yang konsisten bahwa IRR proyek tidak melewati tolok ukur yang dipilih bahkan dalam kondisi yang menguntungkan. Oleh karena itu, kegiatan proyek yang diusulkan tidak mungkin menjadi yang paling menarik secara finansial.

Langkah 3 : *Barrier analysis*

Analisis investasi telah dilakukan.

Step 4 : *Common practice analysis*

Dengan mengacu pada *Tool for the demonstration and assessment of additionality* versi 07.0.0 dan versi 03.1 Methodological tool: Common practice (EB 84 Annex 7), analisis praktik umum telah dilakukan sebagai pemeriksaan kredibilitas untuk melengkapi analisis investasi (Langkah 2).

Sub-step 4a : *Analyze other activities similar ot the proposed project activity*

Step 1: *Calculate applicable output range as +/-50% of the design output or capacity of the proposed project activity*

Analisis proyek lain, yang beroperasi dan juga serupa dengan kegiatan proyek yang diusulkan, dilakukan, dengan mempertimbangkan seluruh negara tuan rumah Indonesia sebagai wilayah geografis yang berlaku dan dengan mempertimbangkan kisaran keluaran yang berlaku +/- 50% dari *output* desain atau kapasitas kegiatan proyek yang diusulkan (40 MW), yaitu 20 MW – 60 MW.

Langkah 2: mengidentifikasi proyek serupa (baik CDM dan non-CDM) yang memenuhi semua persyaratan berikut:

- (a) Proyek berlokasi di wilayah geografis yang berlaku;
- (b) Proyek menerapkan langkah yang sama dengan kegiatan proyek yang diusulkan;
- (c) Proyek menggunakan sumber energi/bahan bakar dan bahan baku yang sama dengan kegiatan proyek yang diusulkan, jika langkah peralihan teknologi diterapkan oleh kegiatan proyek yang diusulkan;
- (d) Pabrik di mana proyek dilaksanakan menghasilkan barang atau jasa dengan kualitas, properti, dan area aplikasi yang sebanding (misalnya klinker) sebagai pabrik proyek yang diusulkan;
- (e) Kapasitas atau hasil proyek berada dalam kisaran kapasitas atau keluaran yang dapat diterapkan yang dihitung pada Langkah 1;
- (f) Proyek mulai beroperasi secara komersial sebelum dokumen desain proyek (CDM-PDD) diterbitkan untuk konsultasi pemangku kepentingan global atau sebelum tanggal dimulainya kegiatan proyek yang diusulkan, mana yang lebih awal untuk kegiatan proyek yang diusulkan.⁵

Daftar kegiatan serupa berdasarkan Langkah 1 dan 2 di atas, berlokasi di Indonesia, menggunakan sumber daya panas bumi untuk menghasilkan listrik dalam kisaran 20 MW – 60 MW, dan memulai operasi komersial sebelum tanggal dimulainya kegiatan proyek yang diusulkan (2011) , termasuk kegiatan proyek CDM lainnya (kegiatan proyek terdaftar dan kegiatan proyek yang telah dipublikasikan di situs web UNFCCC untuk konsultasi pemangku kepentingan global sebagai bagian dari proses validasi), disajikan dalam tabel di bawah ini:

No	Plant	Lokasi	Unit	MW	COD	Operator	
						Suplai Uap	Pembangkit Listrik
1.	Kamojang	Jawa Barat	#1	30	1983	Pertamina Geothermal Energy	PLN
2.	Kamojang	Jawa Barat	#2	55	1987	Pertamina Geothermal Energy	PLN
3.	Kamojang	Jawa Barat	#3	55	1987	Pertamina Geothermal Energy	PLN
4.	Darajat	Jawa Barat	#1	55	1993	Chevron Geothermal Indonesia	PLN
5.	Dieng	Jawa Tengah	#1	60	1998	Geodipa Energy (anak perusahaan gabungan antara Pertamina dan PLN)	Geodipa Energy (anak perusahaan gabungan antara Pertamina dan PLN)
6.	Lahendong	Sulawesi Utara	#1	20	2001	Pertamina Geothermal Energy	PLN

⁵ Saat mengidentifikasi proyek serupa, peserta proyek juga dapat menggunakan informasi yang tersedia untuk umum, misalnya dari departemen pemerintah, asosiasi industri, asosiasi internasional tentang penetrasi pasar berbagai teknologi, dll.

7.	Lahendong	Sulawesi Utara	#3	20	2009	Pertamina Geothermal Energy	PLN
8.	Kamojang	Jawa Barat	#4	20	2007	Pertamina Geothermal Energy	PLN
9.	Lahendong	Sulawesi Utara	#2	20	2007	Pertamina Geothermal Energy	PLN

Daftar di atas diambil berdasarkan data yang diterbitkan oleh *Indonesian DNA* - Dewan Nasional Perubahan Iklim (DNPI), yang memuat daftar seluruh pembangkit listrik yang beroperasi di Indonesia hingga akhir tahun 2010. Data ini merupakan yang terbaru data yang tersedia sebelum dokumen desain proyek (CDM-PDD) dari kegiatan proyek yang diusulkan diterbitkan dan sebelum tanggal dimulainya kegiatan proyek. Seperti yang ditunjukkan di atas, ada sembilan proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi lainnya.

Langkah 3: Dalam proyek-proyek yang diidentifikasi pada Langkah 2, identifikasi proyek-proyek yang bukan kegiatan proyek CDM terdaftar, kegiatan proyek yang diajukan untuk pendaftaran, atau kegiatan proyek yang sedang menjalani validasi. Catat nomor mereka N_{all} . Kamojang Unit 4 dan Lahendong Unit 2 terdaftar sebagai kegiatan proyek CDM, sehingga $N_{all} = 7$.

Sub-langkah 4b: Diskusikan opsi serupa yang muncul

Langkah 4: Di dalam pabrik yang diidentifikasi pada Langkah 3, identifikasi pabrik yang menerapkan teknologi berbeda dengan teknologi yang diterapkan dalam kegiatan proyek yang diusulkan. Catat nomor mereka N_{diff} .

Sebagaimana didefinisikan dalam *Tool* versi 07.0.0 untuk demonstrasi dan penilaian tambahan, salah satu aspek yang membedakan antara kegiatan proyek serupa yang memiliki hasil keluaran yang sama adalah iklim investasi pada tanggal keputusan investasi, antara lain: akses ke teknologi; subsidi atau aliran keuangan lainnya; kebijakan promosi; dan peraturan hukum.

Dalam proyek serupa yang diidentifikasi di atas, ada beberapa perbedaan mendasar di antara mereka yang menjelaskan mengapa mereka menikmati manfaat tertentu yang membuat mereka menarik secara finansial. Sebagian besar pabrik di atas dibiayai dan dikembangkan sebelum krisis keuangan Asia pada tahun 1997-1998. Sebagai akibat dari krisis keuangan tahun 1997-1998, Pemerintah Indonesia menanggguhkan sembilan Proyek Tenaga Listrik Mandiri (IPP) yang ditenagai secara konvensional dan tujuh proyek panas bumi. Mereka kemudian dinegosiasi ulang atau dibatalkan.

Lahendong 1 selamat dari krisis keuangan karena telah memperoleh dan mendapatkan unsur pembiayaan hibah dan dukungan lain dari Protokol Prancis. Protokol Prancis termasuk Perancis Pinjaman Perbendaharaan sebesar Euro 18,44 juta dan hibah sebesar Euro 3,480 juta untuk proyek dan kegiatan yang dibiayai berdasarkan Protokol (Pasal 2). Protokol sebagian besar menyediakan pasokan barang dan jasa Prancis ke berbagai proyek (Pasal 1), termasuk turbin Lahendong I yang diproduksi oleh perusahaan multinasional Prancis Alstom. Lahendong I juga dibiayai dengan pinjaman komersial dari Bank Perancis, BNP Paribas.⁶

Indonesia telah menambah sangat sedikit kapasitas panas bumi baru sejak Krisis Keuangan Asia. Pada tahun 2003, Pemerintah Indonesia melakukan upaya lain untuk menghidupkan kembali sektor

⁶ Merujuk ke halaman 13 dari <http://cdm.unfccc.int/filestorage/2/5/A/25AVY0G1SH3L8MNOTQEDR7J4CX6FK9/PDD.pdf?t=TGZ8bTI3NWgwFDCBXm68hk-XrdOUZf9KKxWv>

ini dengan mengeluarkan Undang-undang Panas Bumi (UU No. 27/2003), mengalihkan otoritas pengaturan sektor ini kembali ke Pemerintah Indonesia (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral), yang mengamankan lapangan panas bumi di masa depan (bidang yang tidak dialokasikan berdasarkan Keputusan Presiden No. 45/1991) harus ditenderkan secara transparan dan kompetitif untuk pengembangan, dan meningkatkan peran pemerintah daerah. Berdasarkan undang-undang ini, Pertamina tidak lagi memiliki hak monopoli atas pengusahaan panas bumi, tetapi memiliki hak yang sama dengan badan usaha panas bumi lainnya di Indonesia dan Pertamina harus mengembalikan 16 Wilayah Kerja Pengusahaan (WKP) Panas Bumi kepada Pemerintah dari 31 WKP yang diberikan untuk dikelola.

