

Actualización N° 1 del PROSPECTO MARCO

La presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco debe ser leída conjuntamente con el Prospecto Marco de fecha 28 de octubre de 2015 y el complemento correspondiente a los valores que serán ofrecidos, a fin de estar en la posibilidad de acceder a la información necesaria para entender todas las implicancias relativas a las ofertas públicas que serán efectuadas.



ENGIE Energía Perú S.A.

Sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República del Perú

Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE

Hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00

(Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Soles

ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante, indistintamente, "ENGIE", la "Compañía" o el "Emisor") emitirá Bonos Corporativos (los "Bonos") hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000.00 (Quinientos Millones y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América) o su equivalente en Soles, a través del "Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE" (en adelante, el "Tercer Programa" o el "Programa"), bajo los alcances del Texto Único Ordenado de la Ley del Mercado de Valores, aprobado por Decreto Supremo N° 093-2002-EF (en adelante, indistintamente la "Ley" o la "Ley del Mercado de Valores") y del Reglamento de Oferta Pública Primaria y de Venta de Valores Mobiliarios, aprobado por Resolución CONASEV N° 141-98-EF/94.10 (en adelante, el "Reglamento") y la Ley General de Sociedades, aprobada por Ley N° 26887 (en adelante, la "Ley General"). El Tercer Programa establece la realización de múltiples emisiones de valores de contenido crediticio (cada una, una "Emisión" y, conjuntamente, las "Emisiones") cada una de las cuales podrá constar de una o más series (cada una, la "Serie" y, en conjunto, las "Series"). Los Bonos estarán representados por anotaciones en cuenta e inscritos en CAVALI S.A. ICLV ("CAVALI") y podrán ser negociados en la Rueda de Bolsa de la Bolsa de Valores de Lima ("BVL"), o en otro mecanismo centralizado de negociación, según se establezca en el respectivo Prospecto Complementario y Contrato Complementario. El Tercer Programa tendrá una vigencia de seis (6) años contados desde su inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ("RPMV") de la Superintendencia del Mercado de Valores ("SMV"), esto es desde el 30 de octubre de 2015.

Los Bonos serán valores mobiliarios de contenido crediticio, nominativos, indivisibles y libremente negociables. Los Bonos devengarán intereses a una tasa a determinarse antes de la Fecha de Emisión según el Procedimiento de Colocación que se detallará en el Prospecto Complementario de la Emisión correspondiente. La Fecha de Emisión de los Bonos será definida por el Emisor. El pago del principal e intereses se realizará a través de CAVALI. El Emisor podrá rescatar la totalidad de los Bonos emitidos o parte de ellos si así lo estableciesen los respectivos Contratos Complementarios, Prospectos Complementarios y Avisos de Oferta pública, o de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 330 de la Ley General, siempre que se respete lo establecido en el artículo 89 de la Ley.

La presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco no constituye una oferta ni una invitación a ofertar, ni autoriza tales ofertas o invitaciones en los lugares donde tales ofertas o invitaciones sean contrarias a las respectivas Leyes Aplicables. La Actualización N° 1 del Prospecto Marco debe leerse conjuntamente con el Prospecto Marco, el Prospecto Complementario correspondiente y con los Estados Financieros que forman o formen parte integrante de los mismos, así como por la información que se entienda incorporada por referencia, según corresponda.

Véase la Sección "Factores de Riesgo" en la página 20 del Prospecto Marco, las cuales contienen una discusión de ciertos factores de riesgo que deberían ser considerados por los potenciales adquirentes de los Bonos ofrecidos.



Entidad Estructuradora



Agente Colocador



Representante de los Obligacionistas

ESTA ACTUALIZACIÓN N° 1 DEL PROSPECTO MARCO HA SIDO REGISTRADA EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES ("RPMV") DE LA SUPERINTENDENCIA DEL MERCADO DE VALORES ("SMV"), LO QUE NO IMPLICA QUE ELLA RECOMIENDE LA INVERSIÓN EN LOS VALORES QUE SEAN OFERTADOS EN VIRTUD DEL MISMO U OPINE FAVORABLEMENTE SOBRE LAS PERSPECTIVAS DE LA INVERSIÓN, O CERTIFIQUE LA VERACIDAD O SUFICIENCIA DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO.

La fecha de elaboración de esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco es 13 de junio de 2016

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco debe ser leída conjuntamente con el Prospecto Marco que la origina, con los Estados Financieros anuales auditados y los Estados Financieros trimestrales no auditados de ENGIE Incluidos por referencia en el presente documento, con las respectivas actualizaciones al Prospecto Marco y con los correspondientes Prospectos Complementarios de los Bonos a ser emitidos. La información incluida por referencia podrá ser consultada por los inversionistas en el RPMV de la SMV.

Los firmantes declaran haber realizado una investigación, dentro del ámbito de su competencia y en el modo que resulta apropiada de acuerdo con las circunstancias, que los lleva a considerar que la información proporcionada por el Emisor, o en su caso, incorporada por referencia, cumple de manera razonable con lo exigido en las normas vigentes, es decir, que es revelada en forma veraz, suficiente, oportuna y clara; y, con respecto a las ocasiones en que dicha información es objeto del pronunciamiento de un experto en la materia, o se deriva de dicho pronunciamiento, que carecen de motivos para considerar que el referido pronunciamiento contraviene las exigencias mencionadas anteriormente, o que dicha información se encuentra en discordancia con lo aquí expresado.

La responsabilidad por el contenido de esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco se rige por la Ley y en el Reglamento y sus normas modificatorias y complementarios.

Quien desee adquirir los Bonos que se ofrecen deberá basarse en su propia evaluación de la información presentada en el presente documento respecto al valor y a la transacción propuesta. La adquisición de los Bonos presupone la aceptación por el suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la Oferta Pública tal como aparecen en el Prospecto Marco y en el respectivo Prospecto Complementario.

El presente documento se encuentra enmarcado dentro de la ley peruana por lo que cualquier persona interesada en adquirir los Bonos que pudiera estar sujeta a otra legislación, deberá informarse sobre el alcance de las leyes que le resulten aplicables, bajo su exclusiva responsabilidad. El presente documento no podrá ser distribuido en cualquier otra jurisdicción donde esté prohibida o esté restringida su divulgación.

El Emisor se encuentra sujeto a las obligaciones de informar estipuladas en la Ley del Mercado de Valores, así como a otras disposiciones pertinentes. Los documentos e información necesarios para una evaluación complementaria están a disposición de los interesados en el RPMV, en la dirección de la SMV, Av. Santa Cruz 315, Miraflores, Lima, Perú, donde podrán ser revisados y reproducidos. Asimismo, dicha información estará disponible para su revisión en la página web de la Bolsa de Valores de Lima a través del sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe a partir de su inscripción en el RPMV de la SMV.

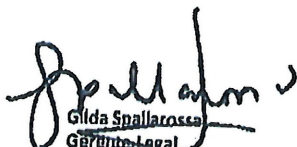
El Emisor declara haber cumplido con lo dispuesto por la normatividad aplicable para efectos de la validez, y, según sea el caso, oponibilidad de los derechos que confieran los Bonos a ser vendidos en virtud de la presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco.



Michel Gantols
Gerente General
ENGIE Energía Perú S.A.



Eduardo Milligan
Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano
ENGIE Energía Perú S.A.



Gilda Spallarossa
Gerente Legal
ENGIE Energía Perú S.A.



Jaime Dioses
Contador General
ENGIE Energía Perú S.A.



Franco Bermúdez Paz Soldán
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Santiago Polar Müncher
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Alonso Miranda Vargas
Asesor Legal del Estructurador
Estudio Echeagaray



Andrea Kuap Veng Cabreja
Asesor Legal del Emisor
Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Talman & Olaya Abogados



ENGIE
Tabla de Contenido

1. Glosario de Términos	5
2. Resumen Ejecutivo y Financiero	6
2.2. Denominación y Domicilio del Emisor	6
2.9. Resumen de la Información Financiera	6
3. Factores de Riesgo	8
3.1. Factores de Riesgo asociados al País	8
3.1.4 Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias	8
3.2. Factores de Riesgo relacionados al Negocio	8
3.2.1. Riesgo Comercial	8
3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible	9
3.2.8. Riesgo Crediticio	9
3.2.10 Riesgo por Compromisos	10
3.2.11. Riesgo por Uso de Instrumentos Financieros Derivados	10
3.3. Factores de Riesgo Relativos a los Bonos	11
3.3.2. Riesgo Tributario	11
6. Descripción del Programa	12
6.6. Relación con Otros Valores del Emisor	12
7. Información General del Emisor	13
7.4. Capital Social y Estructura Accionaria	13
7.5. Grupo Económico	13
7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas	14
7.8. Reseña Histórica y Aspectos Generales	15
8. Descripción de Operaciones y Desarrollo	17
8.2. Estrategia	17
8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)	18
8.4. Principales Activos de ENGIE	20
8.5. Principales Proyectos en Construcción de ENGIE	24
8.6. Ventas de Energía y Potencia	25
8.7. Relación entre ENGIE y el Estado Peruano	25
8.8. Políticas o Planes de Inversión	35
8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de ENGIE35	
8.10. Personal de la Empresa	36
9. Administración	37
9.1. Directorio	37
9.2. Cambios en el Directorio en los últimos periodos	39
9.3. Principales Ejecutivos	39
9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial	40
9.5. Directores Independientes/Dependientes	40
10. Análisis del Sector y su Regulación	41
10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	41



10.3.	Estructura del Sector Eléctrico	43
10.6.	Ventas de Empresas de Generación	45
10.8.	Ventas a Usuarios Libres	45
10.9.	Transferencia en el Mercado de Corto Plazo	45
10.12.	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos	46
11.	Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos	48
12.	Información Financiera Seleccionada del Emisor	49
12.1.	Información de los Estados Financieros	49
13.	Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera	51
13.1.	Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2014 y 2015	51
13.2.	Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2015 y 2016	52
13.3.	Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera	54
Anexo I – Adenda N° 1 al Contrato Marco de Emisión		55
Anexo II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2014 y 2015		56
Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor al 31 de marzo de 2015 y 2016		57
Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young		58
Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo		59



1. Glosario de Términos

(Ver página 7 del Prospecto Marco)

Contrato Marco:	Es el Contrato Marco de Emisión de fecha 28 de octubre de 2015, según ha sido modificado mediante la Primera Adenda de fecha 13 de junio de 2016.
Soles o S/:	Es la moneda de curso legal en la República del Perú.



2. Resumen Ejecutivo y Financiero

(Ver página 13 del Prospecto Marco)

2.1 Resumen de los Términos y Condiciones del Tercer Programa

- 2.1.1. Emisor: ENGIE Energía Perú S.A.
- 2.1.2. Denominación del Programa: Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE.

2.2. Denominación y Domicilio del Emisor

El Emisor se denomina ENGIE Energía Perú S.A. y tiene su domicilio en Av. República de Panamá N° 3490, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima, Perú. Su central telefónica es (511) 616-7979 y su fax (511) 616-7878.

2.9. Resumen de la Información Financiera

Los potenciales compradores de los Bonos que se emitirán a través del presente Tercer Programa deberán considerar con detenimiento, teniendo en cuenta sus propias circunstancias financieras y políticas de inversión, toda la información contenida en las Secciones "Información Financiera" y "Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económico Financiera" de esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco.

La información financiera seleccionada fue obtenida de los Estados Financieros auditados de ENGIE correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2015, y de situación al 31 de marzo de 2015 y 2016.

La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros auditados individuales de ENGIE y las notas que los acompañan, y está íntegramente sometida por referencia a dichos Estados Financieros, los cuales se encuentran en el RPMV de la SMV. Los Estados Financieros auditados de ENGIE por el período terminando el 31 de diciembre de 2014 y 2015 han sido preparados de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados ("PCGA") en el Perú y han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte, quienes han emitido opinión sin salvedades. Dichos PCGA comprenden a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), las que incorporan las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) oficializadas a través de resoluciones emitidas por el Consejo Normativo de Contabilidad.

Información de los Estados de Resultados

Cífras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Ingresos	713,722	618,881	198,217	170,402
Costo de Ventas	-417,290	-353,812	-115,230	-92,613
Utilidad Bruta	296,432	265,069	82,987	77,789
Margen Bruto (%)	41.5%	42.8%	41.9%	45.7%
Gastos Administrativos	-23,079	-24,636	-4,033	-5,287
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-4,382	-2,129	708	111
Utilidad Operativa	268,971	238,304	79,662	72,613
Margen Operativo (%)	37.7%	38.5%	40.2%	42.6%
Gastos Financieros (Neto)	-36,301	-39,539	-6,552	-9,125
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	232,670	198,765	73,110	63,488
Impuesto a la Renta	-51,214	-61,197	-20,074	-9,153
Utilidad Neta	181,456	137,568	53,036	54,335
Margen Neto (%)	25.4%	22.2%	26.8%	31.9%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Información de los Estados de Situación Financiera



Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Efectivo y Equivalente	52,181	28,530	71,020	26,294
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	100,091	79,047	100,503	81,383
Impuesto a las Ganancias	3,957	-	8,357	0
Inventarios	56,152	82,770	60,169	80,632
Gastos Pagados por Anticipado	8,139	7,141	5,795	6,211
Total Activos Corrientes	220,520	197,488	245,844	194,520
Gastos Pagados por Anticipado	33,849	30,475	35,708	32,897
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,673,005	1,380,136	1,722,821	1,465,040
Activos Intangibles	394	512	413	531
Otros Activos No Corrientes	125,716	114,769	130,276	117,636
Total Activos No Corrientes	1,832,964	1,525,892	1,889,218	1,616,104
Total Activos	2,053,484	1,723,380	2,135,062	1,810,624
Pasivos Financieros	244,270	192,200	260,434	198,127
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	60,377	39,942	46,672	33,167
Otros Pasivos Corrientes	32,812	29,954	57,540	50,566
Total Pasivo Corriente	337,459	262,096	364,646	281,860
Pasivos Financieros	709,632	615,536	729,650	651,120
Otros Pasivos No Corrientes	135,573	109,390	144,220	106,510
Total Pasivo No Corriente	845,205	724,926	873,870	757,630
Total Pasivos	1,182,664	987,022	1,238,516	1,039,490
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	572,335	454,959	600,948	489,653
Otras Cuentas del Patrimonio	43,484	26,398	40,597	26,480
Total Patrimonio	870,820	736,358	896,546	771,134
Total Pasivo y Patrimonio	2,053,484	1,723,380	2,135,062	1,810,624

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el		Por el periodo terminado el 31	
	31 de diciembre de		de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.65x	0.75x	0.67x	0.69x
Prueba Ácida	0.46x	0.41x	0.49x	0.38x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.36x	1.34x	1.38x	1.35x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.51x	0.53x	0.51x	0.52x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.8%	8.0%	8.4%	8.5%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	20.8%	18.7%	20.1%	19.9%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio



3. Factores de Riesgo

(Ver página 20 del Prospecto Marco)

Los potenciales inversionistas, previo a tomar cualquier decisión de inversión respecto a los Bonos, deberán considerar cuidadosamente la información presentada en el Prospecto Marco y en esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco, sus complementos y demás información disponible en el RPMV de la SMV y de manera particular la que se incluye en esta sección, sobre la base de su propia situación financiera y sus objetivos de inversión. La inversión en los Bonos conlleva ciertos riesgos relacionados tanto a factores internos como a factores externos al Emisor que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión. A continuación, se presenta una breve descripción de los principales factores de riesgo e incertidumbres que podrían afectar el nivel de riesgo asociado a la inversión en los Bonos.

Deberá tenerse en cuenta que los riesgos e incertidumbres que se describen a continuación no son los únicos que podrían afectar al Emisor. Podrían surgir riesgos e incertidumbres adicionales que el Emisor desconoce al momento en que se elaboró el presente documento. Los riesgos considerados actualmente como inmateriales por el Emisor no han sido incluidos. No se descarta que estos factores, desconocidos o considerados por el Emisor como inmateriales por el Emisor en la actualidad, puedan afectar en el futuro, de presentarse, los negocios del Emisor, su situación financiera o sus resultados de operación.

3.1. Factores de Riesgo asociados al País

3.1.4 Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias

Durante décadas pasadas, el Estado Peruano adoptó políticas de control del mercado cambiario local, implementando restricciones tanto sobre el mercado cambiario como sobre el comercio en moneda extranjera. Sin embargo, desde marzo de 1991, no existen controles cambiarios en el Perú. Actualmente, las operaciones de compra y venta de moneda extranjera se realizan a la tasa de cambio sujeta a la oferta y la demanda. No obstante, se debe evaluar la posibilidad de que estas restricciones o controles puedan volver a implementarse, tomando en cuenta que dichas restricciones o controles podrían afectar negativamente el rendimiento esperado por algún inversionista.

Asimismo, durante las décadas previas, la moneda peruana experimentó fuertes devaluaciones. Si bien en los últimos años, el Sol ha mantenido un valor relativamente estable respecto al Dólar, existiendo períodos en los que incluso experimentó una revaluación de la moneda, en el último año el Sol se ha depreciado respecto del Dólar, consecuencia de la coyuntura global. El comportamiento de la moneda podría alterarse por una mayor percepción de riesgo en el panorama político, cambios en los fundamentos de la economía y otros factores tanto internos como externos respecto de los cuales el Emisor no tiene control, por lo que no puede garantizarse que el ritmo de depreciación o apreciación de la moneda nacional se mantenga homogéneo.

Dada la estructura operativa de ingresos y costos altamente dolarizados, ENGIE está poco expuesta a riesgos ante fuertes devaluaciones debido a que sus principales activos, pasivos, ingresos y gastos se generan en Dólares. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

Al 31 de marzo de 2016 el 40% de los ingresos del Emisor son en Dólares y el restante en Soles. A la misma fecha, la ganancia (neta) por diferencia en cambio fue de US\$ 1,876 miles. Las políticas implementadas para controlar o mitigar potenciales impactos negativos consecuencia de variaciones de tipo de cambio son mediante la fijación del tipo de cambio a través de instrumentos financieros derivados (swaps y forwards de moneda).