Selain undang-undang di atas, Pemerintah Indonesia juga menerbitkan Peraturan Pemerintah (PP) No. 31 Tahun 2003 yang membawa perubahan yang sangat signifikan dari bentuk Pertamina sebagai perusahaan milik negara menjadi badan usaha. PT Pertamina diamanatkan untuk mengalihkan bisnis panas bumi yang selama ini dikelola PT Pertamina ke anak perusahaannya. Untuk itu, PT Pertamina mendirikan PT Pertamina Geothermal Energy (PT PGE) sebagai anak perusahaan yang mengelola kegiatan usaha di bidang panas bumi.⁷

Pembangkit listrik yang dibangun dan dioperasikan oleh Perusahaan Listrik Negara PLN (Perusahaan Listrik Negara) tidak dapat dianggap memiliki iklim investasi yang sama, karena kewajiban utama PLN adalah menyediakan listrik untuk masyarakat dengan harga tertentu yang terjangkau sesuai dengan peraturan pemerintah (PLN menjual langsung untuk pelanggan individu).

Selain itu, Pemerintah Indonesia telah mengeluarkan pedoman penyelenggaraan pengusahaan panas bumi di Indonesia melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 11 Tahun 2009⁸ yang mengatur bahwa pelaku usaha panas bumi harus melakukan kegiatan hulu dan hilir sebagai satu kesatuan kegiatan yang terintegrasi dan tidak dapat dipisahkan dan izin usaha panas bumi yang telah disetujui harus mencakup kedua kegiatan tersebut dan tidak dapat dialihkan tanpa persetujuan menteri, gubernur, atau bupati terkait. Peraturan baru ini berdampak pada bisnis fundamental dalam bisnis panas bumi di Indonesia dan menimbulkan risiko yang cukup besar dalam hal biaya finansial dan risiko teknis yang lebih tinggi bagi badan usaha yang memasuki bisnis panas bumi setelahnya dibandingkan dengan keadaan sebelumnya.

Terlepas dari upaya baru-baru ini, Indonesia masih menghadapi rintangan yang signifikan dalam menarik pembiayaan komersial dan investor swasta untuk mengembangkan tenaga panas bumi. Sejumlah persoalan juga menjadi kendala bagi badan usaha milik negara untuk memperluas kapasitas tenaga panas bumi di lapangan-lapangan yang dikuasainya. Hambatan utama yang masih menghalangi investasi dalam perluasan tenaga panas bumi adalah sebagai berikut:

1. Belum memadainya kebijakan dan regulasi untuk mendukung implementasi UU Panas Bumi
2. Insentif yang tidak memadai dan mekanisme penetapan harga yang memungkinkan investor menutup biaya untuk memperluas kapasitas ke tingkat yang optimal secara ekonomi
3. Kemampuan kelembagaan yang terbatas untuk merencanakan pengembangan panas bumi dengan baik dan cukup untuk melibatkan pengembang yang sesuai
4. Lemahnya kapasitas domestik di bidang penilaian sumber daya, pembuatan peralatan, konstruksi, pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas energi panas bumi
5. Risiko teknis yang terkait dengan sumber uap hulu yang menimbulkan ketidakpastian substansial saat mengembangkan situs yang belum dijelajahi (*Greenfield*).

Seperti diketahui, proyek-proyek panas bumi yang dikembangkan di Indonesia setelah UU Panas Bumi No. 27 Tahun 2003 dan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 11 Tahun 2009 semuanya telah mengajukan status CDM agar proyeknya layak untuk dikerjakan. Ini termasuk

⁷ http://pge.pertamina.com/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=39

⁸ <http://prokum.esdm.go.id/permen/2009/Permen%20ESDM%2011%202009.pdf>

antara lain Darajat Unit III, Lahendong II, Wayang Windu Fase 2, Kamojang IV, Sibayak Unit 2 dan 3 di bawah proyek terdaftar CDM dan proyek panas bumi lainnya di bawah Validasi CDM - konsultasi pemangku kepentingan global dan daftar pertimbangan sebelumnya.

Karena semua pembangkit listrik yang teridentifikasi dalam daftar berbeda dari kegiatan proyek yang diusulkan sehubungan dengan iklim investasinya, termasuk perubahan peraturan hukum, jumlah N_{diff} yang teridentifikasi dicatat sebagai 7.

Langkah 4: Hitung faktor $F=1-N_{diff}/N_{all}$ yang mewakili bagian pembangkit yang menggunakan teknologi yang serupa dengan teknologi yang digunakan dalam kegiatan proyek yang diusulkan di semua pembangkit yang menghasilkan output atau kapasitas yang sama dengan kegiatan proyek yang diusulkan. Kegiatan proyek yang diusulkan adalah praktik umum dalam suatu sektor di wilayah geografis yang berlaku jika faktor F lebih besar dari 0,2 dan $N_{all}-N_{diff}$ lebih besar dari 3.

Berdasarkan hasil langkah sebelumnya, $N_{all} = 7$, dan $N_{diff} = 7$, maka $N_{all} - N_{diff} = 0$ dan faktor $F=1-N_{diff}/N_{all}$ dihitung sebagai nol dan sesuai dengan additonality tool and guidelines, faktor F dari kegiatan proyek yang diusulkan tidak lebih besar dari 0,2 dan $N_{all} - N_{diff} = 0$, tidak lebih besar dari 3, maka kegiatan proyek yang diusulkan disimpulkan sebagai bukan praktik umum dalam sektor panas bumi di Indonesia.

Oleh karena itu, berdasarkan langkah-langkah di atas, dapat ditetapkan bahwa kegiatan proyek bersifat tambahan dan membutuhkan pendapatan CDM untuk keberhasilan pelaksanaannya.

B.6. Estimasi Reduksi Emisi

B.6.1. Penjelasan tentang Langkah Metodologis Estimasi Reduksi Emisi

Deskripsikan langkah-langkah metodologis estimasi reduksi emisi pada kegiatan aksi mitigasi yang diimplementasikan, termasuk persamaan yang digunakan, dengan merujuk pada referensi metodologi yang telah ditetapkan pada bagian B.1. "Referensi Metodologi dan *Baseline* Standar". Langkah-langkah metodologis yang dideskripsikan mencakup:

1. Penurunan (reduksi) emisi,

Pengurangan emisi dihitung sebagai berikut:

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

Di mana :

ER_y = Pengurangan emisi pada tahun y (t CO₂/tahun)

BE_y = Emisi *baseline* pada tahun y (t CO₂/tahun)

PE_y = Emisi proyek pada tahun y (t CO₂/tahun)

Perhitungan *ex-ante* pengurangan emisi:

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_y - PE_y \\ &= 211.291 \text{ tCO}_2/\text{tahun} - 16.415 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{tahun} \\ &= 194.876 \text{ tCO}_2/\text{tahun} \end{aligned}$$

2. Emisi *baseline*

$$BE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{grid,CM,y}$$

$$EG_{PJ,y} = EG_{facility,y}$$

$$EG_{facility,y} = EG_{export,y} - EG_{import,y}$$

Kapasitas terpasang bersih pembangkit listrik adalah 40 MW, dengan faktor beban pembangkit 90% dan 8.760 jam operasi, pembangkitan bersih tahunan adalah 315.360 MWh/tahun. Kuantitas listrik yang diimpor oleh pembangkit/unit proyek dari jaringan Sulutgo pada tahun y diperkirakan nol MWh/tahun. Parameter akan dipantau ex-post.

$$\begin{aligned} EG_{\text{facility},y} &= \text{Kapasitas bersih terpasang} \times \text{jam operasional} \times \% \text{ faktor beban pembangkit} \\ &= 40 \text{ MW} \times 8.760 \text{ jam/tahun} \times 90\% \\ &= 315.360 \text{ MWh/tahun} \end{aligned}$$

$$EF_{\text{grid,CM},y} = 0,670 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$\begin{aligned} BE_y &= 315.360 \text{ MWh/tahun} \times 0,670 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \\ &= 211.291 \text{ tCO}_2/\text{tahun} \end{aligned}$$

3. Emisi proyek (emisi kegiatan aksi mitigasi)

Emisi gas yang tidak dapat terkondensasi dari pengoperasian pembangkit listrik tenaga panas bumi ($PE_{GP,y}$)

$$PE_{GP,y} = (w_{\text{steam,CO}_2,y} + w_{\text{steam,CH}_4,y} \times GWP_{\text{CH}_4}) \times M_{\text{steam},y}$$

$$\begin{aligned} w_{\text{steam,CO}_2,y} &= \text{Fraksi massa rata-rata karbon dioksida di dalam uap yang dihasilkan pada tahun y (tCO}_2/\text{t steam)} \\ w_{\text{steam,CH}_4,y} &= \text{Fraksi massa rata-rata metana di dalam uap yang dihasilkan pada tahun y (tCH}_4/\text{t steam)} \\ GWP_{\text{CH}_4} &= \text{Potensi pemanasan global metana berlaku untuk periode komitmen yang relevan (tCO}_2\text{e/tCH}_4\text{)} \\ M_{\text{steam},y} &= \text{Jumlah steam yang dihasilkan pada tahun y (t steam/th)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} PE_{GP,y} &= (w_{\text{steam,CO}_2,y} + w_{\text{steam,CH}_4,y} \times GWP_{\text{CH}_4}) \times M_{\text{steam},y} \\ &= (0,007 \text{ tCO}_2/\text{t steam} + 0,0000008 \text{ tCH}_4/\text{t steam} \times 25) \times 2.418.180 \text{ t steam/tahun} \\ &= 16.415 \text{ tCO}_2/\text{tahun} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} PE_y &= PE_{FF,y} + PE_{GP,y} \\ &= 0 \text{ tCO}_2/\text{tahun} + 16.415 \text{ tCO}_2/\text{tahun} \\ &= 16.415 \text{ tCO}_2\text{e/tahun} \end{aligned}$$

4. Emisi kebocoran (emisi *leakage*)

Tidak ada emisi kebocoran yang dipertimbangkan.