3.2. Factores de Riesgo relacionados al Negocio

3.2.1. Riesgo Comercial

Las empresas generadoras que a la fecha de preparación de este documento forman parte del SEIN suman 48 compañías, y compiten entre sí por el mercado de contratos (Usuarios Libres y Usuarios Regulados).

En este sentido, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que Usuarios Libres, empresas distribuidoras que no cuenten actualmente con contratos con el Emisor, o nuevas empresas por constituirse, pudieran contratar sus necesidades de potencia y energía eléctrica con cualquiera de los generadores existentes o nuevos que pudieran instalarse en el futuro.

Desde el año 2003, el Emisor viene implementando una política comercial que le ha permitido diversificar su base de clientes y reducir la participación sobre el total de sus ingresos de Southern Perú Cooper Corporation ("SPCC"), uno de los principales productores y exportadores de cobre en el Perú, un cliente de reconocido prestigio a nivel internacional y una de las empresas más grandes del Perú. La relación entre el Emisor y SPCC se inició en 1997 a través de un Contrato de Suministro de Energía denominado "Power Purchase Agreement" ("PPA con SPCC", según este ha sido modificado) por un plazo de vigencia de 20 años. Dicho contrato vencerá en abril de 2017 y no será renovado.



A marzo de 2016, las ventas a Clientes Libres y Clientes Regulados representaron el 53.6% y 46.4%, respectivamente. Los principales clientes de la empresa son SPCC (26.5% sobre el total de ventas), Edelnor (20.6% sobre el total de ventas), Luz del Sur (15% sobre el total de ventas) y Antamina (9.5% sobre el total de ventas). Todos los mencionados clientes son empresas de reconocido prestigio y con una alta calidad crediticia.

Adicionalmente, ENGIE no descarta la posibilidad de celebrar contratos de *joint venture*, consorcio, asociación en participación, y/o contratos de naturaleza similar en virtud de los cuales desarrolle nuevos negocios vinculados a su giro comercial distintos a aquellos negocios relacionados con sus activos o proyectos en construcción a la fecha del presente documento. A la fecha, el Emisor no prevé la celebración de dichos contratos, pero no descarta la posibilidad de celebrarlos en el futuro.

Como en cualquier mercado, debe considerarse además la posibilidad que el ingreso de nuevos generadores al sistema eléctrico y/o la puesta en operación de nuevos proyectos de generación eléctrica, en adición con una reducción del ritmo de crecimiento proyectado de la demanda de electricidad en el país, pueda originar un exceso temporal de oferta de energía, lo cual podría tener como consecuencia una reducción en sus precios.

Asimismo, si los nuevos generadores que ingresaran tuvieran un menor costo total de producción que el resto de generadores, ello podría afectar el pago por potencia de los generadores existentes. En cualquier caso, dicha coyuntura no afecta los precios pactados en los contratos de suministro vigentes del Emisor.

Finalmente, en algunos contratos de suministro con Clientes Libres del Emisor existen cláusulas de resolución unilateral por el cliente sujeto a diversas condiciones y al pago de penalidades. Aun cuando alguna de dichas cláusulas fuera ejercida, ello no generaría un impacto material en los resultados de ENGIE, considerando que (i) la potencia y energía contratada con opción de resolución unilateral no es significativa, (ii) dicha resolución unilateral se encuentra sujeta al pago de penalidades, y (iii) la potencia y energía puede ser vendida a otros clientes.

3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible

Al 31 de marzo de 2016, existen más de 3,661 MW en el SEIN que utilizan el gas natural de Camisea y su confiabilidad depende tanto de las actividades de extracción de gas del Lote 88 (suministro de molécula de gas), como del gasoducto que transporta el gas natural (transporte) desde los yacimientos de Camisea, que representan alrededor del 38% del total de generación del SEIN y de la distribución del gas natural a su llegada a Lima.

Esta dependencia produce que, ante una eventual falla del gasoducto, las unidades de las generadoras que utilizan combustible líquido empiecen a despachar, encareciendo el costo de operación del SEIN. Esta situación podría producir un efecto negativo en los resultados financieros del Emisor. Al respecto, cabe señalar que el Emisor cuenta con pólizas de seguro, y cláusulas específicas en algunos de sus PPAs que permiten mitigar el riesgo en caso de una interrupción en el suministro de gas. Adicionalmente, es necesario indicar que hasta diciembre de 2016 está vigente el Decreto de Urgencia N° 049-2008 el cual permite transferir los sobrecostos de generación ante fallas del gasoducto a los consumidores finales.

Por otro lado, no puede anticiparse la posibilidad o los efectos en las operaciones o resultados del Emisor que pueden ser atribuibles a cambios en las normas vigentes, o su interpretación oficial, que tenga por objetivo incentivar el uso del gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. No es posible afirmar que estos cambios se realizarán ni tampoco es posible anticipar el impacto que pudieran tener sobre los resultados financieros del Emisor.

El Emisor utiliza el gas natural de Camisea para sus operaciones en su C.T. ChilcaUno y C.T. ChilcaDos. A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco, para estas centrales, el Emisor cuenta con los siguientes contratos: (i) contrato de molécula de gas natural con los productores del Lote 88 por 3'950,000 m³std/día hasta noviembre del 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales; (ii) contrato de transporte de gas con Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta abril del 2033, por 3'942,315 m³std/día; y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3'942,315 m³std/día y una capacidad reservada en modalidad interrumpible de 163,627 m³std/día hasta diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor tiene cubierto el 100% de los requerimientos de la C.T. ChilcaUno y la C.T. ChilcaDos, incluyendo lo necesario para culminar la C.T. ChilcaDos, que a la fecha se encuentra en ejecución. Para mayor detalle sobre los aspectos relacionados al citado proyecto de ampliación, véase la Sección "Principales Proyectos en Construcción de ENGIE" del Prospecto Marco.

3.2.8. Riesgo Crediticio

El Emisor está expuesto al riesgo crediticio en caso las contrapartes no cumplan sus obligaciones. A pesar de que ENGIE busca reducir el riesgo de incumplimiento de las contrapartes al mantener una política de realizar estos acuerdos con instituciones altamente calificadas, una de las contrapartes podría incumplir, teniendo un efecto adverso en el resultado de las operaciones. Sin embargo, el Emisor tiene una sólida cartera de clientes. A marzo de 2016, la provisión por cobranza dudosa asciende a 0.003% del total de cuentas por cobrar de la empresa.



3.2.10 Riesgo por Compromisos

Al cierre de marzo de 2016, el Emisor ha otorgado las siguientes garantías (cartas fianzas bancarias):

Beneficiario	Monto US\$	Emisión	Vencimiento	Concepto
Ministerio de Energía y Minas	55'000,000	20/01/2016	20/01/2017	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Compromiso de Inversión
Activos Mineros SAC	10'000,000	06/09/2015	06/09/2016	C.H. Yuncán - Derecho de Usufructo / Aportes Periódicos
Ministerio de Energía y Minas	4'500,000	19/06/2015	19/06/2016	C.T. Ilo31 - Garantía de Operación del Contrato de Concesión
OSINERGMIN	2'000,000	17/12/2015	17/05/2016	Intipampa - Seriedad de Oferta Licitación de Proyecto
Activos Mineros SAC	2'000,000	06/09/2015	06/09/2016	C.H. Yuncán - Fiel Cumplimiento del Contrato de Usufructo
Ministerio de Energía y Minas	579,296	26/10/2015	26/10/2016	Proyecto Twister
Ministerio de Energía y Minas	579,296	15/11/2014	15/11/2016	Ampliación ChilcaUno - Fiel Cumplimiento ejecución de obras
Ministerio de Energía y Minas	571,772	29/02/2016	15/11/2016	Proyecto ChilcaDos - Fiel Cumplimiento ejecución de obras
Ministerio de Energía y Minas	571,772	23/01/2015	01/03/2017	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Ejecución de Obras
Ministerio de Energía y Minas	393,600	12/11/2014	06/08/2016	Nodo Energético - Fiel Cumplimiento Obras L.T. 500KV
Edelnor S.A.A.	269,460	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Luz del Sur S.A.A.	216,695	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Hidrandina S.A.	142,445	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronorte S.A.	101,124	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electrocentro S.A.	84,434	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electronoroeste S.A.	70,849	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.	46,222	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electro Sur Este S.A.A.	41,936	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Ministerio de Energía y Minas	34,710	09/07/2015	15/07/2016	Proyecto ChilcaDos - Modificación de Concesión Definitiva
ELECTROSUR S.A.	31,985	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Electropuno S.A.A.	28,107	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo
Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C.	2,956	23/04/2015	23/04/2016	Licitación largo plazo

Fuente: ENGIE

3.2.11. Riesgo por Uso de Instrumentos Financieros Derivados

El Emisor utiliza instrumentos financieros derivados para reducir el riesgo de las variaciones en el tipo de cambio de sus obligaciones financieras en soles y para reducir el riesgo de fluctuaciones en tasas de interés.

Para administrar los instrumentos financieros derivados, ENGIE cuenta con la Política de Tesorería y Financiamientos, donde se establecen los parámetros y procedimientos para la contratación de instrumentos financieros derivados, además cuenta con el Comité de Finanzas y Riesgos que está conformado por el Gerente General, el Gerente de Finanzas, Organización y Capital Humano y un equipo multidisciplinario transversal de la Compañía. Este Comité tiene por función evaluar los riesgos financieros, tomar decisiones y hacer seguimiento sobre las actividades financieras de la Compañía, entre las que se encuentra el uso de instrumentos financieros derivados.

Los contratos de instrumentos financieros derivados son evaluados en el Comité de Finanzas y Riesgos y posteriormente son aprobados en función del monto de acuerdo al Régimen General de Poderes de ENGIE o aprobados en sesión de Directorio, de ser aplicable.

Los instrumentos financieros derivados se contabilizan de acuerdo con la aplicación de la NIC 39 "Instrumentos Financieros Reconocimiento y Medición", para ello, mensualmente el valor en libros de los instrumentos financieros derivados es re-evaluado y reconocido a valor razonable (*Mark-to-market*) en los estados financieros de ENGIE. De acuerdo a la política de ENGIE, sólo se contratan instrumentos financieros derivados de cobertura con el objetivo de mitigar riesgos específicos. En la medida que estas coberturas sean efectivas para compensar las variaciones en los tipos de cambio relacionados, los cambios en el valor razonable son registrados en una cuenta patrimonial. Estos montos son transferidos a los resultados del ejercicio en el que los instrumentos financieros y/o sus intereses correspondientes son liquidados, y se presentan en el rubro ganancia o pérdida en el Estado de Resultados. Dichos instrumentos se evalúan periódicamente a través de los test de efectividad para cada instrumento, para ello el área de Tesorería de la Compañía utiliza el Método del Derivado Hipotético. Se considerarán altamente efectivos en un rango de 80-125% para reducir el riesgo asociado con la exposición que se esté cubriendo. Si en algún momento la cobertura deja de ser efectiva, los cambios en el valor razonable a partir de ese momento, se reflejarán en los resultados del ejercicio y se presentarán en el rubro ganancia o pérdida en el Estado de Resultados.

Al cierre de marzo de 2016, el Emisor tiene contratados los siguientes instrumentos financieros derivados:

Instrumentos financieros derivados relacionados a Bonos Corporativos

Como resultado de las emisiones de Bonos Corporativos en Soles (moneda distinta a la moneda funcional del Emisor), dentro del marco del Primer Programa de Bonos Corporativos, y para cubrirse del riesgo de las fluctuaciones del tipo de cambio, ENGIE decidió contratar Swaps de monedas y tasas de interés denominados "*Cross currency interest rate Swap*". Con esto, el Emisor logra fijar los pagos en dólares durante la vigencia de los Bonos.



Institución Financiera	Bonos	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés	Monto Pactado (US\$ 000)	Swaps		Vencimiento
					Tasa de Interés	Tipo de Cambio Fijado	
Citibank	Primera emisión	120,700	6.8125%	40,000	5.7550%	3.0175	30/11/2017
Citibank	Segunda emisión	84,105	7.1875%	29,973	6.1690%	2.8060	09/06/2018
BBVA Continental	Séptima emisión	42,420	7.5938%	15,043	5.9738%	2.8199	03/12/2020

Instrumentos financieros derivados relacionados a Préstamos de Corto Plazo

En noviembre y diciembre de 2015, para cubrirse de las fluctuaciones de tipo de cambio de los préstamos de corto plazo en Soles (S/ 403 millones), el Emisor contrató forwards de moneda con instituciones financieras locales.

Institución Financiera	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés	Monto Pactado (US\$ 000)	Swaps		Vencimiento
				Tasa de Interés	Tipo de Cambio Fijado	
Scotiabank	166,400	5.44%	50,000	0.35%	3.328	16/05/2016
Banco de Crédito	236,600	5.29%	70,000	0.02%	3.380	05/12/2016

Instrumentos financieros derivados relacionados a Préstamo de Largo Plazo

En diciembre de 2015, para cubrirse de las fluctuaciones de tipo de cambio en el préstamo de largo plazo en Soles (S/ 237.7 millones), el Emisor contrató un instrumento financiero derivado denominado "Cross Currency Swap", para fijar el tipo de cambio de los pagos de capital e intereses durante la vigencia del préstamo.

Institución Financiera	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés	Monto Pactado (US\$ 000)	Swaps		Vencimiento
				Tasa de Interés	Tipo de Cambio Fijado	
Scotiabank	237,650	6.01%	70,000	0.84%	3.395	28/12/2017

3.3 Factores de Riesgo Relativos a los Bonos

3.3.2. Riesgo Tributario

En el Anexo IV de la presente Actualización N°1 del Prospecto Marco se presenta un resumen que constituye la opinión de Ernst & Young S.R.L., asesor tributario peruano, respecto del tratamiento tributario aplicable a los Bonos. El resumen se basa en leyes tributarias del Perú en vigencia a la fecha de esta Actualización N°1 del Prospecto Marco, las que están sujetas a modificaciones. Los inversionistas deberán asesorarse con sus propios asesores en impuestos en lo referido a las consecuencias tributarias que pudieran generarse por la compra, tenencia o disposición de los instrumentos a ser emitidos.

Adicionalmente, cabe señalar que los inversionistas deben tener en cuenta que siempre existe la posibilidad de cambios en la regulación vigente que podrían afectar al presente Tercer Programa.

Debe indicarse, asimismo, que mediante la Ley N° 30341, promulgada el 12 de setiembre de 2015, la que entró en vigencia el 1 de enero de 2016 y cuyo Reglamento fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 382-2015-EF, modificado por el Decreto Supremo N° 016-2016-EF, el Congreso de la República aprobó la exoneración, hasta el 31 de diciembre de 2018, de las rentas provenientes de la enajenación de acciones y demás valores representativos de acciones realizadas a través de un mecanismo centralizado de negociación supervisado por la SMV, siempre que se cumplan con determinados requisitos previstos en la referida Ley. Cabe agregar, sobre el particular, que dicha exoneración no afecta al tratamiento tributario aplicable a los Bonos que se detalla en el Anexo IV. En consecuencia, se deja constancia que para efectos del Prospecto Marco y los Bonos, debe considerarse que el resumen presentado en el Anexo IV se refiere exclusivamente a los valores mobiliarios representativos de deuda, como es el caso de los Bonos.

En cualquier caso, lo indicado en el Anexo IV, no constituye una opinión legal sobre el tema y cada inversionista deberá buscar asesoría específica de parte de sus propios asesores legales y tributarios con la finalidad de determinar las consecuencias que se pueden derivar de su situación particular, de modo que cada inversionista pueda tomar su propia decisión sobre la conveniencia de adquirir los Bonos.



6. Descripción del Programa

(Ver página 31 del Prospecto Marco)

La información contenida en esta Sección se basa en el Contrato Marco y presenta información resumida de los principales términos, condiciones y características generales del Tercer Programa y de los Bonos a ser emitidos bajo el mismo. De conformidad con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley, la suscripción o adquisición de valores presupone la aceptación del suscriptor o comprador de todos los términos y condiciones de la oferta, tal como aparecen en el Prospecto Marco, según es actualizado por la presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco, y en los respectivos Prospectos Complementarios.

Para una completa descripción de los derechos y obligaciones del Emisor, del Representante de los Obligacionistas y de los Bonistas, el potencial inversionista deberá revisar el Contrato Marco, el respectivo Contrato Complementario y el Contrato de Colocación, copia de los cuales estarán disponibles en el local del Agente Colocador. Asimismo, dicha información le será entregada a la Bolsa de Valores de Lima para su correspondiente publicación en la página web de dicha institución en el sistema Bolsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe, luego de su inscripción en el RPMV de la SMV.

6.1. Términos y Condiciones Generales del Programa

6.1.2. Denominación del Programa

El Programa se denomina "Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE".

6.6. Relación con Otros Valores del Emisor

Los derechos descritos en esta Sección no se encuentran afectados por otras clases de valores del Emisor.

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 1 del Prospecto Marco, el Emisor tiene otros valores inscritos en el RPMV de la SMV. Dichos valores son acciones con derecho a voto, ENGIEC1, por 601'370,011 acciones en circulación, y seis Emisiones pertenecientes al Primer Programa de Bonos Corporativos de "EnerSur S.A." (se realizaron siete emisiones bajo este Programa, de las cuales una -la quinta emisión- venció en junio de 2014). El detalle de la información relativa a las acciones y a las emisiones en circulación se presenta a continuación:

Acciones ENGIEC1 en Soles:

Periodo	Apertura	Cierre	Máxima	Mínima
Abr-2015	9.30	9.05	9.30	8.70
May-2015	9.11	9.00	9.30	8.95
Jun-2015	8.95	9.00	9.00	8.75
Jul-2015	9.00	8.85	9.00	8.61
Ago-2015	8.85	8.05	8.85	7.75
Set-2015	8.05	7.50	8.05	7.30
Oct-2015	7.55	7.60	7.60	7.30
Nov-2015	7.60	8.49	8.53	7.60
Dic-2015	8.40	8.10	8.40	7.95
Ene-2016	7.15	7.10	7.15	7.10
Feb-2016	7.50	7.70	7.70	7.50
Mar-2016	8.84	8.88	8.88	8.82

Fuente: Bolsa de Valores de Lima – a marzo de 2016

Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.

Emisión	Serie	Fecha Emisión	Monto de Emisión	Amortización	Interés	Plazo	Fecha de Redención
Primera	A	30-nov-07	S/ 120'700,000	Bullet	6.8125%	10 años	30-nov-17
Segunda	A	09-jun-08	S/ 84'105,000	Bullet	7.1875%	10 años	09-jun-18
Tercera	A	09-jun-08	US\$ 10'000,000	Bullet	6.3125%	20 años	09-jun-28
Cuarta	A	30-jun-09	US\$ 15'000,000	Bullet	6.5000%	7 años	30-jun-16
Sexta	A	03-dic-10	US\$ 25'000,000	Bullet	6.5000%	15 años	03-dic-25
Séptima	A	03-dic-10	S/ 42'420,000	Bullet	7.59375%	10 años	03-dic-20

Fuente: ENGIE



7. Información General del Emisor

(Ver página 44 del Prospecto Marco)

7.2 Constitución e Inscripción en Registros Públicos

El Emisor se constituyó como sociedad anónima mediante escritura pública de fecha 20 de setiembre de 1996 otorgada ante Notario Público de Lima, Doctor Jorge Orihuela Iberico bajo el nombre de Powerfin Peru S.A., quedando inscrita en la Ficha N° 132746 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, ahora partida electrónica N° 11027095 de dicho registro.

El Emisor modificó su denominación social a la de Energía del Sur S.A., pudiendo identificarse con la abreviatura EnerSur S.A., mediante acuerdo de junta general extraordinaria de accionistas del 21 de febrero de 1997.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas del Emisor de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A.".

Finalmente, por escritura pública de fecha 21 de marzo de 2016 otorgada ante Notario Público de Lima, doctor Ricardo Fernandini Barreda, y por Junta General de Accionistas del 14 de marzo de 2016, se acordó modificar la denominación social del Emisor por ENGIE Energía Perú S.A., así como modificar el Artículo Primero de su estatuto social a fin de reflejar la nueva denominación social del Emisor. Dicha modificación quedó inscrita en el Asiento B00010 de la Partida Electrónica N° 11027095 de la Oficina Registral de Lima.

7.4. Capital Social y Estructura Accionaria

Al 31 de marzo de 2016, el capital social de ENGIE se encuentra íntegramente suscrito y totalmente pagado, integrado por 601'370,011 acciones con derecho a voto, todas ellas de un valor nominal de S/ 1.00 (uno y 00/100 Soles cada una), según consta en la escritura pública de fecha 9 de abril de 2014 otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda.

Al 31 de marzo de 2016, la participación de los accionistas en ENGIE fue la siguiente:

Accionistas	N° Acciones	Porcentaje	Origen	Grupo Económico
International Power S.A.	371'478,629	61.77%	Bélgica	ENGIE
IN-Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Integra)	42'993,457	7.15%	Perú	Sura
PR – Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Profuturo)	31'374,191	5.22%	Perú	Scotiabank
Otros Accionistas (<5%)	155'523,734	25.86%	Varios	
Total	601,370,011	100.00%		

Fuente: ENGIE

Composición accionaria: número de accionistas por tenencia

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje
Menor al 1%	555	4.77%
Entre 1% y 5%	7	21.09%
Entre 5% y 10%	2	12.37%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	565	100.00%

Fuente: ENGIE

7.5. Grupo Económico

ENGIE Energía Perú S.A. (antes EnerSur S.A.) forma parte del Grupo ENGIE (antes GDF SUEZ) cuya controladora indirecta es ENGIE S.A., una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

La estructura accionaria de ENGIE S.A. reúne a accionistas que, con la excepción del Estado francés, tienen una participación en el capital de ENGIE S.A. menor al 2.76%. Desde el *upstream* hasta el *downstream*, ENGIE S.A. opera en toda la cadena de valor energética, tanto en electricidad como en gas natural.

Durante el 2012, ENGIE S.A. culminó el proceso de adquisición del 100% del capital social de International Power Plc, grupo inglés que aportó importantes activos al negocio de energía (actualmente, denominado International Power Ltd.).

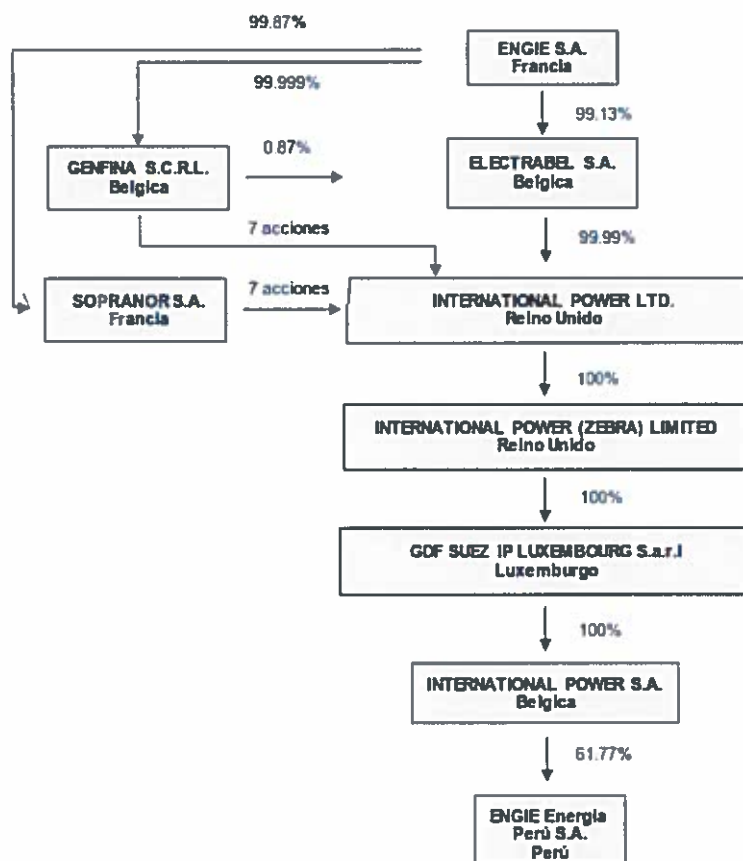


International Power S.A. (100% propiedad del Grupo ENGIE) es una sociedad constituida en Bélgica y es el principal accionista de ENGIE Energía Perú S.A., con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante es de titularidad de fondos de las administradoras de fondos de pensiones (AFP) peruanas, así como de otras personas naturales y jurídicas.

ENGIE Energía Perú S.A. pertenece a la unidad de negocio de ENGIE S.A. denominada Latinoamérica.

El siguiente diagrama muestra la conformación del Grupo Económico y la posición de ENGIE Energía Perú S.A. dentro de éste:

Gráfico 1. Conformación del grupo económico y posición de ENGIE Energía Perú S.A.



7.7. Transacciones y Saldos con Empresas Relacionadas

ENGIE mantiene vigentes las siguientes principales transacciones con empresas relacionadas:



Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de		Al 31 de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Otras Cuentas por Cobrar				
Leme Engenharia Ltda.	116	500	-	400
GDF Suez Energy Perú S.A.	30	25	30	12
Tractebel Engineering	-	-	-	100
GDF Suez S.A.	10	-	10	-
Egasur S.A.	9	10	9	10
Total Cuentas por Cobrar	165	535	49	522
Otras Cuentas por Pagar				
Leme Engenharia Sucursal Perú	966	272	172	-
Leme Engenharia Ltda.	-	133	-	-
Laborelec	53	59	250	44
GDF Suez S.A.	34	40	34	39
Tractebel Engineering	81	-	84	-
GDF Suez Energy Perú S.A.	-	-	-	-
Total Cuentas por Pagar	2015	2014	2016	2015

Fuente: ENGIE

7.8 Reseña Histórica y Aspectos Generales

ENGIE se constituyó en setiembre de 1996 bajo la denominación social de Powerfin Perú S.A.; dicha denominación fue modificada en 1997 por Energía del Sur S.A. y posteriormente en el año 2007 cambió su denominación social a EnerSur S.A.; y finalmente en el año 2016 a ENGIE Energía Perú S.A.

ENGIE se constituyó con el objeto de adquirir los activos de generación de electricidad de propiedad de SPCC (en ese entonces Southern Perú Limited) y suscribir el PPA con SPCC en virtud del cual ENGIE se convirtió en el suministrador exclusivo de electricidad de SPCC, además de otros contratos que regulan diversos aspectos de la relación contractual entre ambas empresas. La transferencia de los activos de generación de SPCC y el inicio del suministro bajo el PPA, así como los demás contratos que regulan las relaciones entre ambas empresas entraron en vigencia el 17 de abril de 1997.

ENGIE es una subsidiaria de International Power S.A. (antes Suez-Tractebel S.A.), quien era propietaria directa o indirecta de todas las acciones con derecho a voto en que se encuentra representado su capital social y tenía, por tanto, el control total de su gestión. Dicha situación se mantuvo hasta febrero de 2004 en que las carteras administradas por las cuatro Administradoras Privadas de Fondos de Pensiones, en cumplimiento de los compromisos previamente asumidos suscribieron y pagaron, por cuenta del fondo que cada una administra, un aumento de capital aprobado por los accionistas de ENGIE y pasaron a ser titulares, de manera conjunta, de 21.05% de su capital social.

En octubre de 2005, se obtiene la aprobación para listar las acciones de ENGIE en la BVL e inscribirlas en el RPMV de la SMV, efectuando International Power S.A. en noviembre de 2005 una oferta pública de venta de acciones, logrando una venta del 17.21% de las acciones comunes de su propiedad en el capital social de ENGIE en el mercado local.

Posteriormente, mediante Junta General de Accionistas del Emisor de fecha 15 de agosto de 2007, se acordó eliminar la denominación social abreviada "EnerSur S.A." y modificar la denominación social completa "Energía del Sur S.A." por "EnerSur S.A."

Por acuerdo de Junta General de Accionistas de fecha 14 de febrero de 2012, se aprobó aumentar el capital social de ENGIE mediante nuevos aportes dinerarios hasta por una suma en Soles equivalente a US\$ 150'000,000 (ciento cincuenta millones de Dólares) y que las acciones que sean emitidas como consecuencia de dicho aumento de capital social sean suscritas mediante el ejercicio por los accionistas del derecho de suscripción preferente a través de dos (2) ruedas, más el proceso de asignación remanente.

Posteriormente, en sesión de Directorio de fecha 17 de febrero de 2012, se acordaron los términos y condiciones en que se realizaría el aumento de capital. Asimismo, con fecha 1 de marzo de 2012, el Directorio acordó determinar los términos y condiciones pendientes de aprobación del aumento de capital por nuevos aportes dinerarios.

Luego de realizadas las referidas dos (2) ruedas más el proceso de asignación de remanente, se suscribió el 100% (cien por ciento) del aumento de capital aprobado mediante escritura pública de fecha 14 de mayo de 2012, otorgada ante el Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, en ese sentido, se aumentó el capital social de la empresa a S/ 224'297,295, representados por igual número de acciones con derecho a voto de un valor nominal de S/ 1.00 (uno y 00/100 Sol cada una).



Del aporte de los accionistas explicado, además de cubrir el valor nominal de las acciones emitidas, resultó una prima de capital – la diferencia entre el valor nominal y el monto pagado por dichos accionistas – la cual fue destinada a la cuenta de capital adicional de libre disponibilidad de la sociedad. Con fecha 18 de marzo de 2014, mediante acuerdo de Junta General de Accionistas, se acordó la capitalización de esta prima. Mediante escritura pública de fecha 9 de abril de 2014, otorgada ante Notario Público de Lima, Dr. Ricardo Fernandini Barreda, se capitalizaron 377'072,716 acciones de un valor nominal de S/ 1.00 (uno y 00/100 Soles) cada una, sumando un capital social de S/ 601'370,011.

En noviembre de 2007, ENGIE inscribió en el RPMV el "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A." hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 400'000,000 (Cuatrocientos millones y 00/100 Dólares), con cargo al cual se efectuaron siete (7) emisiones de las cuales aún están vigentes seis (6) emisiones cuyas principales características se detallan en la sección 6.6 anterior de este documento ("Relación con Otros Valores del Emisor - Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A."). En octubre de 2012, ENGIE inscribió en el RPMV el Segundo Programa de Bonos Corporativos por hasta un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000 (Quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Soles. No se llegó a realizar alguna emisión bajo este Segundo Programa de Bonos Corporativos.

En octubre de 2015, ENGIE inscribió en el RPMV el "Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE" hasta por un monto máximo en circulación de US\$ 500'000,000 (Quinientos millones y 00/100 Dólares) o su equivalente en Soles. Aún no se ha realizado alguna emisión bajo este Tercer Programa de Bonos Corporativos.

Por escritura pública de fecha 21 de marzo de 2016 otorgada ante Notario Público de Lima, doctor Ricardo Fernandini Barreda, y por Junta General de Accionistas del 14 de marzo de 2016, se acordó modificar la denominación social del Emisor por ENGIE Energía Perú S.A., así como modificar el Artículo Primero de su estatuto social a fin de reflejar la nueva denominación social del Emisor. Dicha modificación quedó inscrita en el Asiento B00010 de la Partida Electrónica N° 11027095 de la Oficina Registral de Lima.



8. Descripción de Operaciones y Desarrollo

(Ver página 49 del Prospecto Marco)

8.1. Descripción del Emisor

ENGIE se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica. De acuerdo a las cifras oficiales reportadas por el COES, en el año 2015, ENGIE generó 7,173 GWh de energía, lo cual equivale al 16.1% del total de energía producida en el SEIN (7,098 GWh en 2014, lo cual equivale al 17.0% del total de energía producida en el SEIN durante ese año), siendo la mayor empresa de generación eléctrica en cuanto a capacidad instalada en el Perú con un total de 2,027 MW en operación y 676 MW adicionales en construcción y la segunda en cuanto a generación de energía.

Entre los meses de enero y marzo de 2016, ENGIE generó 1,780 GWh de energía, 3.4% superior a la energía generada en el mismo periodo del año 2015, lo cual equivale al 14.7% del total de energía producida en el SEIN durante ese periodo.

Los ingresos de ENGIE provienen, principalmente, de: (i) las ventas de electricidad efectuadas a Clientes Libres de acuerdo a sus correspondientes contratos de suministro de potencia y energía; (ii) los contratos suscritos con diversos Clientes Regulados (empresas distribuidoras); (iii) las ventas en el Mercado de Corto Plazo; y, (iv) los ingresos por potencia que recibe por sus plantas, incluyendo la planta de reserva Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación Ilo31 y en el futuro por el Proyecto Nodo Energético Planta Ilo.

La cartera de Clientes Libres y Clientes Regulados de ENGIE, a nivel nacional a marzo de 2016, suma una potencia contratada – en hora punta – de 1,475 MW. De dicha cifra, 669 MW corresponden a Clientes Libres y 806 MW a Clientes Regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,518 MW en total. De dicha cifra, 712 MW corresponden a Clientes Libres y 806 MW a Clientes Regulados.

A la fecha de la presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco, el Emisor tiene contratos con Clientes Libres, tales como: SPCC, Antamina, Las Bambas, Votorantim Metais – Cajamarquilla, entre otros.

Asimismo, a través de licitaciones efectuadas durante los años 2009 y 2011 y contratos bilaterales en los años 2012, 2013, 2014 y 2015, se han suscrito contratos con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras): Luz del Sur, Edelnor, Edecañete, Electronoroeste, Electronorte, Hidrandina, Electro Puno, Sociedad Eléctrica del Sur Oeste, Electrocentro, Consorcio Eléctrico de Villacurí, Electro Ucayali y Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad – ELECTROSUR.

8.2. Estrategia

La estrategia de ENGIE consiste principalmente en lo siguiente:

- i) Optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través del desarrollo de proyectos hidroeléctricos, de gas natural, renovables y de otras fuentes.
- ii) Mantener un óptimo balance del portafolio comercial entre Clientes Regulados y Clientes Libres, con un enfoque en contratos con costos “pass-through” y que disminuyan los riesgos que no sean manejables.
- iii) Contratar un portafolio por el total de la capacidad eficiente para maximizar los ingresos y cubrir el riesgo en el Mercado de Corto Plazo a través de la generación.
- iv) Captar y retener clientes proporcionando soluciones diferenciadas.
- v) Mantener una estructura financiera óptima, minimizando costos financieros bajo una estructura adversa al riesgo y con suficiente flexibilidad financiera en caso se presenten oportunidades o eventos inesperados.
- vi) Identificar, difundir e implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la empresa.

Clientes y Mercado

ENGIE brinda suministro de energía a Clientes Regulados (empresas distribuidoras) y a Clientes Libres (mineros e industriales, principalmente) a través de contratos bilaterales.

Competencia

En el mercado eléctrico nacional, los principales competidores de ENGIE son las siguientes empresas (participación de mercado en términos de potencia): Edegel (21%), Estado Peruano (16%), Kallpa (11%) y Egenor (6%), según cifras reportadas por el COES a marzo de 2016.



8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados)

PPA Antamina

Con fecha 29 de noviembre de 2012, derivado de una licitación, ENGIE y Compañía Minera Antamina S.A. ("Antamina") suscribieron un PPA por un plazo de 15 años que inició en enero de 2015. El PPA con Antamina contempla dos puntos de suministro (la S.E. Vizcarra y la S.E. Punta Lobitos en Huarmey, ambas de propiedad de Antamina). La máxima demanda comprometida asciende a 150 MW para el año 2015, incrementándose a 170 MW a partir del año 2016. El contrato prevé mecanismos para que Antamina incremente su demanda de acuerdo a su crecimiento en hasta 100 MW en una segunda y tercera etapa que podrían iniciarse desde el año 2018, además de permitirle la resolución del contrato en casos donde Antamina se vea obligado a cerrar sus operaciones o suspenderlas.