B.6.2. Data dan Parameter Tetap (*Ex-Ante*)

Data/Parameter	GWP_{CH_4}
Unit/satuan	tCO ₂ /tCH ₄
Deskripsi	<i>Global warming potential</i> untuk metana yang berlaku untuk periode komitmen yang relevan.
Sumber data	IPCC
Nilai yang digunakan	25
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	Nilai <i>default</i> untuk periode komitmen kedua : 25 tCO ₂ e/tCH ₄
Tujuan data	Perhitungan emisi proyek
Keterangan lainnya	-

Data/Parameter	EF _{grid,CM,y}
Unit/satuan	tCO ₂ /MWh
Deskripsi	Faktor emisi CO ₂ <i>Combine Margin</i> (CM) untuk pembangkit listrik yang terhubung ke jaringan pada tahun y
Sumber data	Data dari Kementerian ESDM – Sulutgo Grid 2016
Nilai yang digunakan	0,670
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	Perhitungan berdasarkan “ <i>Tool to calculate the emission factor for an electricity system</i> ”, <i>Version 06.0.0</i> .
Tujuan data	Perhitungan emisi <i>baseline</i>
Keterangan lainnya	Parameter ini ditetapkan <i>ex-ante</i>

B.6.3. Estimasi Reduksi Emisi Secara *Ex-Ante*

Perhitungan *ex-ante* pengurangan emisi:

$$\begin{aligned}
 ER_y &= BE_y - PE_y \\
 &= 211.291 \text{ tCO}_2/\text{tahun} - 16.415 \text{ tCO}_2\text{e}/\text{tahun} \\
 &= 194,876 \text{ tCO}_2/\text{tahun}
 \end{aligned}$$

B.6.4. Ringkasan Hasil Estimasi Reduksi Emisi Secara *Ex-Ante*

Tahun	Emisi <i>baseline</i> (tCO ₂ e)	Emisi proyek (tCO ₂ e)	Emisi <i>leakage</i> (tCO ₂ e)	Reduksi emisi (tCO ₂ e)
2016	62.518	4.858	0	57.660
2017	211.291	16.415	0	194.876
2018	211.291	16.415	0	194.876
2019	211.291	16.415	0	194.876
2020	211.291	16.415	0	194.876
2021	211.291	16.415	0	194.876
2022	211.291	16.415	0	194.876
2023	211.291	16.415	0	194.876
2024	211.291	16.415	0	194.876
2025	211.291	16.415	0	194.876
2026	211.291	16.415	0	194.876
2027	211.291	16.415	0	194.876
2028	211.291	16.415	0	194.876
2029	211.291	16.415	0	194.876
2030	148.773	11.557	0	137,216
Total	2.958.074	229.810	0	2.728.264
Total tahun kredit	14			
Rata-rata tahunan	211.291	16.415	0	194.876

B.7. Rencana Pemantauan

B.7.1. Data dan Parameter yang Dipantau

Data/Parameter	W _{steam,CO2,y}
-----------------------	--------------------------

Unit/satuan	tCO ₂ / t steam
Deskripsi	Mass fraction rata-rata karbon dioksida dari uap yang dihasilkan dari sumur pada tahun y
Sumber data	Sampling di lapangan
Nilai	0.007
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	<p>Pengambilan sampel gas non-terkondensasi harus dilakukan di sumur produksi dan di antarmuka pembangkit listrik tenaga uap menggunakan ASTM <i>Standard Practice</i> E1675 untuk Pengambilan Sampel Cairan Panas Bumi 2-Fase untuk Tujuan Analisis Kimia (sebagaimana berlaku untuk pengambilan sampel sistem fase tunggal saja).</p> <p>Prosedur pengambilan sampel dan analisis CO₂ dan CH₄ terdiri dari pengumpulan sampel gas yang tidak dapat terkondensasi dari saluran uap utama dengan labu kaca, diisi dengan larutan natrium hidroksida dan bahan kimia tambahan untuk mencegah oksidasi. Hidrogen sulfida (H₂S) dan karbon dioksida (CO₂) larut dalam pelarut sementara senyawa residu tetap dalam fase gasnya. Porsi gas kemudian dianalisis menggunakan kromatografi gas untuk menentukan kandungan residu termasuk CH₄. Semua konsentrasi alkana dilaporkan dalam bentuk metana.</p>
Frekuensi pemantauan	setiap 3 bulan sekali, atau lebih cepat, jika diperlukan
Prosedur QA/QC	-
Tujuan data	Perhitungan emisi proyek
Keterangan lainnya	<p>Dilakukan oleh pihak ketiga laboratorium terakreditasi KAN dan terstandarisasi SNI-ISO/IEC-17025.</p> <p>Semua data yang dikumpulkan sebagai bagian dari pemantauan akan diarsipkan secara elektronik dan disimpan setidaknya selama 2 tahun setelah akhir periode kredit terakhir.</p>

Data/Parameter	W _{steam,CH₄,y}
Unit/satuan	tCH ₄ / t steam
Deskripsi	Mass fraction rata-rata metan dari uap yang dihasilkan dari sumur pada tahun y
Sumber data	Sampling di lapangan
Nilai	0,0000008
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	<p>Pengambilan sampel gas non-terkondensasi harus dilakukan di sumur produksi dan di antarmuka pembangkit listrik tenaga uap menggunakan ASTM <i>Standard Practice</i> E1675 untuk Pengambilan Sampel Cairan Panas Bumi 2-Fase untuk Tujuan Analisis Kimia (sebagaimana berlaku untuk pengambilan sampel sistem fase tunggal saja).</p> <p>Prosedur pengambilan sampel dan analisis CO₂ dan CH₄ terdiri dari pengumpulan sampel gas yang tidak dapat terkondensasi dari saluran uap utama dengan labu kaca, diisi dengan larutan natrium hidroksida dan bahan kimia tambahan untuk mencegah oksidasi. Hidrogen sulfida (H₂S) dan karbon dioksida (CO₂) larut dalam pelarut sementara senyawa residu tetap dalam fase gasnya. Porsi gas kemudian dianalisis menggunakan kromatografi gas untuk menentukan kandungan residu termasuk CH₄. Semua konsentrasi alkana dilaporkan dalam bentuk metana.</p>
Frekuensi pemantauan	setiap 3 bulan sekali, atau lebih cepat, jika diperlukan
Prosedur QA/QC	-
Tujuan data	Perhitungan emisi proyek

Keterangan lainnya	<p>Dilakukan oleh pihak ketiga laboratorium terakreditasi KAN dan terstandarisasi SNI-ISO/IEC-17025.</p> <p>Semua data yang dikumpulkan sebagai bagian dari pemantauan akan diarsipkan secara elektronik dan disimpan setidaknya selama 2 tahun setelah akhir periode kredit terakhir.</p>
--------------------	--

Data/Parameter	$M_{\text{steam},y}$
Unit/satuan	t steam / year
Deskripsi	Jumlah uap yang diproduksi pada tahun y
Sumber data	Pengukuran di lapangan dengan menggunakan venturi flow meter dengan akurasi (<i>class of accuracy</i>) $\pm 0.055\%$
Nilai	2.418.180
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	Kuantitas uap yang dikeluarkan dari sumur panas bumi harus diukur dengan <i>venturi flow</i> meter pada saluran uap utama. Pengukuran suhu dan tekanan di hulu venturi meter diperlukan untuk menentukan sifat uap. Perhitungan jumlah steam harus dilakukan secara terus menerus dan harus berdasarkan standar internasional. Hasil pengukuran harus dirangkum secara transparan dalam laporan produksi reguler.
Frekuensi pemantauan	Harian dan akan diagregasi menjadi bulanan
Prosedur QA/QC	Kalibrasi meteran tahunan sesuai spesifikasi/persyaratan teknis pabrikaan atau standar nasional
Tujuan data	Perhitungan emisi proyek
Keterangan lainnya	<p>Semua data dikumpulkan dalam sistem DCS, sehingga data pengukuran aliran diunduh dari sistem tersebut. Kuantitas uap diukur dengan <i>flow</i> meter.</p> <p>Semua data yang dikumpulkan sebagai bagian dari pemantauan akan diarsipkan secara elektronik dan disimpan setidaknya selama 2 tahun setelah akhir periode kredit terakhir.</p>

Data/Parameter	$EG_{\text{facility}, y}$
Unit/satuan	MWh
Deskripsi	Kuantitas pembangkit listrik bersih yang dipasok oleh pembangkit/unit proyek ke jaringan pada tahun y
Sumber data	Pengukuran di lapangan
Nilai	315.360
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	<p>Parameter berikut harus diukur:</p> <p>(i) Kuantitas listrik yang dipasok oleh pembangkit/unit proyek ke jaringan listrik; ($EG_{\text{export}, y}$) dan</p> <p>(ii) Kuantitas listrik yang dialirkan ke pembangkit/unit proyek dari jaringan ($EG_{\text{import}, y}$).</p> <p>Parameter ini dihitung sebagai perbedaan antara $EG_{\text{export}, y} - EG_{\text{import}, y}$. Parameter ini akan dipantau secara terpisah.</p>
Frekuensi pemantauan	Pengukuran berkelanjutan dan setidaknya pencatatan bulanan
Prosedur QA/QC	Periksa silang hasil pengukuran dengan catatan listrik yang terjual.
Tujuan data	Perhitungan emisi <i>baseline</i>
Keterangan lainnya	-

Data/Parameter	$EG_{\text{export}, y}$
Unit/satuan	MWh
Deskripsi	Jumlah pembangkit listrik yang diekspor oleh pembangkit/unit proyek ke jaringan Sulutgo pada tahun y

Sumber data	Pengukuran di lapangan dengan menggunakan kWhmeter utama dan kWhmeter periksa (<i>check meter</i>) dengan akurasi (<i>class of accuracy</i>) 0.2s
Nilai	315,360
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	Akan ada 2 meteran listrik dua arah (<i>bidirectional</i>), yaitu meteran utama dan meteran periksa (<i>check meter</i>), yang terletak di lokasi proyek.
Frekuensi pemantauan	Pengukuran berkelanjutan dan setidaknya pencatatan bulanan
Prosedur QA/QC	Meter energi akan dikalibrasi setiap 5 tahun sekali sesuai dengan peraturan negara tuan rumah mengenai tingkat akurasi.
Tujuan data	Perhitungan emisi baseline
Keterangan lainnya	-

Data/Parameter	EG _{impor, y}
Unit/satuan	MWh
Deskripsi	Jumlah pembangkit listrik yang diimpor oleh pembangkit/unit proyek dari jaringan Sulutgo pada tahun y
Sumber data	Pengukuran di lapangan dengan menggunakan kWhmeter utama dan kWhmeter periksa (<i>check meter</i>) dengan akurasi (<i>class of accuracy</i>) 0.2s
Nilai	0
Pilihan data atau metode dan prosedur pengukuran	Akan ada 2 meteran listrik dua arah (<i>bidirectional</i>), yaitu meteran utama dan meteran periksa (<i>check meter</i>), yang terletak di lokasi proyek.
Frekuensi pemantauan	Pengukuran berkelanjutan dan setidaknya pencatatan bulanan
Prosedur QA/QC	Meter energi akan dikalibrasi setiap 5 tahun sekali sesuai dengan peraturan negara tuan rumah mengenai tingkat akurasi.
Tujuan data	Perhitungan emisi <i>baseline</i>
Keterangan lainnya	-

B.7.2. Rencana Pengambilan Sampel

Sesuai Standar pengambilan sampel dan survei untuk kegiatan proyek CDM dan *Programme of Activities*, persyaratan pengambilan sampel dalam metodologi yang berlaku diutamakan. Oleh karena itu rencana pengambilan sampel untuk pengambilan sampel *non-condensable gases* menggunakan ASTM Standard Practice E1675 *untuk Sampling 2-Phase Geothermal Fluid for Purposes of Chemical Analysis* untuk Tujuan Analisis Kimia (sebagaimana berlaku untuk pengambilan sampel sistem satu fase saja) seperti yang dijelaskan dalam ACM0002 akan diterapkan.

B.7.3. Elemen-Elemen Lain Rencana Pemantauan

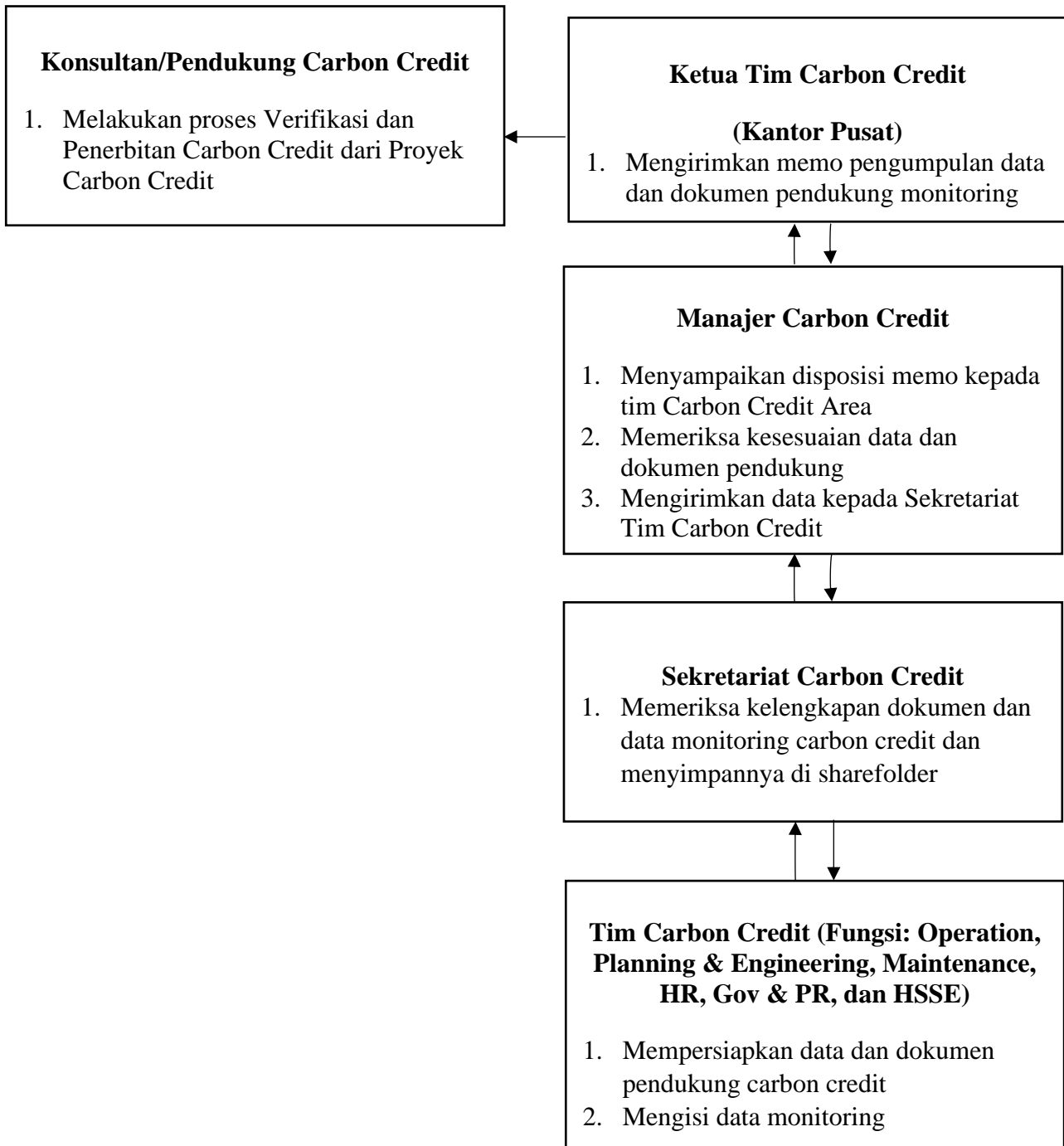
Untuk memberi acuan tata kelola organisasi mengenai pengelolaan monitoring proyek *carbon credit* dan inventarisasi *carbon credit* proyek geothermal terkelola dan terdokumentasi dengan baik, secara administratif Pemrakarsa Proyek menggunakan TKO B-010/PGE114/2020-S9 terkait Tata Kerja Organisasi Monitoring Implementasi Proyek Carbon Credit.

Prosedur pemantauan

Pengurangan emisi diklaim pada listrik bersih yang dipasok ke jaringan Sulutgo oleh kegiatan proyek. Pemilik proyek akan mengikuti prosedur yang ditetapkan oleh entitas pemerintah PT PLN dalam Perjanjian Jual Beli Listrik untuk memantau parameter energi. Pada emisi proyek, prosedur pemantauan akan mengikuti prosedur seperti yang dijelaskan dalam tabel bagian 4.2 di atas. Manajer pembangkit listrik akan menganalisis data setiap bulan dan melaporkannya ke kantor pusat.

Struktur operasional dan manajemen

Susunan organisasi untuk struktur manajemen operasional dan pemantauan *carbon credit* dijelaskan pada gambar berikut:



Gambar 4. Struktur operasional dan manajemen tim kredit karbon

Pengumpulan data (*Data Collection*)

Data kelistrikan dari meter dan data aliran uap, keduanya dipantau terus-menerus diunduh dari Ruang Kontrol DCS dan disimpan secara elektronik setiap bulan. Pengambilan sampel *non-*

condensable gases yang masuk ke pembangkit listrik dan dibuang ke atmosfer dilakukan setiap tiga bulan.