PPA Votorantim Metais - Cajamarquilla

Con fecha 15 de diciembre de 2014, Votorantim Metais - Cajamarquilla ("Votorantim") y ENGIE firmaron un contrato de suministro por 60 MW en hora punta y 125 MW en hora fuera de punta. Dicho suministro se efectuará entre marzo de 2017 y diciembre de 2019.

PPA Las Bambas

En setiembre de 2010, se suscribió un acuerdo de suministro de potencia y energía con la empresa Xstrata Tintaya (hoy Minera Las Bambas S.A.), por 150 MW, para abastecer el proyecto minero Las Bambas por un plazo de 10 años y 10 meses desde el inicio de la toma de carga cuya fecha fue el 18 de junio de 2015.

PPA SPCC

En 1996, ENGIE firmó un contrato de suministro de energía y potencia con SPCC hasta por 245 MW por un plazo de 20 años, bajo el cual ENGIE se encuentra obligado a mantener ciertas instalaciones de generación y transmisión de electricidad. Asimismo, ENGIE tiene la responsabilidad de operar, mantener y reparar las Líneas de Transmisión, Subestaciones y demás infraestructura de transmisión de SPCC, de forma tal que le permita el suministro de electricidad a ésta, según lo estipulado en este PPA. Adicionalmente, ENGIE brinda diversos servicios a SPCC debido a que existe una interdependencia entre ciertos sistemas de ambas empresas, aunque el impacto de tales servicios en los resultados de ENGIE es relativamente menor. Por su parte, SPCC también presta diversos servicios a ENGIE y le ha otorgado derechos de servidumbre y superficie para el desarrollo de sus actividades. Finalmente, el PPA con SPCC no será renovado en su fecha de vencimiento (abril de 2017).

Otros contratos de suministro de electricidad con Clientes Libres

ENGIE, al 31 de marzo de 2016, mantiene un total de treinta y un (31) PPAs con Clientes Libres. Todos estos contratos son de suministro exclusivo. Los precios de potencia están indexados a la inflación en los Estados Unidos de América (CPI-USA), y los precios de energía son indexados en algunos casos al CPI-USA y en otros a la variación del precio del gas natural puesto en Chilca, siendo los cargos regulados aplicables al suministro transferido en su integridad al cliente respectivo.

El siguiente cuadro resume las principales características de los PPAs entre ENGIE y sus Clientes Libres:

N°	Contratos con Clientes Libres	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	SPCC ⁽¹⁾	18/04/1997	17/04/2017	207.00	207.00
2	Quimpac S.A.	01/07/2004	30/06/2020	20.00	56.00
3	Papelera Nacional S.A.	01/06/2007	30/06/2020	12.00	12.00
4	Minera Bateas S.A.C.	01/02/2007	31/01/2022	5.20	5.20
5	Nyrstar Coricancha S.A.	01/04/2007	31/03/2017	5.00	5.00
6	Universidad de Lima	01/05/2008	31/12/2018	2.80	3.00
7	Compañía Minera Antapaccay S.A.	01/05/2008	31/12/2018	21.00	21.00
8	Manufactura Record S.A.	01/07/2008	31/12/2018	0.25	1.30
9	Owens Illinois Perú S.A.	01/04/2015	31/12/2022	12.00	12.00
10	Industrial Papelera Atlas S.A.	01/01/2013	31/12/2017	1.20	2.00
11	Votorantim Metais - Cajamarquilla S.A.	01/03/2017	31/12/2019	60.00	125.00
12	Apumayo S.A.C.	01/02/2013	31/12/2018	1.52	1.52
13	Papelera del Sur S.A.	01/03/2013	28/12/2021	4.50	4.50
14	Linde Gas Perú S.A.	01/06/2013	31/05/2019	2.70	2.70
15	Minera Santa Luisa S.A.	01/06/2011	31/05/2026	1.00	4.00
16	Sociedad Minera Cerro Verde	01/01/2016	31/12/2021	38.00	38.00
17	Minera Las Bambas ⁽³⁾	15/12/2012	18/04/2026	150.00	150.00
18	Compañía Minera Antamina S.A.	01/01/2015	01/01/2030	170.00	170.00
19	Cerámica Lima S.A.	01/11/2015	31/10/2020	5.60	5.60
20	Esmeralda Corp.	01/01/2016	31/12/2025	4.00	5.00
21	Banco de Crédito del Perú	01/11/2015	31/10/2025	1.65	3.25
22	Anabí	01/01/2016	31/12/2018	0.25	0.25



23	Minsur Pisco	01/01/2016	31/12/2021	3.00	3.00
24	Minsur Pucamarca	20/08/2018	31/12/2021	4.00	4.00
25	Minsur San Rafael	01/10/2017	31/12/2021	19.50	19.50
26	Fibraforte	01/04/2016	31/03/2021	2.50 – 3.00	3.00 – 3.50
27	Origam	08/10/2016	31/12/2025	0.60	0.60
28	Inversiones Nacionales de Turismo S.A	01/03/2017	31/12/2021	4.10	4.10
29	Compañía Peruana de Productos Químicos S.A.	01/03/2017	31/12/2021	4.30	4.30
30	Algodonera Continental S.A.C.	01/12/2016	31/12/2021	1.10	1.10
31	Votarantim Metais - Cajamarquilla S.A.	01/05/2016	31/12/2016	40 – 110	-

Información al 31 de marzo de 2016.

Fuente: ENGIE

(1) El contrato con SPCC establece como potencia mínima facturable 185 MW y un compromiso de suministrar hasta 245 MW.

(2) El contrato con Votarantim Metais - Cajamarquilla S.A. se iniciará a más tardar el 1 de marzo de 2017.

(3) El cliente Minera Las Bambas S.A. inició su consumo efectivo el día 18 de junio de 2015.

Contratos con Clientes Regulados (empresas distribuidoras)

Dentro del marco de las Licitaciones de Largo Plazo ED-01-2009-LP, ED-02-2009-LP, ED-03-2009-LP y de la Licitación Distriluz se adjudicaron y suscribieron contratos de suministro de electricidad con dichas empresas distribuidoras tal como se detalla a continuación:

- Edelnor S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Luz del Sur S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Edecañete S.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2021.
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad S.A. - ELECTROSUR S.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Electro Sur Este S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Electro Puno S.A.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., seis contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2025.
- Electronoroeste S.A., seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Electronorte S.A., seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Hidrandina S.A., seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Electrocentro S.A., seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C., seis contratos con vigencia entre el 31 de octubre de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2022.

Asimismo, dentro del marco de las licitaciones convocadas durante el año 2011 por las empresas distribuidoras Luz del Sur S.A.A. y Edelnor S.A.A. para el suministro al Servicio Público de Electricidad, a la que se sumó la empresa distribuidora Edecañete S.A., ENGIE se adjudicó y suscribió contratos de suministro de electricidad con dichos Clientes Regulados tal como se detalla a continuación:

- Edelnor S.A.A., dos contratos con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- Luz del Sur S.A.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.
- Edecañete S.A., dos contratos con cada una de ellas, con vigencia entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2027.

La energía a ser facturada por ENGIE a cada empresa distribuidora se determina mensualmente de acuerdo a cada contrato. Del mismo modo, la potencia total puesta a disposición de cada empresa distribuidora ha sido contratada bajo dos modalidades, (i) Potencia Contratada Fija Mensual, que es la mínima potencia que ENGIE facturará a cada distribuidora en cada punto de entrega; y (ii) Potencia Contratada Variable Mensual, que es una potencia variable cuyo límite máximo es el 20% de la Potencia Contratada Fija Mensual.

Adicionalmente, se han suscrito Contratos Bilaterales con los siguientes Clientes Regulados (empresas distribuidoras):

- Edelnor S.A.A., un contrato para el mercado libre con vigencia entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016.
- Edelnor S.A.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2017.
- Hidrandina S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de marzo de 2017.
- Electro Ucayali S.A., un contrato con vigencia entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2021. El plazo original era hasta el 31 de diciembre de 2014, pero se extendió hasta el año 2021 mediante una adenda.

A continuación, se muestran los valores de la Potencia Contratada para cada distribuidora según el tipo de contrato:



N°	Contratos con Clientes Regulados	Inicio	Vencimiento	Potencia Contratada (MW)	
				En Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	Edelnor S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	303.69	303.69
2	Luz del Sur S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	252.94	252.94
3	Edecañete S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2022	3.81	3.81
4	ELECTROSUR S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	12.50	12.50
5	Electro Sur Este S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	29.80	29.80
6	Electro Puno S.A.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	2.69	2.69
7	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. ⁽¹⁾	01/01/2014	31/12/2025	42.80	42.80
8	Electronoroeste S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	40.16	40.16
9	Electronorte S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	12.86	12.86
10	Hidrandina S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	18.12	18.12
11	Electrocentro S.A. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	10.74	10.74
12	Consorcio Eléctrico Villacuri S.A.C. ⁽¹⁾	31/10/2014	31/12/2022	0.38	0.38
13	Luz del Sur S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	74.83	74.83
14	Edecañete S.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	1.42	1.42
15	Edelnor S.A.A. ⁽²⁾	01/01/2018	31/12/2027	6.79	6.79
16	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2014	31/12/2017	22.50	22.50
17	Edelnor S.A.A. (bilateral)	01/01/2015	31/12/2016	40.00	40.00
18	Hidrandina S.A. (bilateral)	01/01/2015	31/03/2017	8.00	8.00
19	Electro Ucayali (bilateral)	01/01/2013	31/12/2021	5.00	5.00

Información al 31 de marzo de 2016

Fuente: ENGIE

En algunos casos la Potencia Contratada varía mensualmente según lo acordado en cada contrato, tomando en cuenta que con cada Cliente Regulado se tiene más de un contrato vigente

(1) Contratos derivados de las licitaciones ED-01-2009, ED-02-2009, ED-03-2009 e HDNA-01-2009.

(2) Contratos derivados de las licitaciones LDS-2011-I y LDS-2011-II

8.4. Principales Activos de ENGIE

Central Termoeléctrica Ilo1

En virtud de los contratos suscritos en 1996 y 1997 con Southern Perú Limited (hoy SPCC), ENGIE adquirió la planta termoeléctrica de SPCC ubicada al norte de la ciudad de Ilo, adyacente a su fundición de cobre. Al momento de su adquisición por ENGIE, dicha planta de generación ("Ilo1", tal como ha sido denominada por ENGIE) estaba conformada por cuatro (4) turbinas a vapor y un grupo a diésel, con una potencia instalada total de 179.3 MW.

En julio de 1997, ENGIE puso en funcionamiento la primera unidad turbogas de Ilo1, la cual había adquirido de SPCC en el año 1996, con una potencia nominal de 39.3 MW. Con ello se amplió la potencia nominal de dicha central a 218.6 MW, con la finalidad de abastecer la demanda de SPCC que se había incrementado. Posteriormente, a finales de 1997 ENGIE adquirió una segunda unidad turbogas con una potencia nominal de 42.2 MW.

A inicios del 2013, la turbina a vapor 1 (TV1) de 22 MW fue retirada del servicio. Igualmente, en mayo de 2015, la turbina a vapor 2 (TV2) de 22 MW fue también retirada del servicio. Actualmente, la Central Termoeléctrica Ilo1 cuenta con una potencia nominal de 216.8 MW. Asimismo, cuenta con un sistema de desalinización que provee de agua para la operación de la central y para SPCC.

Central Termoeléctrica Ilo21

En el marco del PPA con SPCC, en 1998 ENGIE inició la construcción y posterior puesta en operación de la planta termoeléctrica a doble combustión (carbón/diésel) denominada "Ilo21", ubicada al sur de la ciudad de Ilo con una potencia nominal de 135 MW, convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú.

El complejo cuenta con una cancha de carbón con capacidad de almacenamiento para 200 mil toneladas métricas, un muelle de 1,250 metros de largo diseñado para buques de 70,000 toneladas, oficinas administrativas, un sistema de desalinización, así como otros equipos y sistemas auxiliares necesarios para la operación de la unidad de generación. La construcción de la nueva planta de energía, incluyendo las instalaciones marítimas respectivas, estuvo a cargo, bajo la modalidad de contrato llave en mano, de la empresa japonesa Hitachi Ltd. La construcción de Ilo21 se inició en julio de 1998 e ingresó en operación comercial en octubre de 2000.

Asimismo, ENGIE llevó a cabo un plan de expansión de las instalaciones de transmisión que ha permitido reforzar la red de transmisión de electricidad de la zona. Para ello, ENGIE ha construido: (i) la Línea de Transmisión C.T. Ilo2 – S.E. Moquegua en 220 KV doble terna de 400 MVA cada terna; (ii) las líneas denominadas L.T. S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca en 138 KV y la L.T. S.E. Moquegua – S.E. Toquepala en 138 KV, de 196 y 100 MVA, respectivamente; y (iii) dos autotransformadores de 300 MVA cada uno en la S.E. Moquegua. La construcción de las Líneas de Transmisión y de las instalaciones en la Subestación estuvo a cargo del consorcio conformado por Alstom Energy Technique GMBH (Alemania) e ICE Ingenieros Consultores y Ejecutores S.A. (Perú).



Las instalaciones que conforman Ilo21 y la S.E. Moquegua fueron afectadas por el sismo ocurrido en el sur del Perú el 23 de junio de 2001. La reconstrucción fue efectuada exitosamente bajo la dirección de ENGIE con la asesoría de Tractebel Engineering, tal como fue constatado por la firma Lahmeyer International para los bancos que concedieron a ENGIE un financiamiento en el año 2002, el cual fue íntegramente prepagado en el año 2004.

Contrato de Usufructo de la Central Yuncán

La Central Hidroeléctrica de Yuncán, de 134.2 MW de potencia nominal, se localiza en las cuencas de los ríos Paucartambo y Huachón, en el departamento y provincia de Pasco, a 340 Km al noreste de Lima (la "Central Yuncán").

La Central Yuncán consta de tres (3) turbinas de 44.7 MW de potencia nominal cada una, que le permiten producir anualmente, en función de los recursos hídricos disponibles, un promedio esperado de 840 GWh de energía. En la captación del río Paucartambo se ha construido una presa para conformar el reservorio de control diario de Huallamayo con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 miles de m³. El caudal captado, mediante un sistema de túneles que tiene una longitud total de 21 Km, llega al conducto forzado y luego a la casa de máquinas en caverna donde, después de ser aprovechadas para generar energía, las aguas son entregadas al desarenador de la Central Hidroeléctrica de Yaupi de Stratkraft del Perú S.A. (antes SN Power), que opera "en cascada" con la Central Yuncán. Asimismo, la Central Yuncán comprende una Línea de Transmisión de 220 KV, de 50 Km de longitud y una terna de 260 MVA, la misma que conecta la central (S.E. Santa Isabel) con la S.E. Carhuamayo Nueva.

En el contexto del proceso de promoción de la inversión privada que llevó a cabo el Estado Peruano a través de ProInversión, se convocó el Concurso Público Internacional PRI-71-01 para la adjudicación del derecho real de usufructo sobre la Central Yuncán que Activos Mineros S.A.C. (antes Egecen S.A.) ("Activos Mineros") venía ejecutando desde hace algún tiempo. Dicha participación se estructuró a través del Contrato de Usufructo por un plazo de treinta (30) años. Dicho contrato fue suscrito por ENGIE con fecha 16 de febrero de 2004, en su condición de ganador del concurso público convocado por ProInversión.

El Contrato de Usufructo otorga a ENGIE, por el plazo de su vigencia, el derecho real de usar y disfrutar de la Central Yuncán. Al someterse el Contrato de Usufructo al derecho privado, sus términos y condiciones no pueden ser modificados unilateralmente por el Estado Peruano. El contrato de usufructo entre ENGIE y Activos Mineros establece el derecho preferente de ENGIE de sustituir al mejor postor en caso Activos Mineros decida constituir un nuevo usufructo u otro derecho sobre la Central, ya sea al término del usufructo o en caso de transferencia de propiedad de la Central. Se mantiene la obligación de Activos Mineros de no afectar el derecho de ENGIE de usar y disfrutar la Central.

La Central Yuncán comprende todas las concesiones, permisos, servidumbres, licencias y terrenos necesarios para su uso y disfrute por ENGIE; la central está construida sobre terrenos de propiedad de Activos Mineros, así como de propiedad de comunidades campesinas; existiendo sobre estos últimos un derecho de servidumbre a favor de Activos Mineros.

Los pagos que ENGIE debe efectuar bajo el Contrato de Usufructo se encuentran estipulados en un cronograma que forma parte integrante del mismo y, por lo tanto, no pueden ser modificados unilateralmente por cualquiera de las partes de dicho contrato. En 2005 (inicio de la operación por parte de ENGIE) se pagaron US\$ 48.4 millones por derecho de contrato, US\$ 5.9 millones como aporte social, así como se entregó una garantía a favor de Activos Mineros por la suma de US\$ 10 millones para cubrir los pagos por Derecho de Usufructo y Aporte Social y una garantía de US\$ 2 millones para asegurar el fiel cumplimiento del Contrato de Usufructo. Adicionalmente, ENGIE está obligado a pagar (i) US\$ 105.5 millones por Derecho de Usufructo, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a marzo de 2016 se encuentran pagados US\$ 72.5 millones; y (ii) US\$ 12.9 millones de Aporte Social, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a marzo de 2016 se encuentran pagados US\$ 8.9 millones.

Activos Mineros asume el riesgo de caso fortuito o fuerza mayor relativo a la operación de la Central Yuncán, por lo que, de producirse alguno de dichos supuestos, ENGIE puede suspender el plazo del contrato así como el cumplimiento de las obligaciones asociadas al mismo hasta por doce (12) meses continuos en tanto alguno de tales eventos le impidan operar dicha Central.

ENGIE puede renunciar al derecho de usufructo, en cualquier momento, para lo cual deberá cursar un preaviso de noventa (90) días y pagar una indemnización igual a las siguientes dos (2) cuotas semestrales, en cuyo caso no tendrá derecho a reembolso de suma alguna.

Central Termoeléctrica ChilcaUno

La Central Termoeléctrica ChilcaUno, se encuentra ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete, departamento de Lima, a 63.5 Km al sur de la capital. Fue la primera central construida desde la llegada del gas natural de Camisea, combustible que utiliza para la generación de energía eléctrica. Posee tres (3) turbinas a gas, dos (2) de 180 MW de potencia nominal, y una tercera de 199.8 MW de potencia nominal, las cuales pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado. Cuenta con tres calderos de recuperación de calor, instalados en la salida de gases de cada turbina a gas, que generan vapor para una cuarta turbina a vapor de 292 MW de potencia nominal. Con la instalación de esta última turbina a fines del 2012 se cerró el ciclo y se convirtió la central en una de ciclo combinado con una potencia nominal total de 852 MW.



La central se empezó a construir en setiembre de 2005, con un proyecto de su primera unidad de generación (180 MW de potencia nominal). Para ello, ENGIE suscribió un contrato de construcción llave en mano denominado “*Engineering Procurement and Construction*” (“EPC”) con Siemens Westinghouse Power Corporation (“SWPC”) para la compra e instalación de turbinas y construcción de dicha planta. Posteriormente, se suscribieron contratos con otros proveedores para el suministro de diversos equipos y la construcción de la Subestación Eléctrica. En el 2006 la primera unidad ingresó en operación comercial.

En junio de 2006, se inicia la construcción de la segunda unidad de generación eléctrica con una potencia instalada de 180 MW, duplicando la capacidad de generación de la referida Central y teniendo un costo de inversión aproximado de US\$ 40 millones, principalmente de un EPC con SWPC. El financiamiento se obtuvo mediante contratos de arrendamiento financiero hasta por el monto mencionado (Véase la Sección “Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera” del Prospecto Marco). La segunda unidad de la C.T. ChilcaUno fue declarada en operación comercial en julio de 2007.

En setiembre de 2007, ENGIE y Siemens Energy Inc. (anteriormente Siemens Power Generation, Incorporated) firmaron un Contrato (*Turnkey Construction Contract*) para la ingeniería, diseño, fabricación, suministros, transporte, instalación, construcción y prueba de una nueva unidad de generación (turbina modelo S01 FD) que se encuentra ubicada junto a las otras dos unidades de generación de la C.T. ChilcaUno. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 90 millones. Esta tercera unidad fue financiada mediante contratos de arrendamiento financiero. La tercera unidad fue declarada en operación comercial en agosto de 2009 con una potencia nominal de 199.8 MW.

Con el fin de convertir a ciclo combinado la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se firmó un contrato de construcción EPC con la empresa POSCO, que entró en vigencia en junio de 2010. En setiembre del mismo año se firmaron los contratos para el *Owner's Engineer* con Tractebel Engineering y para el suministro y la instalación de la conexión a la S.E. Chilca y la reubicación de las líneas de 220 KV con Siemens S.A.C. ENGIE instaló tres (3) calderos de recuperación de calor, una (1) turbina a vapor de 292 MW de potencia, un (1) aerocondensador de 40 celdas y un (1) sistema de tratamiento de agua que comprende una planta desalinizadora, una planta desmineralizadora y una planta de tratamiento de aguas industriales; además de líneas de captación de agua de mar, descarga de salmuera y tubería de conducción de agua desalinizada de 4.5 Km de longitud. Como parte de este proyecto también se reubicaron las L.T. de 220 KV a una nueva subestación. El valor total de la inversión ascendió aproximadamente a US\$ 320 millones y fue financiada principalmente mediante un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú. En noviembre de 2012, entró en operación comercial la turbina a vapor, cerrando el ciclo y convirtiendo la central en una de ciclo combinado, con una potencia nominal total de 852 MW.

Para el abastecimiento de gas para la Central ChilcaUno, a la fecha de elaboración de la presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco, el Emisor cuenta con los siguientes contratos:

- (i) Contrato de suministro de molécula de gas natural con el consorcio de productores del gas de Camisea, operado por Pluspetrol. Este contrato obliga a ENGIE a adquirir gas del Consorcio en forma exclusiva hasta la cantidad diaria máxima establecida en 3,950 mil m³/día. El precio está fijado en US\$ por MMBTU (dólares por millón de BTU) y determinado sobre un precio base multiplicado por ciertos factores, y reajustado de acuerdo a los precios internacionales. La vigencia de este contrato es de quince (15) años hasta el 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales.
- (ii) Contrato de servicio de transporte de gas natural con Transportadora de Gas del Perú S.A., concesionaria encargada del transporte del gas de Camisea. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN. El contrato permite a ENGIE contar con 3'942,315 m³std/día de Capacidad Reservada Diaria. La vigencia de este contrato es hasta abril de 2033.
- (iii) Contrato de distribución de gas natural con la empresa Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda), concesionaria encargada de la distribución en Lima del gas de Camisea. En el 2006, se autorizó a ENGIE la instalación y operación de un ducto de uso propio, el cual fue posteriormente, en julio de 2010, transferido a Cálidda, con la que se suscribió un contrato de distribución de gas natural. La contraprestación de este servicio se basa en tarifas reguladas por OSINERGMIN, aplicadas sobre los volúmenes de gas transportados de acuerdo a la modalidad del servicio. Se cuenta con Capacidad Reservada Diaria en modalidad firme de hasta 3'942,315 m³std/día y una capacidad reservada en modalidad interrumpible de 163,627 m³std/día hasta diciembre de 2033.

En este sentido, mediante sus contratos de suministro de molécula de gas, transporte y distribución, el Emisor ha cubierto el 100% de los requerimientos de la C.T. ChilcaUno, incluyendo lo necesario para la C.T. ChilcaDos (en ciclo abierto y cuando se culmine el ciclo combinado).

La central cuenta con una estación de filtración, regulación de presión y medición de flujo, que acondiciona y prepara el gas natural según los requerimientos de combustión de las turbinas. Además, para conectarse al SEIN y entregar la energía generada, la central dispone de una Subestación Eléctrica de doble barra en 220 KV y de torres de transmisión, donde se conectan las líneas provenientes de la Subestación de Chilca (S.E. Chilca) operada por la empresa Red de Energía del Perú (REP).



Finalmente, la central cuenta con una sala que centraliza el monitoreo y el control de las tres unidades de generación, así como de la estación de regulación y medición de gas natural y la Subestación Eléctrica.

Central Termoeléctrica ChilcaDos (antes Ampliación de la C.T. ChilcaUno)

La Central Termoeléctrica ChilcaDos comprende dos unidades de generación, una ya en operación (turbina de gas) y la otra en construcción (turbina a vapor, ciclo combinado). La planta en conjunto tendrá una potencia instalada de 112.8 MW.

Actualmente la Central tiene capacidad para operar en ciclo simple (75.5 MW) y en el futuro podrá operar en ciclo combinado (112.8 MW). La central cuenta con una Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la Central ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se ha implementando un sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la Central ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

La primera etapa de la central (ciclo abierto) entró en operación comercial el 6 de mayo de 2016 con una potencia efectiva de 75.5 MW. Se estima que la segunda etapa, el ciclo combinado, entrará en operación comercial en el segundo semestre de 2016.

El 9 de junio de 2016 se publicó la Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM, que aprueba la modificación de la autorización de la C.T. ChilcaUno, mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes (esto es, la autorización para la Central ChilcaUno y ChilcaDos).

La inversión aproximada para las dos etapas de esta central es de US\$ 130 millones.

Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (Ilo31)

En noviembre de 2010, ProInversión adjudicó la concesión del Proyecto “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a ENGIE. La Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación, también denominada “Ilo31”, inició su implementación en mayo de 2011, ingresando en operación comercial el 21 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión de US\$ 220 millones. Para su construcción ENGIE firmó un contrato para la ejecución del proyecto en modalidad EPC con las empresas General Electric y Santos CMI.

La Central Ilo31 está compuesta por tres (3) turbinas duales Modelo GE 7FA.03 las cuales operan en ciclo abierto con una capacidad nominal de generación de hasta 564 MW (3 de 188 MW) operando con diésel 2 B5 y con gas natural pueden generar hasta 528 MW (3 de 176 MW). Estas turbinas están equipadas con un sistema de combustible dual, es decir, quemadores de gas natural y quemadores de diésel.

Las turbinas de la central funcionan actualmente sólo con combustible diésel como unidades de generación de reserva que despacharán cuando sean requeridas por el COES. Con el avance del proyecto Gasoducto del Sur, las turbinas podrían funcionar con el gas natural que sería suministrado a través de este gasoducto. La energía se transmite a través de la L.T. 220 KV C.T. Ilo2 – S.E. Moquegua (L-2027 / L-2028) y la interconexión al SEIN se realiza por la S.E. Moquegua. La instalación cuenta con una capacidad de almacenamiento de hasta 215 mil barriles, que aseguran una operación de diez (10) días a máxima carga para el suministro de 460 MW exigidos en el Contrato de Concesión. El abastecimiento de combustible se realiza a partir de buques tanque que amarran utilizando las actuales instalaciones del muelle y amarradero de boyas de la C.T. Ilo21.

Actualmente, la Central Ilo31 opera en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano, el cual establece un suministro de 460 MW. Sumado a ello, Ilo31 provee de 40 MW de potencia adicional al SEIN, con lo que el total de capacidad remunerada de la central es de 500 MW.

Central Hidroeléctrica Quitaracsa

En el cuarto trimestre del 2015 ENGIE culminó la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa de 114 MW de potencia nominal (117.8 MW de potencia efectiva). La central se encuentra ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y está compuesta de dos turbinas Pelton, un reservorio de 270 mil m³ en el río Quitaracsa, con un túnel de conducción de aproximadamente 6 Km y una caída bruta de 874 m, interconectándose al SEIN en la subestación Kiman Ayllu mediante una Línea de Transmisión de 220 Km y 220 KV.

La central ingresó en operación comercial con el Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 59.0 MW a partir del 9 de octubre de 2015 y con el grupo N° 02 con 58.8 MW completó la operación comercial el 29 de octubre de 2015. La inversión total de este proyecto fue de US\$ 538.9 millones.

Subestación Moquegua

La Subestación Moquegua, se encuentra ubicada en la provincia Mariscal Nieto, 6 Km al sur de la ciudad de Moquegua. Cuenta con una sala de control, dos autotransformadores de 300 MVA 138/220 KV y una doble barra en 220 y 138 KV. En la barra de 220 KV se conectan las líneas Socabaya – Moquegua, Ilo2 – Moquegua, Moquegua – Puno, Moquegua – Tacna y Montalvo – Moquegua. En la barra de 138



KV se conectan las líneas Ilo1 – Moquegua, Moquegua – Botiflaca, Moquegua – Toquepala, Moquegua – Toquepala (REP) y el suministro de la ciudad de Moquegua, vía celda de transformación 138/10 KV. La Subestación es un importante centro de recepción, transformación, transmisión y distribución de electricidad en el sur del país, sirviendo de punto de conexión de las centrales Ilo1, Ilo21 e Ilo31 al SEIN.

Líneas de Transmisión

ENGIE, a pesar de ser una empresa cuyas actividades se enfocan en la generación eléctrica, opera distintas Líneas de Transmisión que conectan sus centrales a los sistemas primarios y secundarios de transmisión que operan en el SEIN.

ENGIE cuenta con un total de 279.63 Km de Líneas de Transmisión en 138 y 220 KV, repartidos según se indica a continuación:

- i) Línea Ilo2 – Moquegua (doble terna) con una longitud de 72 Km y una capacidad de 400 MVA por cada terna, en 220 KV.
- ii) Línea Moquegua – Botiflaca1 con una longitud de 31 Km y una capacidad de 196 MVA en 138 KV.
- iii) Línea Moquegua – Mill Site con una longitud de 39 Km y una capacidad de 100 MVA en 138 KV.
- iv) Línea Ilo1 – Moquegua con una longitud de 2.27 Km y una capacidad de 130 MVA en 138 KV.
- v) Línea Moquegua – Botiflaca2 con una longitud de 5.99 Km y una capacidad de 160 MVA en 138 KV.
- vi) Línea Santa Isabel – Carhuamayo Nueva (L-226) con una terna simple con una longitud de 50 Km y una capacidad de 260 MVA en 220 KV.
- vii) Línea Chilca – REP (doble terna) con una longitud de 0.75 Km y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 KV.
- viii) Línea Quitaraca I – Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.35 Km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.

Los principales activos de generación de ENGIE se describen en el cuadro siguiente:

Unidad	Potencia Nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo1		
TV3	66.00	Vapor / R500
TV4	66.00	Vapor / R500
TG1	39.29	Diésel 2
TG2	42.20	Diésel 2
Catkató	3.30	Diésel 2
C.T. Ilo21		
TV21	135.00	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31		
TG1, TG2, TG3	500.00	Diésel 2
C.H. Yuncán		
G1, G2, G3	134.16	N.A.
C.T. ChilcaUno		
TG11	180.00	Gas Natural
TG12	180.00	Gas Natural
TG21	199.80	Gas Natural
TV	292.00	Vapor
C.T. ChilcaDos		
TG 41	75.49	Gas Natural
C.H. Quitaraca		
G1.G2	114.0	N.A.
Total	2,027.24	

Fuente: ENGIE

8.5. Principales Proyectos en Construcción de ENGIE

Proyecto Nudo Energético N° 2 Región Moquegua (Planta Ilo)

El proyecto consiste en la instalación de una nueva Central Termoeléctrica en un terreno adyacente de la C.T. Ilo21, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto, cada una de las cuales tendrá una potencia nominal de 200 MW con combustible diésel B5 y 235 MW cada una como potencia nominal referencial para su futura operación con gas natural. Las turbinas operarán inicialmente con diésel. Cuando el gas natural llegue a Ilo a través del Gasoducto del Sur, serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

El proyecto incluye la construcción de una nueva Línea de Transmisión en 500 KV, en simple terna y con capacidad de transportar hasta 1,400 MVA con una longitud de 75 Km, que conectará la nueva central con la Subestación Montalvo, operada por la empresa ABY Transmisión Sur S.A (antes Abengoa Transmisión Sur).

En febrero de 2014, se firmó el contrato EPC con Abengoa Perú para la construcción de la Línea de Transmisión, en tanto que en julio de 2014 se firmaron los contratos con el consorcio conformado por las empresas Técnicas Reunidas de España y JJC de Perú para la construcción de la Central Termoeléctrica y las instalaciones auxiliares. En ambos casos se dio la orden de proceder en noviembre de 2014, luego de la aprobación del EIA del proyecto. En julio de ese mismo año, se firmó el contrato de *leasing* para el financiamiento del



proyecto por un monto total de US\$ 290 millones, dividido en partes iguales entre el Banco de Crédito del Perú y el BBVA Continental. En diciembre de 2014 se suscribió un contrato con Tractebel Engineering, empresa del grupo ENGIE, para los servicios de revisión de diseño, inspecciones a fábrica y supervisión mecánica en sitio.

El estado de las autorizaciones, licencias y permisos de este proyecto se describe en la sección 8.7 siguiente.

Se estima que el proyecto ingrese en operación comercial en el primer trimestre del 2017. La inversión aproximada de este proyecto es de US\$ 400 millones.

Proyecto Ciclo Combinado C.T. ChilcaDos

La Central Termoeléctrica ChilcaDos comprende dos unidades de generación, una ya en operación (turbina de gas) y la otra en construcción (turbina a vapor, ciclo combinado). La planta en conjunto tendrá una potencia instalada de 112.8 MW.

Actualmente la Central tiene capacidad para operar en ciclo simple (75.5 MW) y en el futuro podrá operar en ciclo combinado (112.8 MW). La central cuenta con una Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la Central ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se ha implementando un sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la Central ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

La primera etapa de la central (ciclo abierto) entró en operación comercial el 6 de mayo de 2016 con una potencia efectiva de 75.5 MW. Se estima que la segunda etapa, el ciclo combinado, entrará en operación comercial en el segundo semestre de 2016.

El 9 de junio de 2016 se publicó la Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM, que aprueba la modificación de la autorización de la C.T ChilcaUno, mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes (esto es, la autorización para la Central ChilcaUno y ChilcaDos).

La inversión aproximada para las dos etapas de esta central es de US\$ 130 millones.

Proyecto Solar Fotovoltaico "Intipampa"

En el marco de la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) convocada por OSINERGMIN ("Cuarta Subasta"), con fecha 16 de febrero de 2016, ENGIE se adjudicó 108.4 GWh/año para el Proyecto Solar Fotovoltaico "Intipampa" (Proyecto Intipampa), el cual consiste, en la construcción y operación de una central solar fotovoltaica en el distrito de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto, Departamento de Moquegua, Perú, con una capacidad aproximada de 40 MW.

Con fecha 17 de mayo de 2016, ENGIE (en calidad de Concesionario) suscribió con el Estado Peruano (en calidad de Concedente), representado por el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, por el cual ENGIE suministrará la energía adjudicada al SEIN desde la Fecha Real de Puesta en Operación Comercial del Proyecto Intipampa (que deberá ser a más tardar el 31 de diciembre de 2018) hasta el 31 de diciembre de 2038.

La inversión total estimada para la implementación del Proyecto Intipampa ascendería aproximadamente a US\$ 55 millones.

8.6. Ventas de Energía y Potencia

A continuación, se muestra el detalle de ventas de energía y potencia:

Ventas de energía y potencia por Tipo de Cliente (Millones US\$)	2014	2015	Ene-Mar 2015	Ene-Mar 2016
Cientes Libres	231.7	280.9	67.0	76.87
Cientes Regulados	260.1	290.7	72.5	66.59
COES	13.2	1.0	0.0	0.0
Total	505.0	571.6	139.5	143.5

Fuente: ENGIE

8.7. Relación entre ENGIE y el Estado Peruano

Obligaciones en el marco de la normativa del sector eléctrico

Como empresa del sector eléctrico, ENGIE se encuentra en el marco de las actividades reguladas, entre otras entidades, por el MEM como ente rector de la política energética y bajo la supervisión del OSINERGMIN.