Peralatan pemantauan dan instalasi

(1) Pengukuran Listrik yang Dipasok ke Jaringan Listrik

Meteran listrik dengan kelas ketelitian 0,2s milik PT. Pertamina Geothermal Energy Tbk. digunakan sebagai meteran utama transaksi yang mengukur kuantitas listrik yang disalurkan ke PLN. Sebagai meteran cadangan, dipasang meteran pemeriksaan silang dengan ketelitian yang sama milik PLN di samping meteran utama. Keduanya berada di lokasi proyek. Perekaman untuk meteran (tipe, merek, model, dan dokumentasi kalibrasi) akan disimpan dalam sistem kendali mutu di lokasi.

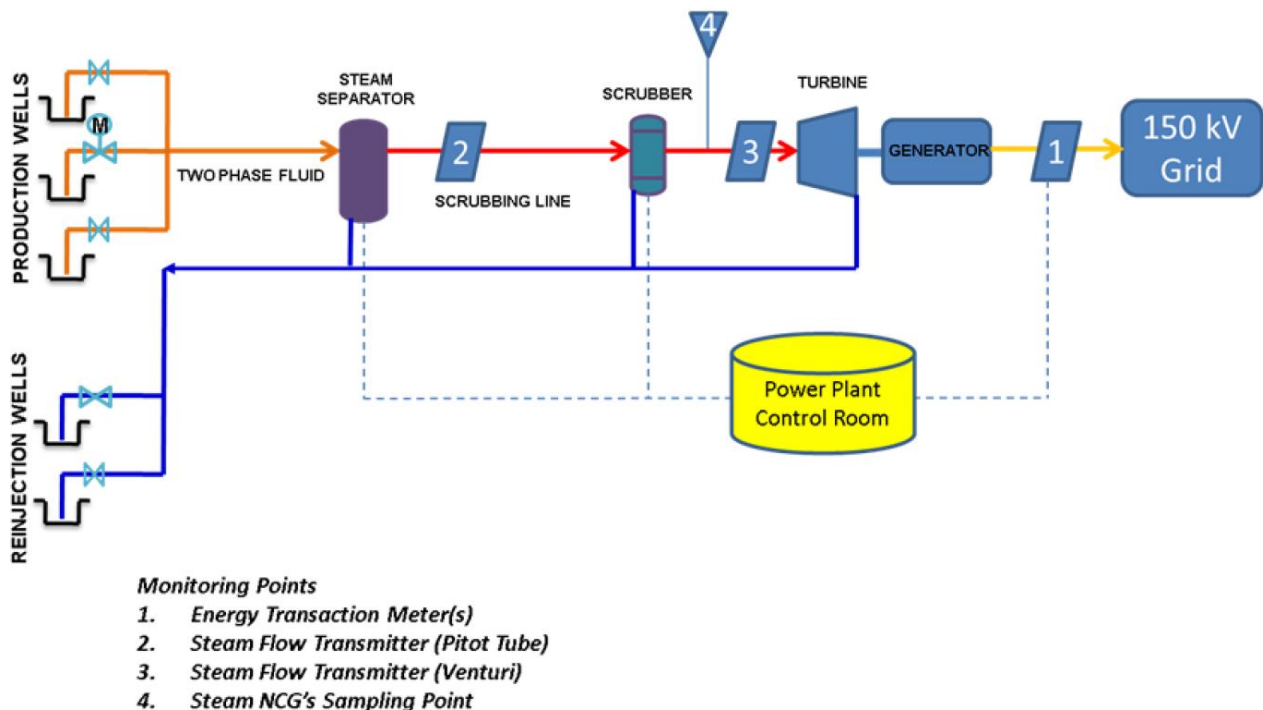
(2) dan (3) Pengukuran aliran uap panas bumi

Sebuah venturi meter dengan ketelitian 1% pada main steam line digunakan sebagai main meter untuk mengukur kuantitas steam yang dihasilkan dan *flow meter* lainnya akan berfungsi sebagai *back up* meter. Meteran venturi akan mengukur jumlah uap yang dihasilkan, memanfaatkan perhitungan tekanan dan suhu uap yang terukur. Semua data dari meter ini akan tersedia dan direkam di Ruang Kontrol DCS jarak jauh. Laporan tercetak akan tersedia untuk laporan produksi uap.

(4) Uji lab prosedur pengambilan sampel NCG

Pengambilan sampel uap dilakukan setiap setengah tahun di antarmuka pembangkit listrik tenaga uap menggunakan ASTM Standard Practice E1675. Ini akan dianalisis sesuai dengan prosedur yang ditetapkan dalam Rencana Pengambilan Sampel.

Diagram lokasi instrumen pemantauan untuk kegiatan proyek ini ditunjukkan di bawah ini:



Periode pengarsipan (Manajemen Data)

Sesuai dengan metodologi, semua data yang dikumpulkan selama masa kredit diarsipkan secara elektronik dan akan disimpan paling sedikit dua tahun setelah akhir masa kredit. 100% parameter yang disebutkan di bagian B.7.1 dipantau (jika tidak diindikasikan berbeda). Data diarsipkan secara elektronik setiap bulan dan tagihan penjualan listrik ke PT PLN akan tersimpan.

Program pelatihan staf

Proyek ini mempekerjakan pekerja yang sangat terampil dan tim *Carbon Credit* yang ditunjuk akan dibentuk untuk bertanggung jawab atas masalah terkait *carbon credit*. Tim dilatih sebelum komisioning proyek. Jadwal pelatihan terkait pemantauan *carbon credit* juga akan diatur oleh perusahaan. Tujuan dari pelatihan ini adalah untuk memastikan bahwa semua personel yang terlibat dalam proses pemantauan memahami dan mengetahui proyek karbon bagaimana menerapkan rencana pemantauan dengan benar, seperti pengukuran, pencatatan, pengarsipan, pelaporan, kalibrasi, pemeliharaan keseluruhan, dan penanganan tindakan perbaikan yang diperlukan.

Rencana darurat

Untuk mencegah hilangnya data, pembacaan meter dan data pengukuran diarsipkan secara elektronik dan dicadangkan secara berkala. Dalam keadaan darurat yang menyebabkan kegagalan dalam rencana pemantauan, seperti meter ditemukan tidak berfungsi atau rusak, meter akan dikeluarkan dari layanan dan segera dikalibrasi/diuji. Meteran cadangan dipasang pada titik-titik penting pengukuran (silakan merujuk ke peralatan dan pemasangan Pemantauan). Prosedur akan dikembangkan untuk menangani kemungkinan penyesuaian dan ketidakpastian data pemantauan serta keadaan darurat. Apabila terdapat selisih lebih dari 0,4% pada hasil pengukuran meter transaksi (meter utama dan meter cek), Pengelola *Carbon Credit* akan memberitahukan kepada PLN dan kedua belah pihak, PLN dan PGE akan bersama-sama mengecek dan bila perlu akan mengganti atau mengkalibrasi ulang meter tersebut. meteran yang salah. Selama keadaan darurat atau masalah sistem instrumen pemantauan, agar konservatif, jika data tidak tersedia selama pemindahan, nilai yang mengarah pada pengurangan emisi yang lebih sedikit akan diadopsi.

Kalibrasi peralatan pemantauan

Pengukur energi listrik dikalibrasi setiap 5 tahun sekali untuk memastikan rendahnya ketidakpastian dalam data yang dipantau sesuai standar nasional. Kalibrasi *steam flow* meter mengikuti spesifikasi/persyaratan teknis pabrikan dan dilakukan setiap tahun. Sertifikat kalibrasi akan tersedia bagi LVV Skema NEK yang melakukan verifikasi berkala terhadap kegiatan proyek. Perekaman untuk meter (jenis, merek, model, kalibrasi dan dokumentasi pemeliharaan) akan disimpan sebagai bagian dari sistem pemantauan Rancangan Proyek.

BAGIAN C. Durasi dan Periode Kredit

C.1. Tanggal Mulai Kegiatan Aksi Mitigasi

Tanggal mulai proyek untuk proyek ini adalah 15/09/2016. Ini adalah tanggal *commissioning* Unit 5.

C.2. Perkiraan Umur Operasi Kegiatan Aksi Mitigasi

Umur pembangkit listrik adalah 30 tahun seperti yang disarankan dalam Studi Kelayakan akhir untuk Proyek Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi Tompaso, diterbitkan pada 11/03/2011.

C.3. Periode Kredit Kegiatan Aksi Mitigasi

C.3.1. Tanggal Mulai Periode Kredit

Tanggal mulai Periode Kredit dari 15/09/2016 sampai dengan 14/09/2030.

C.3.2. Durasi Periode Kredit

Durasi Periode kredit proyek adalah empat belas tahun.

BAGIAN D. Dampak Lingkungan

D.1. Analisis Dampak Lingkungan

Berikan ringkasan analisis dampak lingkungan dari kegiatan aksi mitigasi dan berikan referensi terhadap dokumentasi terkait. Ringkasan ini dapat didasarkan pada hasil kajian lingkungan seperti dokumen UKL-UPL maupun AMDAL.

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 11 Tahun 2006⁹ telah menetapkan bahwa kegiatan pengusahaan dan pengembangan pembangkit panas bumi dengan kapasitas lebih dari 55 MW wajib melakukan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan Hidup (AMDAL). Selanjutnya, Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 13 Tahun 2010¹⁰ menetapkan bahwa kegiatan proyek yang tidak wajib melakukan Analisis Mengenai Dampak Lingkungan, wajib melakukan Upaya Pengelolaan Lingkungan (UKL) dan Upaya Pemantauan Lingkungan (Upaya Pemantauan Lingkungan – UPL). Bersama-sama dokumen-dokumen ini disebut sebagai UKL/UPL.