En este sentido, OSINERGMIN tiene a su cargo sancionar y resolver en última instancia administrativa los temas relacionados con el incumplimiento de las disposiciones legales en materia energética. A ese organismo se suman la Autoridad Nacional del Agua (ANA),



entidad estatal dedicada al aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos; y el OEFA, institución encargada de evaluar, supervisar, fiscalizar y controlar el cumplimiento de la legislación ambiental.

ENGIE está obligada a contribuir con el sostenimiento de las entidades del sector, mediante un aporte que –conforme con las Leyes Aplicables– no podrá exceder el 1% de sus ventas anuales. De igual forma, ENGIE proporciona periódicamente al MEM (Dirección General de Electricidad) y a OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

Por otro lado, desde el punto de vista tributario mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363, del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a ENGIE a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio de 1998.

Finalmente, mediante Resolución de Superintendencia N° 374-2013/SUNAT, se reguló la incorporación obligatoria de emisores electrónicos en los sistemas creados por la Resolución de Superintendencia N° 182-2008/SUNAT y N° 097-2012/SUNAT y se designó al primer grupo de dichos emisores electrónicos. En cumplimiento con las resoluciones previamente citadas, mediante la Resolución de Intendencia N° 018005001160, la SUNAT autorizó a ENGIE a ser emisor electrónico, y desde octubre de 2014 ha cumplido con emitir comprobantes de pagos electrónicos.

Autorizaciones, concesiones, permisos y licencias

Para el desarrollo de sus actividades económicas ENGIE cuenta, con diversos permisos, autorizaciones, concesiones y licencias. Las principales autorizaciones, concesiones, permisos y licencias de las que es titular ENGIE son las siguientes:

Autorización/Concesión de Generación	Fecha de Publicación	Unidad de Generación
Resolución Ministerial 115-97-EM/DGE, esta resolución ha sido modificada por: Resolución Ministerial 394-97-EM/VE Resolución Ministerial 538-97-EM/VME Resolución Ministerial 571-2012-MEN/DM ⁽¹⁾ Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM ⁽²⁾	04/04/1997 04/10/1997 19/12/1997 18/01/2013 21/05/2015	C.T. Ilo1
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por: Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME	10/06/1998 17/10/2000	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por: Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM Resolución Ministerial 427-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM Resolución Ministerial 219-2009-MEM/DM Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM Resolución Ministerial N° 011-2015-MEM/DM (Quinta y Sexta Unidad) Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM ⁽³⁾	10/06/1998 17/10/2000 30/07/2001 02/09/2005 16/09/2006 07/01/2007 25/01/2008 13/05/2009 29/04/2010 24/01/2015	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera, Cuarta, Quinta y Sexta Unidad)
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽⁴⁾	12/10/2005	Proyecto de C.T. ChilcaDos (antes Ampliación de la C.T. ChilcaUno)
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽⁵⁾ , esta resolución ha sido modificada por: Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁶⁾ Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁷⁾ Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁸⁾ Resolución Suprema N° 039-2015-EM ⁽⁹⁾	13/06/2002 15/03/2004 03/02/2010 26/01/2014 31/07/2015	C.H. Yuncán
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	C.H. Quitarasca
Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	Reserva Fria de Generación Ilo31 C.T. Nodo Energético Planta N° 2 Región Moquegua

Fuente: ENGIE

- (1) Mediante Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. Ilo, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260,89 MW a 238,89 MW.
- (2) Mediante Resolución Ministerial 235-2015-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. Ilo, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 238,89 MW a 216,89 MW.
- (3) Mediante esta Resolución Ministerial de fecha 9 de junio de 2016, se aprobó la modificación de la autorización de la C.T. ChilcaUno, mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes, estando la C.T. ChilcaUno compuesta por cuatro (04) unidades de generación con una potencia instalada de 847,05 MW y la nueva C.T. ChilcaDos compuesta por dos (02) unidades de generación con una potencia instalada de 112,8 MW.
- (4) Con fecha 9 de agosto de 2005, la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro ("Egocen") y ENGIE suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, por el cual Egocen cede a favor de ENGIE su posición contractual en el Contrato de Concesión 131-98. Esta cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante la Resolución Suprema 059-2005-EM, del 7 de octubre de 2005.
- (5) Se aprueba la Concesión definitiva para desarrollar la actividad de Generación de Energía Eléctrica en la C.H. Quitarasca a favor de S&Z Consultores Asociados S.A.
- (6) Mediante esta resolución de fecha el 12 de marzo de 2004, se aprobó la cesión de posición contractual suscrita entre S&Z Consultores Asociados S.A. y Empresa de Generación Eléctrica Quitarasca S.A., por la cual la primera de las empresas cedió a favor de la segunda, su posición en el Contrato de Concesión para el desarrollo de actividades de generación eléctrica con la C.H. Quitarasca.



- (7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero de 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaraca S.A. y ENGIE Energía Perú S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual la primera empresa cede a favor de la segunda empresa, su posición en el contrato de concesión referido en la Resolución Suprema anterior.
- (8) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 25 de enero de 2014, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.
- (9) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 31 de julio de 2015, se aprobó la modificación del Contrato de Concesión en el extremo de modificar el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras.

i) **Concesiones / Autorizaciones de generación de electricidad y servidumbres.**

a) **Central Termoeléctrica Ilo1**

Por Resolución Ministerial N° 115-97-EM/DGE se aprobó la transferencia de la autorización de generación de esta Central, de SPCC a favor de ENGIE. Asimismo, por Resolución Ministerial N° 394-97-EM/VME y Resolución Ministerial N° 538-97 se otorgó autorización para la ampliación de 38.4 MW y 40.0 MW en la capacidad instalada de la C.T. Ilo1, respectivamente.

Mediante Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM se aprobó la modificación de la autorización de generación de la C.T. Ilo1, concerniente a la reducción de la capacidad instalada de 260.9 MW a 238.9 MW. Igualmente, por Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM se volvió a reducir la capacidad instalada de 238.9 MW a 216.9 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 216.8 MW).

b) **Central Termoeléctrica Ilo21**

Mediante Resolución Ministerial N° 395-2000-EM se otorgó autorización de generación para desarrollar actividad de generación en la Central Termoeléctrica Ilo21 a favor de ENGIE, la cual tienen una capacidad instalada de 135.2 MW (la potencia nominal actual de la Central es de 135 MW), convirtiéndose en la única central de generación eléctrica a carbón que existe en el Perú.

c) **Central Hidroeléctrica Yuncán**

Mediante Resolución Suprema N° 094-98-EM del 17 de setiembre de 1998, se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la concesión definitiva para desarrollar las actividades de generación de energía eléctrica en la Central Yuncán, con una capacidad instalada de 130.0 MW (la potencia nominal de la Central es de 134.2 MW). El Contrato de Concesión respectivo (Contrato de Concesión N° 131-98) fue elevado a escritura pública con fecha 16 de noviembre de 1998 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11452729 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima, siendo modificado posteriormente.

Mediante Resolución Suprema N° 028-2002-EM, de fecha 16 de agosto de 2002, Resolución Suprema N° 058-2004-EM de fecha 15 de diciembre de 2004 y Resolución Suprema N° 051-2005-EM de fecha 19 de agosto de 2005, se aprobaron las modificaciones del citado Contrato de Concesión con el fin de extender el plazo para la culminación de la construcción de la Central Yuncán. Dichas modificaciones se encuentran debidamente inscritas en Registros Públicos.

Con fecha 9 de agosto de 2005 Activos Mineros y ENGIE suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Activos Mineros cede a favor de ENGIE, su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 131-98. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano e inscrita en el Registro Público correspondiente.

Asimismo, Activos Mineros cuenta con las servidumbres de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la Central Yuncán otorgadas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de ENGIE.

d) **Reserva Fría de Generación Planta Ilo (Ilo31)**

Con fecha 20 de enero de 2011, ENGIE (Concesionario) y el Estado de la República del Perú, representado por el MEM (Concedente) suscribieron el Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación – Planta Ilo", de conformidad con el cual, ENGIE abastecerá el Servicio Público de Electricidad suministrando, en condición de reserva fría, la Potencia Contratada y la Energía Asociada, durante el plazo de 20 años, contados desde la fecha de puesta en operación comercial de la Central Termoeléctrica dual en Ilo, cuya potencia efectiva dual estará en el rango de 400 MW +/- 15%. Posteriormente, el 12 de abril de 2012 se suscribió la modificación al Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación – Planta Ilo", a fin de sustituir la obligación de presentar el EIA prevista en el Numeral 1 del Anexo 3 de referido Contrato de Concesión, por la obligación de presentar un Plan de Manejo Ambiental (PMA). La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011.



Mediante Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM del 28 de diciembre de 2011 se otorgó autorización a favor de ENGIE para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en las instalaciones de la Central Termoeléctrica Reserva Fría de Generación – Ilo31, con una potencia instalada de 568.7 MW.

La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 178-2011-MEM/DM del 5 de mayo de 2011. Con fecha 2 de abril de 2013, fue suscrita la Segunda Modificación del Contrato de Concesión “Reserva Fría de Generación – Planta Ilo” a efectos de precisar que el desabastecimiento de combustible que ocurra una vez vencido el periodo de operación continua (10 días) constituye una situación de fuerza mayor. La suscripción de esta modificación fue aprobada mediante Resolución Ministerial N° 119-2013-MEM/DM.

e) Central Hidroeléctrica Quitaracsa

Mediante Resolución Suprema N° 023-2002-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 13 de junio de 2002, se otorgó la Concesión Definitiva para el desarrollo de actividades de generación de electricidad en la Central Hidroeléctrica Quitaracsa teniendo en ese momento como titular a S&Z Consultores Asociados S.A. Asimismo, la referida concesión dio lugar a la suscripción del Contrato de Concesión N° 198-2002, el cual fue elevado a escritura pública con fecha 13 de noviembre de 2002 y se encuentra inscrito en la Partida N° 11630205 del Registro de la Propiedad Inmueble de Lima. La Central Hidroeléctrica Quitaracsa se encuentra ubicada en la provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y cuenta con una potencia nominal de 112 MW. El diseño de dicha central consta de dos turbinas Pelton, una presa y un túnel de conducción.

Posteriormente, S&Z Consultores Asociados S.A. y la Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa S.A. suscribieron un contrato de cesión de posición contractual, por el cual se cede a favor de esta última la posición en el Contrato de Concesión, dicha transferencia fue aprobada mediante la Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004.

Asimismo, posteriormente y mediante (i) Resolución Suprema N° 017-2004-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 15 de marzo de 2004; (ii) Resolución Suprema N° 002-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 9 de enero de 2005; (iii) Resolución Suprema N° 075-2005-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de diciembre de 2005; (iv) Resolución Suprema N° 042-2007-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 24 de octubre de 2007, y; (v) Resolución Suprema N° 029-2009-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 22 de mayo de 2009; se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 conforme a lo señalado en tales Resoluciones Supremas.

Mediante la Resolución Suprema N° 029-2009-EM antes referida, se aprobó la modificación del Cronograma de Obras de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, de acuerdo con el nuevo Calendario Garantizado de Ejecución de Obras (en adelante, el “Calendario de Ejecución de Obras”), siendo la fecha de inicio de obras de dicha central febrero de 2011 y la puesta en servicio de la misma octubre de 2014.

Posteriormente, se transfirió la Concesión Definitiva de Quitaracsa S.A Empresa de Generación Eléctrica a favor de ENGIE, ello como consecuencia de la fusión entre ambas empresas mediante la cual ENGIE absorbió a Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica, y del convenio de cesión de posición contractual respectivo, dicha transferencia fue aprobada por el MEM, por medio de la Resolución Suprema N° 005-2010-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 3 de febrero de 2010.

Por otra parte, mediante Resolución Suprema N° 088-2011-EM, publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 6 de noviembre de 2011, se modificó el Contrato de Concesión N° 198-2002 a efectos de ampliar el área de concesión, incluir planos adicionales y variar el presupuesto de obras.

Mediante Resolución Suprema N° 006-2014-EM, publicada el 26 de enero de 2014, el MEM aprobó la sexta modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, que extendió el plazo de ejecución de obras hasta abril de 2015, fecha en la cual el Proyecto debía dar inicio a su operación comercial. Luego de ello, mediante Resolución Suprema N° 039-2015-EM, publicada el 31 de julio de 2015, el MEM aprobó la séptima modificación al Contrato de Concesión N° 198-2002 correspondiente al Proyecto, con la finalidad de ampliar el área de concesión para la instalación del campamento, modificar algunos componentes de la Central y postergar la fecha de puesta en operación comercial de abril a agosto de 2015.

Mediante Carta COES N° COES/D/DP-1627-2015 del 7 de octubre de 2015, el COES aprobó la entrada en operación comercial de la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa desde las 0.00 horas del 9 de octubre de 2015. Asimismo, mediante Carta COES N° COES/D/DP-1737-2015 del 28 de octubre de 2015, el COES aprobó la entrada en operación comercial de la Unidad 2 de dicha central desde las 0.00 horas del 29 de octubre de 2015. La entrada en operación comercial de la Unidad 2 constituyó el paso final para la puesta en operación de la central.

f) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo



El 29 de noviembre de 2013, ENGIE ganó la licitación de concesión para la construcción y operación de una de las dos Centrales Termoeléctricas del proyecto “Nodo Energético en el Sur del Perú” que tiene como objetivo brindar seguridad energética al sur del país. Dicho proyecto fue declarado de interés nacional mediante Ley N° 29970.

La central se ubicará en la provincia de Ilo (Moquegua) y tendrá una capacidad de 600 MW. Además, está en construcción una Línea de Transmisión en 500 KV de aproximadamente 75 Km, entre la C.T. Ilo21 y la futura Subestación Montalvo. Actualmente, el Proyecto cuenta con autorización de generación aprobada mediante Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM con una potencia instalada de 719.1 MW y con concesión definitiva de transmisión otorgada por Resolución Suprema N° 010-2015-EM para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en la L.T. en 500 KV, desde la S.E. Ilo 4 a la S.E. Montalvo.

La nueva central utilizará la tecnología de ciclo simple, dual (diésel 85 y gas natural) la cual en una primera etapa operará con diésel para luego utilizar gas natural una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país.

g) C.T. ChilcaDos (antes Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno)

La central consiste en , una turbina a gas (ya en operación comercial) y una turbina a vapor (en construcción), que en conjunto formarán una central a ciclo combinado que operará con gas natural y tendrá una potencia instalada de 112.8 MW. En efecto, se tendrá capacidad para operar tanto en ciclo simple (75.5 MW) como en ciclo combinado (112.8 MW).

La central cuenta con una Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en C.T. ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se ha construido un nuevo sistema de tuberías de gas desde la estación de gas existente en la C.T. ChilcaUno. Por su parte, para el suministro de agua se instalará un nuevo sistema de tuberías de agua desalinizada y/o agua desmineralizada desde los tanques de agua ya existentes.

Cabe precisar que por Carta COES N° COES/D/DP-501-2016 del 5 de mayo de 2016, el COES aprobó la entrada en operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto, con una potencia efectiva de 75.5 MW (según lo declarado en la ficha técnica), a partir de las 00:00 horas del día 6 de mayo de 2016.

La entrada en operación comercial de la unidad en ciclo abierto constituye el primer paso del proyecto, cuya potencia total será de aproximadamente 112.8 MW, cuando se haya completado su segunda etapa estimada para el segundo semestre de 2016.

El 9 de junio de 2016 se publicó la Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM, que aprueba la modificación de la autorización de la C.T. ChilcaUno, mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes (esto es la autorización para la Central ChilcaUno y ChilcaDos).

h) Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa”

En el marco de la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) convocada por OSINERGMIN (“Cuarta Subasta”), con fecha 16 de febrero de 2016, ENGIE se adjudicó 108.4 GWh/año para el Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa” (Proyecto Intipampa), el cual consiste, en la construcción y operación de una central solar fotovoltaica con una capacidad aproximada de 40 MW.

En este sentido, con fecha 17 de mayo de 2016, ENGIE (en calidad de Concesionario) suscribió con el Estado Peruano (en calidad de Concedente), representado por el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

ii) Concesiones de transmisión y servidumbre

Concesión de Transmisión	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Suprema N° 132-98-EM	30/12/1998	1) C.T. Ilo21 - S.E. Moquegua (Montalvo) 2) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Botiflaca 3) S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Toquepala
Resolución Suprema N° 019-2003-EM	27/03/2003	C.T. Ilo - S.E. Botiflaca - S.E. Moquegua
Resolución Suprema N° 028-2006-EM ⁽¹⁾	27/05/2006	C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) - S.E. Carhuamayo Nueva
Resolución Suprema N° 068-2006-EM. Esta resolución ha sido modificada por:	12/11/2006	
Resolución Suprema N° 021-2007-EM	26/05/2007	S.E. ChilcaUno - S.E. Chilca 220 KV
Resolución Suprema N° 086-2011-EM	06/11/2011	



Resolución Suprema N° 011-2013-EM. Esta resolución ha sido modificada por	02/03/2013	
Resolución Suprema N° 091-2014-EM	24/12/2014	S.E. Quitaracsá – S.E. Kiman Ayllu
Resolución Suprema N° 047-2015-EM	09/09/2015	
Resolución Suprema 010-2015-EM	16/04/2015	S.E. Ilo4 – S.E. Montalvo

Fuente: ENGIE

(1) Con fecha 27 de marzo de 2006, Egecen y ENGIE suscribieron el convenio de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cede a favor de ENGIE su posición contractual en el Contrato de Concesión 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado peruano mediante Resolución Suprema 0288-2006-EM, del 26 de mayo de 2006.

a) Central Termoeléctrica Ilo21

Mediante Resolución Suprema N° 132-98-EM del 30 de diciembre de 1998 se otorgó a ENGIE la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica sobre las siguientes Líneas de Transmisión: (i) Central Ilo 2 – S.E. Moquegua (Montalvo), (ii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca, y (iii) S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Toquepala. El Contrato de Concesión respectivo fue elevado a escritura pública con fecha 22 de enero de 1999 y la concesión otorgada a ENGIE se encuentra inscrita en la Ficha N° 9666 del Registro de la Propiedad Inmueble de Moquegua.

Asimismo, ENGIE cuenta con las servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por: (i) Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME, correspondiente a las instalaciones de la Subestación de transformación Moquegua; (ii) Resolución Ministerial N° 733-99-EM/VME, correspondiente a sus sistemas de transmisión de electricidad en 220 KV C.T. Ilo2 – S.E. Moquegua (Montalvo) y en 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca; y (iii) la Resolución Ministerial N° 621-2003-MEM/DM para el sistema de transmisión en 138 KV T170 C.T. Ilo1 – S.E. Botiflaca – S.E. Moquegua.

b) Central Hidroeléctrica Yuncán

Mediante Resolución Suprema N° 056-2002-EM de fecha 21 de diciembre de 2002 se otorgó a favor de Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro S.A. (Egecen S.A.) (hoy Activos Mineros), la titularidad de la Concesión Definitiva para desarrollar las actividades de transmisión de energía eléctrica en la Línea de Transmisión en 220 KV C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo, ubicadas en los distritos de Paucartambo y Junín, provincias y departamentos de Pasco y Junín, respectivamente. El contrato de concesión fue elevado a escritura pública con fecha 31 de enero de 2003 y se encuentra inscrita en la Partida N° 11486648 del Registro de Propiedad Inmueble de Lima.

Con fecha 27 de marzo de 2006, Egecen y ENGIE, en el contexto del contrato de usufructo sobre la C.H. Yuncán, suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, en virtud del cual Egecen cedió a favor de ENGIE su posición contractual en el Contrato de Concesión N° 203-2002. Dicha cesión de posición contractual fue aprobada por el Estado Peruano mediante Resolución Suprema N° 028-2006-EM publicada en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 27 de mayo de 2006, la cual se encuentra inscrita en la mencionada partida.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

Mediante Resolución Suprema N° 068-2006-EM de fecha 11 de noviembre de 2006, publicada en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 12 de noviembre de 2006, se otorga a ENGIE la Concesión Definitiva por plazo indefinido para desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica en las Líneas de Transmisión de 220 KV S.E. ChilcaUno a Estructuras T-2, T-3 y T-4. Con fecha 16 de noviembre de 2006, ENGIE suscribió con el Estado Peruano el Contrato de Concesión N° 288-2006. Posteriormente, con fecha 26 de mayo de 2007 se publicó la Resolución Suprema N° 021-2007-EM, mediante la cual se aprobó la modificación del referido contrato a fin de realizar la conexión de la Central Termoeléctrica ChilcaUno a la S.E. Chilca REP mediante una Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L-2102), la misma que entró en operación en junio de 2007 en reemplazo de las líneas mencionadas en la Resolución Suprema N° 068-2006-EM.

Posteriormente, mediante Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM, publicada el 2 de diciembre de 2007, se impuso con carácter permanente a favor de la Concesión Definitiva de Transmisión antes indicada, la servidumbre de electroducto para la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP.

Posteriormente, con fecha 22 de diciembre de 2011 se suscribió la escritura pública de Modificación al Contrato de Concesión de Transmisión de Energía Eléctrica N° 288-2006 relativa a la variación del trazo de ruta de la Línea de Transmisión de 220 KV en doble terna (L-2101 y L-2102) autorizando la desconexión de la S.E. Chilca REP y la conexión a la S.E. Chilca 220 KV (de propiedad del Consorcio Transmantaro S.A.), pasando a denominarse el nuevo recorrido de ésta Línea de Transmisión de 220 KV (L-2101 y L-2102) S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca 220 KV



i) Central Termoeléctrica ChilcaDos (antes Proyecto de Ampliación de la C.T. ChilcaUno)

Para la Línea de Transmisión de la C.T ChilcaDos, se obtuvo la modificación de la concesión definitiva de transmisión de 220 Kv Subestación ChilcaUno a Subestación Chilca 220 Kv - Resolución Ministerial N° 494-2015-MEM/DM del 11 de noviembre de 2015.

d) Central Hidroeléctrica Quitaracsa

En el caso del Proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa, ENGIE solicitó el otorgamiento de la concesión de transmisión de energía eléctrica para la Línea de Transmisión de 220 KV (S.E. Quitaracsa - S.E. Kiman Ayllu). Mediante Resolución Suprema N° 011-2013-EM de fecha 2 de marzo de 2013, modificada por la Resolución Suprema N° 091-2014-EM de fecha 24 de diciembre de 2014 y por la Resolución Suprema N° 047-2015-EM de fecha 9 de setiembre de 2015, se otorgó la concesión de transmisión a ENGIE.

e) Proyecto Nodo Energético Planta Ilo

ENGIE fue declarada adjudicataria del concurso "Nodo Energético en el Sur del Perú Planta N° 2 Región Moquegua" promovido por ProInversión. En el marco de este contrato, suscrito el 20 de enero del 2014, entre ENGIE y el Estado Peruano (representado por el MEM) se señala que el Emisor debe instalar una central de generación de 600 MW e implementar una Línea de Transmisión de 500 KV para la conexión al SEIN. Con fecha 16 de abril de 2015, se otorgó a ENGIE la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de transmisión para la Línea de Transmisión en 500 KV S.E. Ilo4 – S.E. Montalvo, de una terna, con una longitud de 75 Km.

Mediante Carta COES del 18 de mayo de 2016 se aprobó el Estudio de Operatividad del "Proyecto Nodo Energético del Sur Planta Ilo – Etapa I" que corresponde a la conexión de la Línea de 500 KV Montalvo – Ilo 4 y la energización de los transformadores de las unidades de generación de la C.T. NEPI (*Back feed*).

Asimismo, mediante Resolución Ministerial N° 053-2016-MEM/DM del 17 de febrero de 2016, la DGE resolvió imponer con carácter permanente a favor de la servidumbre de electroducto, de paso y de tránsito para la línea de transmisión de 500kv Línea de Transmisión en 500 KV S.E. Ilo4 – S.E. Montalvo.

iii) Licencia de concesión en uso de áreas de mar:

a) Central Termoeléctrica Ilo21

ENGIE cuenta con una licencia de concesión en uso de área de mar que comprende un área de 21,378.25 m². En esta área se ha construido un muelle, el cual comprende: (i) puente, (ii) plataforma, (iii) *dolphin*, y (iv) área ribereña, que es utilizado para la descarga de carbón mineral para la C.T. Ilo21. Esta licencia de concesión fue otorgada mediante Resolución Suprema N° 315-DE-MGP, modificada por Resolución Suprema N° 666-DE-MGP, por un plazo de treinta (30) años renovable contado desde 1999.

En relación con el área acuática entregada en uso y sus operaciones portuarias, ENGIE es titular de los siguientes permisos:

Autorización	Fecha	Concepto
Resolución Directoral N° 476-2000-DCG	19/10/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de tetrápodos dispuestos como protección de costa en Playa Pampa de Palo.
Resolución Ministerial N° 294-2000-DCG	10/07/2000	Concesión de uso de área acuática para instalación de boyas de amarre de primera clase en Playa Pampa de Palo.

Fuente: ENGIE

Asimismo, mediante Oficio N° 095-2006/APN/PD/UPS de fecha 11 de setiembre de 2006, la Autoridad Portuaria Nacional (APN), en respuesta a la consulta de ENGIE, informa que la Instalación Portuaria de ENGIE no califica como Instalación Portuaria Especial, toda vez que en la lista de mercancías peligrosas en el capítulo 3.2 del Código Marítimo Internacional de Mercancías Peligrosas no se encuentra el carbón mineral bituminoso y sub bituminoso.

Asimismo, a la fecha, se cuenta con el Certificado de Seguridad de la Instalación Portuaria emitido por la APN, que acredita que la instalación portuaria de ENGIE cumple con las condiciones de seguridad de acuerdo a las normas establecidas para su correcta operación.

Por otro lado, en virtud de la Resolución de Gerencia General N° 329-2009-AP/GG se aprobó la Evaluación de Protección de la Instalación Portuaria y por Resolución de Gerencia General N° 334-2009-AP/GG se otorgó a favor de ENGIE la



Declaración N° 023-2009-DIP-APN/GG, correspondiente a la Declaración de Cumplimiento de la Instalación Portuaria. Posteriormente, la Resolución de Gerencia General N° 330-2009-AP/GG aprobó el Plan de Protección de la Instalación Portuaria de ENGIE.

Mediante Resolución de Acuerdo de Directorio N° 018-2012-APN/DIR publicada el 5 de mayo de 2012 se otorgó la habilitación portuaria para iniciar las obras de modificación de infraestructura portuaria referidas a la implementación de una nueva infraestructura portuaria, destinada a la instalación de un sistema de descarga de combustible (diésel 2 B5) en el marco del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (Ilo31), que incluye tubería de combustible, mangas y otras instalaciones, las cuales han sido implementadas dentro de la instalación portuaria que cuenta con las autorizaciones otorgadas a través de la referida Resolución Suprema N° 315-DE/MGP (modificada por Resolución Suprema N° 666-DE/MGP). Asimismo, por Resolución de Gerencia General N° 204-2013-APN/GG de fecha 10 de mayo de 2013, se dio conformidad a las obras de implementación del sistema de descarga de combustible y se autorizó a ENGIE a realizar operaciones con dicha infraestructura.

b) Central Termoeléctrica Ilo1

Mediante Resolución Directoral N° 0554-2015-MGP/DGCG, se otorgó a ENGIE el derecho de uso de área acuática por un área total de 412,593 m² para la captación de agua de mar para la Central Termoeléctrica Ilo1, la cual se encuentra ubicada en Punta Tablones, distrito de Pacocha, provincia de Ilo, departamento de Moquegua. Dicha resolución se encuentra vigente hasta el 31 de diciembre de 2017.

c) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del proyecto de conversión a Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno (Proyecto Ciclo Combinado), mediante Resolución Directoral N° 195-2011/DCG de fecha 16 de marzo de 2011, se otorgó a ENGIE el derecho de uso de área acuática de 491,361 metros cuadrados para la instalación de una tubería submarina de captación de agua de mar y un emisor submarino, para la disposición final de las aguas residuales provenientes del proceso de desalinización de la C.T. ChilcaUno.

iv) Derechos de uso de aguas:

a) Central Hidroeléctrica Yuncán

ENGIE cuenta con una licencia de uso de aguas superficiales con fines energéticos para la C.H. Yuncán. Esta licencia fue otorgada mediante Resolución Administrativa N° 086-2005-GRP-DRA-P/ATDRP de fecha 26 de agosto de 2005, modificada mediante Resolución Directoral N° 0058-2009-ANA-DARH y Resolución Directoral N° 0144-2010-ANA-DARH, hasta por un volumen de 30,000 lts/seg. Asimismo, cuenta con una licencia de uso de agua con fines poblacionales de hasta 1.17 lts/seg de las aguas provenientes de los manantiales Chircura, Saucipampa Uno y Saucipampa Dos, ubicados en el sector de Huallamayo, distrito de Paucartambo, provincia y departamento de Pasco, otorgada mediante Resolución Administrativa N° 084-2005-GRP-DRA-P/ATDRP.

b) Central Termoeléctrica Ilo21

Mediante Resolución Directoral N° 434-2011-ANA/AAA I C-O del 13 de octubre de 2011 se otorgó a ENGIE la Licencia de Uso de Agua Desalinizada con fines industriales. Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 100-2013-ANA/AAA del 21 de febrero de 2013 se otorgó a ENGIE la Licencia de Agua de Mar no Desalinizada con fines industriales.

c) Central Termoeléctrica Ilo1

Mediante Resolución Directoral N° 1816-2015-ANA/AAA I C-O del 28 de diciembre de 2015 se otorgó a ENGIE la Licencia de Uso de Agua Desalinizada y no Desalinizada para la central.

d) Central Termoeléctrica ChilcaUno

En el marco del Proyecto Ciclo Combinado, mediante Resolución Directoral N° 170-2011-ANA-DARH de fecha 27 de diciembre de 2011, se autorizó a ENGIE ejecutar obras de aprovechamiento hídrico para el Proyecto Ciclo Combinado. El Planteamiento Hidráulico respectivo consiste en la construcción de obras de extracción de agua de mar, la infraestructura de conducción desde el punto de extracción a la planta desalinizadora, la planta desalinizadora de dos unidades, la conducción desde ésta hasta la planta de generación de energía eléctrica y la conducción de retorno de salmuera desde la planta desalinizadora al mar.



La Licencia de Agua Desalinizada fue aprobada mediante Resolución Directoral N° 037-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza (rectificada por R.D. N° 454-2013-ANA-AAA-Cañete Fortaleza), y posteriormente modificada por Resolución Directoral N° 2175-2015-ANA-AAA-Cañete Fortaleza del 30 de diciembre de 2015.

e) Central Hidroeléctrica Quitaracsa

ENGIE cuenta con una licencia de uso de aguas superficiales con fines energéticos para la Central Hidroeléctrica Quitaracsa la cual tiene un caudal de diseño de 15m³/s. Esta licencia fue otorgada mediante Resolución Directoral N° 880-2015-ANA-AAA-HUARMEYCHICAMA del 1 de diciembre de 2015

v) Tratamiento de aguas residuales:

a) Central Termoeléctrica Ilo1

Mediante Informe N° 1156-2016/DSA/DIGESA del 20 de abril de 2016 se emitió Opinión Técnica Favorable para el otorgamiento de autorización de vertimientos de aguas residuales industriales tratadas provenientes de la C.T. Ilo1. A la fecha se viene tramitando ante la ANA la autorización de vertimientos de aguas residuales industriales tratadas provenientes de la C.T. Ilo1.

b) Central Termoeléctrica Ilo21

Mediante Resolución Directoral N° 5346/2008/DIGESA/SA de fecha 22 de diciembre de 2008, se otorgó la autorización para la operación del Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales para Reuso a favor de ENGIE, correspondiente a la Central Termoeléctrica Ilo21, para un volumen anual de 45 mil m³, para ser utilizadas en el riego de áreas verdes de tallo alto como olivos, mioporos, palmeras y gras como reforestación en zonas y/o terrenos de propiedad de la empresa.

En atención al nuevo marco normativo establecido en materia de Recursos Hídricos, siempre y cuando se traten de los mismos fines (como es el caso de la C.T. Ilo21 – reuso industrial), no se requiere autorización para la operación del sistema de tratamiento de aguas residuales industriales para reuso.

vi) Derecho de uso de terrenos de propiedad del Estado Peruano e imposición de servidumbre:

Conforme con los términos de la Ley de Concesiones Eléctricas, ENGIE tiene el derecho de usar libre de cargo los terrenos de propiedad del Estado Peruano y de los municipios para el desarrollo de las actividades comprendidas en concesiones definitivas de generación y transmisión de las que sea titular, así como de obtener la imposición de servidumbres sobre propiedad privada para tales actividades. En este último caso, ENGIE deberá compensar al propietario del predio o bienes respectivos, cuando ello corresponda, por dicha imposición y por los daños y perjuicios ocasionados por el uso del terreno afecto a la misma.

A la fecha de elaboración de este documento, las siguientes servidumbres han sido impuestas a favor de las concesiones de las cuales es titular ENGIE:

a) Servidumbre de embalses, obras hidroeléctricas y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones de la C.H. Yuncán impuestas mediante Resolución Ministerial N° 201-2004-MEM/DM, las mismas que fueron debidamente cedidas a favor de ENGIE.

b) Servidumbres de electroducto y de tránsito otorgadas por:

Servidumbres	Fecha de Resolución	Unidad de Generación
Resolución Ministerial N° 220-99-EM/VME	26/05/1999	Servidumbre de electroducto y de tránsito para la S.E. Moquegua, en beneficio de la concesión de transmisión de la cual es titular ENGIE.
Resolución Ministerial N° 733-99-EM/VME	15/01/2000	Servidumbre de electroducto, de paso y de tránsito para custodia, conservación y reparación de obras e instalaciones de la L.T. de 220 KV de la C.T. Ilo21- S.E. Moquegua (Montalvo) y L.T. de 138 KV S.E. Moquegua (Montalvo) – S.E. Botiflaca.
Resolución Ministerial N° 621-2003-MEM/DM	07/01/2004	Servidumbre de electroducto y de tránsito para custodia, conservación y reparación de las obras y las instalaciones de la L.T. de 138 KV T170 (L.T. 138 KV de la C.T. Ilo – S.E. Botiflaca) – S.E. Moquegua.
Resolución Ministerial N° 323-2006-MEM/DM	20/07/2006	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV de la C.H. Yuncán (S.E. Santa Isabel) – S.E. Nueva Carhuamayo.
Resolución Ministerial N° 534-2007-MEM/DM	02/12/2007	Servidumbre de electroducto de la L.T. de 220 KV S.E. ChilcaUno – S.E. Chilca REP
Resolución Ministerial N° 053-2016-MEM/DM	17/02/2016	Servidumbre de electroducto para la L.T. de 500 KV S.E. Ilo4-S.E. Montalvo.

Fuente: ENGIE



vii) Permisos y autorizaciones ambientales:

A la fecha de elaboración de esta Actualización del Prospecto Marco, ENGIE ha cumplido con implementar las medidas de mitigación previstas en el PAMA para las instalaciones que conforman Ilo1 y viene cumpliendo con los compromisos contemplados en los instrumentos de gestión ambiental. Asimismo, ENGIE ha cumplido con presentar todos los reportes y ha sido sometido a las inspecciones a cargo de entidades designadas por OSINERGMIN/OEFA que las Leyes Aplicables en materia ambiental exigen para las empresas del sector, tanto en sus instalaciones de Ilo1, Ilo21, Yuncán y ChilcaUno.

Debe indicarse que, respecto de las instalaciones que conforman Ilo1, en el caso que se produzca un cambio en las leyes ambientales que afecte adversamente a ENGIE, conforme al PPA con SPCC esta tendría derecho a ser compensada por SPCC a fin de que los efectos de dicha modificación legal le resulten económicamente indiferentes.