Karena kegiatan proyek adalah pengembangan klaster sumur, *steam field above ground system* (SAGS) dan pembangkit listrik tenaga panas bumi yang terdiri dari 2 unit masing-masing 20 MW, PGE telah melakukan penilaian lingkungan dan menyiapkan UKL/UPL untuk lapangan uap tersebut dan satu untuk pembangkit listrik sesuai dengan undang-undang Indonesia. UKL/UPL tersebut telah disetujui dan direkomendasikan oleh Kepala Badan Lingkungan Hidup Daerah pada tanggal 23/03/2011 melalui Surat No. 660/BLH/52A/III-2011.

Untuk kegiatan proyek, PGE juga telah melibatkan konsultan internasional independen berkualifikasi yang menyiapkan ESIA (*Environmental and Social Impact Assessments/Analisa Dampak Lingkungan dan Sosial*) khusus untuk standar internasional. ESIA berisi ESMP (*Environmental and Social Management Plans/Rencana Pengelolaan Lingkungan dan Sosial*) yang mencakup semua dampak yang teridentifikasi.

ESIA untuk kegiatan proyek telah melakukan penilaian menyeluruh terhadap potensi dampak yang timbul dari pengembangan proyek, yaitu: dampak sosial (penciptaan lapangan kerja; kesejahteraan pekerja; kesehatan, keselamatan dan kesejahteraan masyarakat; pengadaan tanah; investasi masyarakat), langsung dan dampak tidak langsung terhadap ekologi, dampak terhadap air permukaan dan air tanah; efek kebisingan, dampak kualitas udara dari pelepasan H₂S selama operasi; risiko pencemaran tanah; perpindahan emisi gas rumah kaca, dan produksi dan pengelolaan limbah. Ini telah mengkategorikan besaran dampak lingkungan dan sosial yang teridentifikasi menjadi signifikansi rendah, sedang dan besar berdasarkan sensitivitas orang atau lingkungan yang terkena dampak proyek. Rangkuman dampak utama selama eksplorasi, pengeboran, konstruksi dan operasi serta tindakan mitigasi utama diberikan dalam tabel di bawah ini:

Dampak Sosial dan Lingkungan Utama dan Tindakan Mitigasi selama Eksplorasi, Pengeboran, Konstruksi dan Operasi

Kualitas Air dan Hidrologi

⁹ <http://www.menlh.go.id/Peraturan/PERMEN/PermenLH11-2006.pdf>

¹⁰ <http://pslh.ugm.ac.id/home/data/permen/Permen%20No.13%20thn%202010-UKL-UPL.pdf>

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
Abstraksi selama musim kemarau	Lebih sedikit air yang tersedia untuk kebutuhan manusia dan ekologi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Sebelum pengambilan sungai baru, identifikasi pengguna lokal di hilir sejauh Tompas II (Sungai Maasem), Tember dan Kanonang I. • Pilih kecepatan dan waktu aliran abstraksi untuk meminimalkan dampak pada aliran air dan untuk memastikan aliran aliran minimal dipertahankan. • Jika hal ini tidak dapat dicapai, sebelum konstruksi pengeboran, PGE akan membangun jaringan pipa pasokan air baru dari sumber alternatif untuk memastikan pasokan air masyarakat tidak terganggu. • Gunakan kolam untuk menyimpan air untuk pengeboran. • Daur ulang lumpur untuk meminimalkan kebutuhan akan air baru 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Pembersihan vegetasi	Erosi dan peningkatan muatan sedimen yang mencapai aliran air setempat	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Praktik konstruksi yang baik, termasuk bundling area kerja. • Minimalkan pembersihan vegetasi. • Penanaman kembali sesegera mungkin setelah pekerjaan selesai. 	Dapat diabaikan
Kolam pengendapan air limbah sementara meluap	Pencemaran aliran air oleh lumpur	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Ukuran fasilitas sementara dengan tepat dan memiliki kontingensi. • Rancang kapasitas kolam 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
			<p>pengolahan/filter air yang memadai untuk mengelola kuantitas air limbah yang timbul dengan aman.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Penggunaan lumpur bor berbasis air. Daur ulang lumpur pengeboran. • Kolam penyimpanan harus dilapisi beton untuk memastikan keketatan air. • Kolam dipantau dan dibersihkan dari lumpur secara berkala. 	
Tumpahan akibat penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia yang buruk	Bahan kimia atau bahan bakar yang masuk ke sumur masyarakat yang digunakan untuk pasokan rumah tangga atau irigasi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Pengembangan langkah-langkah praktik terbaik dan prosedur yang relevan untuk menghindari dan meminimalkan risiko tumpahan, termasuk: semua bahan kimia dan bahan bakar harus disimpan di tempat yang ditentukan dengan permukaan kedap air dan pematang yang memadai. • Area penyimpanan harus terletak jauh dari permukaan air. Kit tumpahan yang sesuai harus disediakan di dalam area penyimpanan dan area pengisian bahan bakar. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Pengujian yang baik	Pembuangan <i>well brines</i> ke air permukaan	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Pastikan kolam pengendapan memiliki kapasitas penyimpanan yang memadai. • Injeksi kembali air melalui sumur reinjeksi. 	Dapat diabaikan

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
Pembangunan sumur dan potensi hydrofracturing menciptakan jalur baru antara akuifer dalam dan dangkal	Pengenalan air yang sangat mineral dari akuifer dalam ke air tanah dangkal yang digunakan untuk pasokan rumah tangga atau irigasi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Desain sumur yang bagus dengan casing yang dalam seperti yang digunakan dan diterapkan sebelumnya di area ini. Pemantauan kualitas air tanah untuk memastikan kualitas air tidak terpengaruh. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Tumpahan akibat penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia yang buruk	Tumpahan bahan kimia atau bahan bakar yang merembes ke <i>aquifer</i> dangkal dan memasuki sumur lokal yang digunakan untuk pasokan rumah tangga atau irigasi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Pengembangan tindakan praktik terbaik untuk menghindari dan meminimalkan risiko tumpahan, termasuk: Tempat khusus untuk penyimpanan bahan kimia dan bahan bakar guna mencegah kontaminasi yang tidak disengaja. Peralatan pembersih tumpahan yang sesuai harus disediakan di dalam area penyimpanan dan di dekat area pengisian bahan bakar. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Perataan tanah, penggalian dan pembangunan pabrik di bawah permukaan air	Perubahan aliran dan level air tanah akibat pendataran tanah di bawah muka air tanah	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Pemantauan ketinggian air tambahan untuk ESMP digunakan untuk memastikan bahwa ketinggian air di sumur lokal tidak terpengaruh oleh perataan tanah dan air yang cukup tersedia untuk digunakan. Pendalaman sumur yang terkena dampak dapat 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
			dipertimbangkan jika diperlukan.	
Pengambilan air dari air tanah dangkal untuk memasok kebutuhan air pembangkit listrik	Berkurangnya tingkat air tanah dan potensi mengeringnya sumur lokal yang digunakan untuk pasokan rumah tangga dan irigasi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Investigasi ketinggian air dan aliran selama tahap konstruksi. Selidiki sumber air baru untuk tanaman jika ditemukan risiko tinggi. Memperdalam sumur yang dipengaruhi oleh penurunan level air. Memberikan pasokan air alternatif kepada warga jika terkena dampak penurunan ketinggian air. 	Dapat diabaikan
Limpasan air strom (<i>storm water</i>) dari berdiri keras di pembangkit listrik dibuang ke air tanah melalui perendaman	Perubahan kualitas air tanah yang merugikan di sumur-sumur masyarakat	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Penggunaan tata graha (<i>housekeeping</i>) yang baik dan keberadaan serta penggunaan peralatan pembersih tumpahan. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Tumpahan akibat penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia yang buruk	Bahan kimia atau bahan bakar yang masuk ke sumur masyarakat yang digunakan untuk pasokan rumah tangga atau irigasi	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Praktik terbaik untuk penyimpanan bahan bakar dan bahan kimia. Tata graha (<i>housekeeping</i>) yang baik untuk meminimalkan kebocoran. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah

Perubahan Iklim (*Climate Change*)

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
Pemabangkit listrik	Pengurangan GRK	Dampak menguntungkan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> Tidak ada 	Dampak menguntungkan yang sangat penting

Kontaminasi Tanah

Aktifitas	Dampak	Signifikansi Dampak	Langkah-langkah mitigasi/peningkatan manfaat	Signifikansi Residu
Pengumpulan, penyimpanan, pengangkutan lumpur dan serbuk bor.	Perubahan kimia tanah dan pembatasan penggunaan yang diakibatkannya, risiko masyarakat dan lingkungan tidak langsung lainnya.	Dampak merugikan yang sangat penting	<ul style="list-style-type: none"> • Penggunaan lumpur bor berbasis air dan daur ulang lumpur bor. • Penyimpanan lumpur di kolam berlapis dan stek di rumah khusus. • Pembuangan lumpur secara teratur dari kolam pengendapan untuk diinjeksikan kembali ke dalam sumur yang hilang total jika tersedia atau disimpan dan pengolahan lumpur selanjutnya sebagai kategori limbah yang relevan sebagaimana ditentukan oleh peraturan Indonesia. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah
Penyimpanan, transportasi dan penggunaan bahan kimia, bahan bakar dan limbah di lokasi konstruksi.	Perubahan kimia tanah dan pembatasan penggunaan yang diakibatkannya, risiko masyarakat dan lingkungan tidak langsung lainnya	Dampak merugikan dengan signifikansi sedang hingga besar	<ul style="list-style-type: none"> • Fasilitas/wadah yang sesuai untuk pemisahan limbah dan penyimpanan sementara bahan kimia/bahan bakar di lokasi. • Pelatihan karyawan kontraktor oleh kontraktor. 	Dampak merugikan dengan signifikansi rendah

D.2. Penilaian Dampak Lingkungan

Kesimpulan tentang dampak lingkungan dari kegiatan proyek sebagaimana disediakan oleh dokumen ESIA menunjukkan bahwa tidak ada dampak kumulatif atau masalah lintas batas yang diantisipasi sebagai hasil dari kegiatan proyek. Kegiatan proyek akan memberikan daya yang andal ke jaringan regional dengan emisi gas rumah kaca rendah dan kesempatan kerja bagi pekerja lokal selama konstruksi dan operasi. Potensi dampak lingkungan selama konstruksi yang diidentifikasi dalam ESIA sebagai hal yang sangat penting atau sangat penting terdiri dari hal-hal berikut: kebisingan dari persiapan lokasi, pengeboran dan konstruksi; penurunan kualitas air permukaan yang disebabkan oleh pengalihan aliran, sedimentasi dari pembukaan lahan, dan kontaminasi dari luapan kolam limbah atau tumpahan bahan kimia dan bahan bakar; kontaminasi akuifer dangkal selama pemasangan sumur uap atau oleh tumpahan bahan kimia; dan kontaminasi tanah dari lumpur dan serbuk bor. Ada satu potensi dampak operasi yang diidentifikasi dalam ESIA sebagai kritis atau utama: kontaminasi air permukaan dapat diakibatkan oleh penyimpanan atau tumpahan bahan kimia yang buruk.

ESIA menyertakan ESMP dengan langkah-langkah mitigasi yang diusulkan yang akan mengurangi semua dampak ini atau mengurangi signifikansi dampak menjadi rendah. ESMP menjabarkan secara rinci kegiatan pemantauan yang akan dilakukan oleh PGE selama konstruksi dan operasi. Sistem manajemen lingkungan ISO 14001 diterapkan di Area Lahendong PGE, dan proses sertifikasi sedang berlangsung.

BAGIAN E. Konsultasi dengan Pemangku Kepentingan Lokal

E.1. Modalitas Konsultasi dengan Pemangku Kepentingan Lokal

Pertemuan konsultasi pemangku kepentingan diadakan pada tanggal 25/11/2011 di desa Tompasso, Sulawesi Utara, dekat lokasi eksplorasi sumur PLTP Lahendong 5&6. Surat undangan pertemuan pemangku kepentingan telah diumumkan secara terbuka di kantor desa dan salinannya telah dibagikan kepada kepala desa untuk mengundang warga dan badan masyarakat setempat.

Pertemuan tersebut dihadiri oleh 86 pemangku kepentingan lokal dan mereka terdiri dari:

- Orang yang berwenang dalam lingkup lokal
- Perwakilan desa setempat
- Masyarakat sekitar
- Perwakilan PT PGE

Pertemuan pemangku kepentingan ini dipandu oleh Bapak Ari Turangan selaku perwakilan dari PT PGE dan dibuka dengan sambutan dari Camat Tompasso. Dilanjutkan dengan presentasi kegiatan proyek oleh Bapak Made Budy S mewakili PT PGE dan tentang Mekanisme Pembangunan Bersih oleh PT Agrinergy Indonesia. Presentasi bertujuan untuk menjelaskan kegiatan proyek yang memungkinkan para pemangku kepentingan lokal untuk memahami proyek, perubahan iklim global, dan mekanisme pembangunan bersih. Usai pemaparan, terjadi dialog interaktif antara para pemangku kepentingan dan diadakan sesi tanya jawab.

Risalah pertemuan, foto dan tanda tangan peserta akan diberikan kepada validator selama kunjungan lapangan.

Sesi tanya jawab diadakan dan pemilik proyek menjawab kekhawatiran masyarakat setempat. Rangkuman sesi tanya jawab selama pertemuan pemangku kepentingan disajikan di bawah ini:

E.2. Ringkasan Tanggapan yang Diperoleh

Sesi tanya jawab diadakan dan pemilik proyek menjawab kekhawatiran masyarakat setempat. Rangkuman sesi tanya jawab selama pertemuan pemangku kepentingan disajikan pada Lampiran 6.

E.3. Pertimbangan terhadap Tanggapan yang Diperoleh

Tidak ada pertimbangan terhadap tanggapan yang diperoleh.

Lampiran 1. Informasi Kontak Pelaku Mitigasi

Isi informasi kontak Pelaku Mitigasi pada tabel di bawah ini untuk setiap Pelaku Mitigasi yang terdaftar pada bagian A.4. "Pihak dan Pelaku Mitigasi". Salin (*copy*) dan tempel (*paste*) tabel di bawah ini untuk menambahkan informasi Pelaku Mitigasi lainnya sesuai kebutuhan.

Nama organisasi	PT Pertamina Geothermal Energy Tbk.
Negara	Indonesia
Alamat	Grha Pertamina Tower Pertamina Lantai 7 Jalan Medan Merdeka Timur No.11-13 Gambir, Jakarta Pusat - 10110 Indonesia
Telepon	(+6221) 398 33 222 (Hunting)
Fax	(+6221) 398 33 230
E-mail	cdm.pge@pertamina.com
Alamat Web	https://www.pge.pertamina.com
Contact person	1. Julfi Hadi (Direktur Utama) 2. Head of Carbon Credit Team PT Pertamina Geothermal Energy Tbk.

Nama organisasi	PT Pertamina Power Indonesia
Negara	Indonesia
Alamat	Grha Pertamina Tower Pertamina Lantai 12 Jalan Medan Merdeka Timur No.11-13 Gambir, Jakarta Pusat - 10110 Indonesia
Telepon	-
Fax	-
E-mail	PNRE.carbon@pertamina.com
Alamat Web	
Contact person	1. Dannif Danusaputro (Direktur Utama) 2. Director of Strategic Planning & Business Development

Lampiran 2. Afirmasi tentang Pendanaan Publik

Proyek ini tidak melibatkan pendanaan publik.

Lampiran 3. Aplikabilitas Metodologi dan *Baseline* Standar

Merujuk kepada sub bab B.2. di atas.

Lampiran 4. Informasi Lebih Detail tentang Estimasi Reduksi Emisi Secara *Ex-Ante*

Merujuk kepada sub bab B.6. di atas.

Lampiran 5. Informasi Lebih Detail tentang Rencana Pemantauan

Merujuk kepada sub bab B.7. di atas.

Lampiran 6. Laporan Ringkasan tentang Tanggapan yang Diterima dari Pemangku Kepentingan Lokal

No.	Pertanyaan	Jawaban
1.	<p>Bapak Rendy Umboh - forum komunitas Tompasso</p> <p>Kegiatan proyek panas bumi PT PGE terletak di desa Tompasso oleh karena itu kami berharap PT PGE dapat menamai kegiatan proyek tersebut 'Tompasso 1 & 2' daripada Lahendong 5 & 6, karena terkait dengan kontribusi masyarakat setempat. Kami juga berharap pertemuan pemangku kepentingan seperti ini dapat melibatkan opini publik dalam proses pengembangan proyek.</p>	<p>Bapak Made Budy Sartono dan Bapak Ari Turangan – PT PGE</p> <p>Nama kegiatan proyek telah disetujui oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dan telah digunakan oleh pihak terkait dalam kontrak jual beli mereka dengan PT PGE, dan nama proyek telah diformalkan secara hukum. Namun, PT PGE setuju dengan masyarakat bahwa lokasi proyek terletak di desa Tompasso, terpisah dari lokasi Lahendong, dan oleh karena itu, akan ada upaya internal untuk memastikan kontribusi langsung kepada masyarakat lokal Tompasso. Dalam PDD (<i>Project Design Document</i>) proyek ini disebutkan bahwa lokasi Proyek Lahendong 5 & 6 terpisah dari lapangan panas bumi Lahendong 1,2,3 & 4 dan kegiatan proyek ini juga disebut sebagai Tompasso 1 & 2.</p> <p>PT PGE telah beberapa kali mengadakan pertemuan pemangku kepentingan untuk menampung aspirasi masyarakat. Pertemuan semacam itu akan tetap dilakukan di masa mendatang untuk menjaga sarana komunikasi antara proyek dan masyarakat setempat. Sebagai tindak lanjut dari pertemuan sebelumnya, PT PGE secara rutin berpartisipasi dalam kegiatan pendanaan gereja dan pembangunan jalan, sebagai bagian dari aksi pengembangan masyarakat.</p>
2.	<p>Bapak Djenly Kasenda – Kepala Desa Kanonang Empat</p> <p>Tompasso 1 kondisinya bersih sedangkan Tompasso 2 kondisinya alang-alang. Alang-alang ini telah menyebabkan hama tikus dan mengurangi hasil produksi pertanian. Tolong potong dan buang alang-alang.</p>	<p>Bapak Made Budy Sartono – PT PGE</p> <p>PT PGE akan melakukan pemotongan alang-alang di lokasi <i>cluster</i> yang terlihat banyak ditumbuhi alang-alang. Kegiatan ini sudah masuk dalam program kerja tahun 2012.</p>
3.	<p>Pak G.K. Masesah - Perwakilan Masyarakat</p> <p>Apakah Protokol Kyoto sudah diratifikasi? Dan bagaimana bentuk kompensasi CDM? Apakah ada kebijakan hukum yang konkrit setelah meratifikasi Protokol Kyoto? Bagaimana format mekanisme investasi atau pembiayaan proyek CDM di negara</p>	<p>Santy Dermawi – Agrinergy dan Bapak Made Budy Sartono – PT PGE</p> <p>Indonesia telah meratifikasi Protokol Kyoto sejak tahun 2005. Kompensasi dapat diberikan jika proyek CDM di negara berkembang memenuhi persyaratan CDM dan telah terdaftar sebagai proyek CDM. Proyek CDM harus mendemonstrasikan dan memberikan pengurangan emisi yang nyata dan terukur</p>

No.	Pertanyaan	Jawaban
	<p>berkembang? Bagaimana bentuk proyek panas bumi yang mendukung pembangunan berkelanjutan? Bagaimana kebijakan konkrit PT PGE dalam menangani limbah cair dan padat atau bahan beracun? Dan apakah ada zat ramah ozon yang dapat menggantikan CFC (<i>chlorofluorocarbon</i>) sebagai refrigeran AC?</p>	<p>selama pelaksanaan proyek sebenarnya dalam proses pemantauannya. Biaya investasi awal proyek masih ditanggung oleh pemilik proyek dan pendapatan CDM tidak akan diterima pada awal proyek (karena merupakan arus kas masa depan yang prospektif). Mekanisme tersebut tercipta dari komitmen negara <i>Annex 1</i> untuk mengurangi emisi karbon dan pengembangan proyek bersih di negara berkembang, dan hal ini telah mendorong pasar perdagangan karbon antara negara <i>Annex 1</i> dengan negara berkembang. Proyek pembangkit listrik tenaga panas bumi yang diusulkan harus membuktikan dapat mendukung empat aspek pembangunan berkelanjutan, yaitu: sosial, ekonomi, lingkungan dan teknologi. Keempat aspek ini ditinjau dalam dokumen aplikasi proyek CDM yang diusulkan saat diajukan untuk persetujuan negara tuan rumah.</p> <p>HCFC (<i>hydrochlorofluorocarbons</i>) dan HFC (<i>hydrofluorocarbons</i>) saat ini dianggap sebagai pengganti CFC untuk refrigeran, tetapi masih memiliki potensi merusak ozon. Di sisi lain, PGE memiliki alternatif lain untuk menggantikan pendingin (refrigerant) yaitu Musicool. Musicool telah diimplementasikan di area panas bumi Kamojang sebagai kegiatan percontohan dan telah menghasilkan pengurangan dan penghematan emisi. Untuk mengimplementasikan Musicool ini secara menyeluruh di masa mendatang, beberapa perangkat lama yang menggunakan refrigeran CFC akan diganti.</p> <p>Dalam penanganan limbah, PT PGE telah menerapkan standar pengelolaan limbah yang dikembangkan dan disyaratkan untuk area panas bumi. Standar prosedur pengelolaan limbah merupakan salah satu kriteria dan persyaratan penilaian PROPER (Program Pengendalian, Evaluasi, dan Penilaian Pencemaran), program inisiatif nasional untuk mengendalikan, mengevaluasi dan mengurutkan pencemaran suatu perusahaan, sedangkan PT PGE adalah salah satu perusahaan tersebut. pengajuan untuk mendapatkan penilaian ini. Sejalan dengan kegiatan ini, PT PGE berupaya keras dalam menerapkan prosedur pengelolaan limbah. PT PGE juga bekerja sama dengan pihak ketiga yang bersertifikasi lingkungan dan kredibel untuk penanganan limbah padat/cair beracun dan dalam kegiatan lainnya, PT PGE telah memperoleh izin untuk memanfaatkan limbah</p>

No.	Pertanyaan	Jawaban
		padat dari proses pemotongan menjadi produksi <i>conblock</i> .
4.	<p>Ibu Prof. Dr. M. Irene J. Umbroh - UNIMA – Universitas Negeri Manado</p> <p>Kami usulkan agar kerjasama lingkungan PT PGE dapat diperluas ke universitas lain, seperti UNIMA (Universitas Negeri Manado), tidak terbatas pada UNSRAT (Universitas Samratulangi) saja. Kami juga menyarankan agar fokus pembangunan tidak hanya mencakup lingkungan fisik, tetapi juga lingkungan sosial, seperti pendidikan.</p>	<p>Bapak Made Budy Sartono dan Bapak Ari Turangan – PT PGE</p> <p>Pada dasarnya kerjasama kajian lingkungan dengan PT PGE bersifat terbuka dan dapat melibatkan siapa saja asalkan sesuai dengan prosedur pengadaan yang berlaku di PT PGE. Dengan demikian, UNIMA dapat mengajukan proposal dan kajian lingkungan. Keputusan penunjukan akan mengikuti prosedur pengadaan.</p> <p>Selain pembangunan fisik, PT PGE juga berupaya memasuki pembangunan sosial seperti pendidikan dan kesehatan, yang dilakukan dalam bentuk beasiswa dan pengobatan gratis. Namun, prosesnya tidak cepat karena memerlukan persetujuan proposal dari korporasi PT Pertamina (Persero) sebagai kepala perencanaan dan evaluasi program CSR.</p>
5.	<p>Ibu Gresje Rorimpandey (Kepala Desa Tompasso 2)</p> <p>Mohon dipasang pagar di sekitar lokasi proyek dan kapan sumur di Tompasso 2 akan beroperasi kembali? Ada kerusakan jalan, apakah bisa diperbaiki?</p>	<p>Bapak Ari Turangan dan Bapak Deky Firdiansyah - PT PGE</p> <p>Pagar akan dipasang segera setelah dilakukan kegiatan pengeboran dan pengujian. Saat ini lokasi sedang dipersiapkan untuk kegiatan pengujian sumur produksi.</p> <p>PT PGE telah membangun jalan di beberapa daerah. Mengenai perbaikan jalan, PT PGE akan mengikuti prosedur CSR dan pasti akan memperbaikinya jika kerusakan itu disebabkan oleh PT PGE.</p>
6.	<p>Bapak Nolly V. Porajow - Kepala Desa Pinabetengan</p> <p>Terkait tenaga kerja, kami meminta PT PGE untuk memprioritaskan tenaga kerja lokal dari desa Tompasso, Kanonang dan Kawangkoan, bukan dari daerah lain di sekitarnya. Sebagai contoh untuk pekerjaan las, sebagian besar tenaga kerja tidak memiliki lisensi, namun dari segi pengalaman cukup memadai.</p>	<p>Bapak Made Budy Sartono dan Bapak Ari Turangan – PT PGE</p> <p>Dalam pengembangan proyek tersebut, PT PGE menggandeng beberapa mitra. Dalam kontrak kemitraan, PT PGE memprioritaskan penyerapan tenaga kerja lokal, terutama untuk tenaga kerja tidak terampil. Untuk tenaga terampil, PT PGE memiliki prosedur di mana mereka harus memenuhi kompetensi yang dibutuhkan, misalnya dalam pekerjaan las harus memiliki lisensi. Bagi yang berpengalaman namun belum memiliki izin, dapat mengajukan proposal bantuan kepada pimpinan proyek Lahendong 5 & 6 agar izin atau sertifikat dapat diperoleh. Kami akan membantu memfasilitasinya ke perusahaan.</p>
7.	<p>Dokter Helen Tompodung – Kepala Puskesmas Kawangkoan</p> <p>Sebelumnya PGE telah memberikan pengobatan gratis kepada masyarakat di Desa Kawangkoan, namun kegiatan tersebut tidak terinformasikan dengan baik kepada Puskesmas setempat.</p>	<p>Bapak Made Budy Sartono – PT PGE</p> <p>Terima kasih atas sarannya. Kami akan berkoordinasi dengan puskesmas setempat untuk kegiatan selanjutnya.</p> <p>Terkait genangan tersebut, kami sudah mengunjungi situsya secara langsung, namun belum menemukannya. Yang terjadi</p>

No.	Pertanyaan	Jawaban
	Mohon informasikan kepada kami kegiatan serupa di masa mendatang agar kerjasama yang baik dapat dipersiapkan sebelumnya. Ada juga genangan air dalam radius 100 m yang berpotensi menjadi sarang nyamuk. Harap keringkan genangan air.	adalah aliran air sementara yang meluap ke jalan akibat hujan deras, bukan genangan air, sehingga tidak berpotensi untuk perkembangbiakan nyamuk.

Komentar yang diterima berupa pertanyaan atau pernyataan luas tentang rencana pengembangan masyarakat untuk masyarakat setempat. Tidak ada keberatan atau komentar negatif dari para pemangku kepentingan terhadap kegiatan proyek.

Lampiran 7. Ringkasan Perubahan Pasca-registrasi

Tidak ada perubahan pasca-registrasi.