En el caso de Ilo21, el MEM aprobó el EIA de la planta de generación y los sistemas de transmisión, habiendo aprobado la Dirección General de Capitanías y Guardacostas de la Marina de Guerra del Perú el EIA de las instalaciones marítimas que conforman Ilo21. La operación de Ilo1 e Ilo21 no solamente está sometida a las normas que regulan los efectos de sus actividades en el medio terrestre y las personas sino, también, en el medio marítimo y su flora y fauna. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvieron las autorizaciones provisional y definitiva de vertimientos de aguas de la C.T. Ilo1 y C.T. Ilo21, respectivamente.

Cabe señalar que mediante Resolución Directoral N° 074-2012-MEM-AAE del 21 de marzo de 2012, se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica Ilo21-PAVER, para su adecuación a la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento de la Ley de Recursos Hídricos (D.A. N° 001-2010-AG). Asimismo, mediante Resolución Directoral N° 198-2012-MEM-AAE del 1 de agosto de 2012 se aprobó la actualización del PMA de la Central Termoeléctrica Ilo21 de acuerdo al D.S. N° 023-2009-MINAM relacionado con la implementación de los Estándares Nacionales de Calidad Ambiental (ECA) para agua. Además, durante el 2014 se obtuvo la aprobación del Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la caldera de vapor auxiliar en la C.T. Ilo21.

Por su parte, la central Reserva Fría de Generación-Planta Ilo cuenta con un PMA aprobado por Resolución N° 293-2011-MEM-AAE del 13 de octubre de 2011.

En el caso de la Central Yuncán, las instalaciones de generación y transmisión de electricidad que conforman la misma cuentan con EIAs aprobados por el MEM, estando ENGIE en obligación de cumplir con los mismos. Los impactos ambientales y sociales significativos que dicha central pudiera producir fueron identificados en los EIAs antes mencionados, los cuales contienen las medidas preventivas para minimizar, entre otros, la contaminación de las aguas y suelo por los efluentes de la Central Hidroeléctrica Yuncán y la generación de residuos.

En el caso de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, las tres unidades de generación eléctrica cuentan con EIAs aprobados por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, estando ENGIE en obligación de cumplir con los mismos. Asimismo, las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la referida Central cuentan con el Programa de Manejo Ambiental, aprobado por el MEM.

Tratándose del Ciclo Combinado de la Central Termoeléctrica ChilcaUno, se cuenta con un Plan de Manejo Ambiental aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos a través de la Resolución Directoral N° 123-2010-MEM-AAE del 5 de abril de 2010. Asimismo, ENGIE realizó un cambio en el alcance del Ciclo Combinado, respecto al tramo de la ruta de la tubería de conducción, así como la instalación de una línea de suministro de energía y dos cables de fibra óptica para la comunicación de la planta desalinizadora con la C.T. ChilcaUno, lo cual cuenta con certificación ambiental aprobada mediante Informe N° 018-2013-MEM-AAE/ACMC/MM "Plan de Manejo Ambiental Variación del trazo de ruta de Ductos de Agua Desalinizada", el cambio en el tramo de la tubería de conducción implicó que ésta no cruzara el casco urbano sino que bordee su periferia. Asimismo, respecto al vertimiento industrial de la planta desalinizadora, ENGIE cuenta con Autorización de Vertimiento aprobada mediante Resolución Directoral N° 213-2014-ANA-DGCRH recibida el 20 de octubre de 2014.

En el caso de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa, se cuenta con un EIA aprobado por Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM, a través de la Resolución Directoral N° 0128-2004-MEM-AAE, de fecha 26 de agosto de 2004. Adicionalmente, se cuenta con dos PMA, aprobado por medio de la Resolución Directoral N° 324-2010-MEM-AAE y por el Informe N° 037-2013-MEM-AAE/ACMC/MM, de fecha 15 de setiembre de 2010 y 12 de agosto de 2013, respectivamente, emitidos por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM; los mismos que contaron con las opiniones previas del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado y de la Autoridad Nacional del Agua. Cabe precisar que el PMA Optimización y PMA Modificación de la central no sustituyen al EIA, sino que lo complementan y modifican considerando los cambios efectuados al diseño de la central por medio de la Optimización y Modificación del proyecto. Adicionalmente, en el 2014 se obtuvo el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) de la modificación de la toma San Mateo de la C.H. Quitaracsa.



Asimismo, cabe mencionar que ENGIE cuenta, desde el año 2003, con la certificación del sistema de gestión integrado ISO 9001:2000; ISO 14001:1996 y OHSAS 18001:1999 después de una auditoría realizada por la empresa SGS.

Por otro lado, en el 2014 se obtuvo el EIA del Nodo Energético Planta Ilo, en tanto que mediante Resolución N° 4537-2016-OS/OR MOQUEGUA, OSINERGMIN aprobó la incorporación de los tanques comprendidos por el proyecto en el Registro de Consumidor de Combustibles Líquidos con Instalaciones Fijas de ENGIE.

Finalmente, con relación al Proyecto Intipampa, con fecha 8 de junio de 2016 se presentó al SENACE la solicitud de calificación de estudio ambiental, acompañada de la propuesta de Declaración de Impacto Ambiental (DIA); la misma que, a la fecha, viene siendo evaluada por dicha entidad estatal.

Autorización para mantener su contabilidad en moneda extranjera

Mediante Resolución de Intendencia N° 12-4-043363 del 1 de julio de 1998, la SUNAT autorizó a ENGIE a llevar su contabilidad en moneda extranjera a partir del ejercicio 1998.

Todos los permisos, concesiones, autorizaciones, servidumbres y licencias antes señaladas se encuentran vigentes conforme a lo previsto en las Leyes Aplicables.

Autorización para emitir comprobantes de pago electrónicos

Mediante Resolución de Superintendencia N° 374-2013/SUNAT se reguló la incorporación obligatoria de emisores electrónicos en los sistemas creados por la Resolución de Superintendencia N° 182-2008/SUNAT y N° 097-2012/SUNAT y se designó al primer grupo de dichos emisores electrónicos. En cumplimiento con las resoluciones previamente citadas, mediante la Resolución de Intendencia N° 018005001160, la SUNAT autorizó a ENGIE a ser emisora electrónica. Desde octubre de 2014 se ha cumplido con emitir comprobantes de pagos electrónicos.

8.8. Políticas o Planes de Inversión

ENGIE mantiene su búsqueda de oportunidades de inversión en nuevos proyectos con el objetivo de atender las necesidades de la demanda eléctrica. En este sentido desarrolla proyectos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica o basada en energías renovables (esto último bajo el marco de la Promoción de la Inversión con Energías Renovables, detallado en el acápite 9.17 del Prospecto Marco), así como busca oportunidades de crecimiento mediante la adquisición de activos de terceros, existentes o en etapa de desarrollo.

8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de ENGIE

- El 4 de junio de 2010, ENGIE firmó con el Banco de Crédito del Perú un contrato de arrendamiento financiero a un plazo de 10 años (3 años de desembolso y 7 años de repago) para financiar el Proyecto Ciclo Combinado, el cual consiste en el cierre de los ciclos de las turbinas de gas de la C.T. ChilcaUno, por un monto de hasta US\$ 310 millones. En noviembre de 2012 finalizaron los desembolsos, de esta manera, la obligación de pago ascendió a US\$ 299.5 millones. La primera cuota de amortización se realizó en marzo de 2013 y el total será cancelado en diciembre de 2019. Al 31 de marzo de 2016 las obligaciones pendientes de pago ascienden a US\$ 160.5 millones.
- En enero de 2011, ENGIE suscribió dos contratos de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito del Perú y BBVA Banco Continental a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar el Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, por montos de hasta US\$ 100 millones cada uno. En agosto de 2013 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 92.9 millones y US\$ 95.7 millones, respectivamente (US\$ 188.7 millones). La primera cuota de amortización se realizó en agosto de 2013, y el total adeudado será cancelado en mayo de 2019. Al 31 de marzo de 2016 la obligación asciende a US\$ 107.9 millones.
- En junio de 2014, ENGIE suscribió un Contrato de Préstamo sin garantía, por la suma de US\$ 100 millones a un plazo de 6 años, con los bancos Sumitomo Mitsui Banking Corporation y The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd., como agente administrativo. Los fondos de este préstamo fueron utilizados en su totalidad para efectuar prepagos de préstamos financieros de corto plazo que ENGIE mantenía a la fecha de desembolso. El vencimiento de este préstamo es en junio de 2020.
- En julio de 2014, ENGIE suscribió dos Contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con el BBVA Banco Continental y el Banco de Crédito del Perú, por un monto de hasta US\$ 290 millones (US\$ 145 millones cada uno) a un plazo de 7.5 años (2.5 años de desembolso y 5 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto Nodo Energético del Sur del Perú – Planta Ilo. Al 31 de marzo de 2016, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 240.7 millones (US\$ 131.4 millones de BBVA Banco Continental y US\$ 109.3 millones de Banco de Crédito del Perú).



- En octubre de 2014, ENGIE suscribió dos contratos de Arrendamiento Financiero de Obras y Bienes con BBVA Banco Continental, por un monto total de hasta US\$ 125 millones a un plazo de 8 años (2 años de desembolso y 6 años de repago) para financiar la ejecución del Proyecto de Ampliación de la Central Termoeléctrica ChilcaUno. Al 31 de marzo de 2016, los desembolsos realizados ascienden a US\$ 72.7 millones.
- En diciembre de 2015, ENGIE suscribió un Contrato de Préstamo de Mediano Plazo con Scotiabank Perú S.A.A. por la suma de S/ 237.7 millones (equivalente a US\$ 70 millones) a un plazo de 2 años. Este préstamo fue utilizado para pre-pagar el Arrendamiento Financiero que la compañía suscribió en junio 2013 con dicho banco para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaraca. ENGIE contrató un Swap de moneda y tasa de interés. Al 31 de marzo de 2016 la obligación asciende a S/ 207.9 millones (equivalente a US\$ 62.6 millones).
- Al 31 de marzo de 2016, la empresa cuenta con préstamos bancarios de vencimiento corriente y sin garantía específica, para el financiamiento de proyectos que corresponden a pagarés bancarios en moneda nacional por un total de S/ 403 millones, equivalentes a US\$ 121 millones, con vencimiento entre mayo y diciembre de 2016. ENGIE suscribió contratos "forward" de moneda para cubrirse de las fluctuaciones del tipo de cambio.

8.10. Personal de la Empresa

A marzo de 2016, del total de empleados, 407 son permanentes y 80 son temporales. La variación del personal en los últimos años se muestra en el siguiente cuadro:

N°	2013	2014	2015	mar-16
Plana Gerencial	7	7	7	6
Empleados	432	458	484	481
Total	439	465	491	487

Fuente: ENGIE

Asimismo, ENGIE cuenta con un sindicato con el cual se suscribió el 12 de febrero de 2016 la Convención Colectiva por el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2017, mediante la cual, entre otros beneficios, se otorgaron incrementos en las remuneraciones, asignaciones por fallecimiento de trabajador y familiar directo y en las bonificaciones por tiempo de servicio a dichos trabajadores.



9. Administración

(Ver página 68 del Prospecto Marco)

9.1. Directorio

En el siguiente cuadro se muestra la relación de Directores de ENGIE que fueron elegidos por la Junta General de Accionistas de la Compañía del 14 de marzo de 2016, y su fecha de inicio en el Directorio.

Nombre	Cargo	Desde
Philip Julien De Cnudde	Presidente del Directorio*	Feb-14
Stefano Terranova	Director Titular	Mar-16
Fernando de la Flor Belaunde	Director Titular	Mar-16
José Luis Casabonne Ricketts	Director Titular	Mar-16
Dante Alejandro Dell'Elce	Director Titular	Mar-16
José Ricardo Briceño Villena	Director Titular	Mar-13
Jan Emmanuel Constant Alfons Sterck	Director Titular	Mar-13
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	Director Alterno	Mar-13
Eduardo Martín Milligan Wenzel	Director Alterno	Mar-13
Gilda María Luisa Spallarossa Lecca	Director Alterno	Abr-15
Pierre Victor Marie Niccolas Devillers	Director Alterno	Mar-16
Michel Jean Gilbert Gantois	Director Alterno	Sep-13

Fuente: ENGIE

(*) El Sr. Philip De Cnudde fue designado presidente del Directorio de ENGIE en la Sesión de Directorio del 10 de mayo de 2016.

Philip Julien De Cnudde

Presidente del Directorio de ENGIE desde el año 2016. Es Director Regional de GDF SUEZ Energy Latin America desde febrero de 2014. Comenzó su carrera en 1985 en Santens Engineering Services en Oudenaarde, Bélgica. En 1989 fue designado Gerente General a cargo de las operaciones de Santens en Estados Unidos. En 1993 regresó a Bélgica para trabajar en Electrabel como Jefe de Operaciones en la central eléctrica de Monceau-sur-Sambre y en 1994 ocupó el cargo de Gerente de Proyectos para Electrabel en Bruselas. En 1998 fue Jefe del Departamento de Auditoría Interna, antes de trasladarse a Tractebel EGI (ahora, GDF SUEZ Energy International) en 2001 para ser Jefe de Control de Negocios, Consolidación y Contabilidad. En 2007 se convirtió en Vicepresidente Ejecutivo de Supervisión de Desarrollo de Negocios de SUEZ Energy International, cargo que asume en GDF SUEZ Energy Europe & International en el 2008. Posee el grado de Máster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Gante y un grado superior en Gestión de Operaciones.

Stefano Terranova

Es Director Titular de ENGIE desde el año 2016. Actualmente es el Head of Acquisitions, Investment & Financial Advisory de ENGIE Latin America. Se graduó en 1999 con una Licenciatura en Economía y Comercio de la Universidad de Roma, La Sapienza. Completó sus estudios en el Reino Unido, con un Máster en Economía y Finanzas de la Universidad de York. Tras un breve trabajo en asesoramiento de gestión de activos, se unió a International Power plc ("IPR") en 2001 como Analista corporativo y financiero de proyectos. En el año 2006 se incorporó al equipo de financiación de proyectos de Credit Agricole en Londres, donde se convirtió en Director del sector eléctrico y trabajó en varios países y estructuras de financiación. En 2008, DPI se incorporó a DPI como miembro senior del equipo corporativo y de financiación de proyectos. En 2009 Sr. Terranova trabajó en Abu Dhabi, liderando las actividades de financiación de proyectos de Oriente Medio y África. En 2011, tras la adquisición de DPI, fue seleccionado para liderar el equipo AIFA para Oriente Medio, Turquía y la región de África, que luego evolucionó para Asia del Sur, Oriente Medio y África.

Fernando de la Flor Belaunde

Se desempeña como Director Titular de ENGIE desde el año 2016. Es director fundador de un conglomerado de empresas de desarrollo inmobiliarios y construcción incluyendo Grupo Caral, PentaMalls y ParkOffice. Fue socio y director ejecutivo de McDonald's Corporation en Perú. Durante 15 años estuvo en la industria automotriz comenzando su carrera profesional como ingeniero de diseño en General Motors Corporation en los Estados Unidos hasta CEO de Kia, Subaru, Mazda, y Peugeot en Perú. Es director de Amrop, Bodytech, Liga de Lucha Contra el Cancer, socio fundador de la Asociación Peruana de Emprendedores ASEP y miembro del comité consultivo de TEDx. Fue presidente de la Cámara Americana de Comercio (AMCHAM), fundador de la Asociación de Representantes Automotrices del Perú (ARAPER), así como director de la Sociedad Americana de Ingenieros Automotrices (SAE). Tiene maestría en Ingeniería de diseño de la Universidad de Stanford y una licenciatura en ingeniería mecánica de la Universidad de Purdue.

José Luis Casabonne Ricketts

Se desempeña como Director Titular de ENGIE desde el año 2016. Es director de diferentes empresas, entre las que destaca el Grupo RPP, OBRAINSA, INCATOPS, EDIFICA y CRAC INCASUR. Fue Gerente General de AFP Horizonte y Gerente General adjunto del BBVA Banco



Continental, donde desarrolló la Banca Minorista y la Banca Empresas. Con más de 30 años de experiencia en el sector financiero, también se desempeñó como Gerente General del Banco Ripley y en la dirección de la Banca de Personas en el Banco de Crédito del Perú y en Interbank. Fue Presidente del Directorio de BBVA Continental Sociedad Administradora de Fondos Mutuos, así como Vicepresidente del Directorio de Amerika Financiera. También fue miembro del directorio de Refinaría la Pampilla SAA (grupo Repsol), CARDIF Compañía de Seguros y Reaseguros (Grupo BNP Paribas), BBVA Banco Provincial de Venezuela, ALBIS S.A., Banco de Crédito del Perú, Telefónica del Perú Factoring, Continental Sociedad Titulizadora y Visanet. Es graduado en Economía por la Universidad del Pacífico, con una maestría en el Instituto de Estudios Superiores en Administración (IESA) Venezuela. Cursó el Programa de Alta Dirección de la Universidad de Piura. Ha asistido a diferentes cursos y seminarios en el Perú y en el extranjero relacionados con finanzas, marketing y estrategia empresarial, así como al primer programa de Gobierno Corporativo para directores de empresas organizado por el PAD de la Universidad de Piura, Ernst & Young y la Universidad del Pacífico en el año 2011.

Dante Alejandro Dell'Elce

Es Director Titular de ENGIE desde el año 2016 (antes, desde el año 2004 al año 2016 se desempeñó como Director Alterno). Se unió al Grupo ENGIE en 1992 y actualmente tiene la posición de Director Financiero Regional de Latinoamérica, mientras a la vez es responsable de la operación en Argentina, como Country Manager. Además, es miembro del Comité de Dirección Regional de Latinoamérica del grupo y ocupa posiciones de Director (titular y/o alterno) en las empresas del Grupo en Argentina, Uruguay y Chile. En 1997, fue nombrado CFO durante las etapas de construcción y puesta en marcha en el proyecto Gasoducto Nor Andino para el transporte de gas entre Argentina y Chile. En 1999, fue designado como CFO de Litoral Gas (Argentina), posición que ocupó hasta el fin de 2002. Desde 2003, tuvo a su cargo la posición de Head of Business Control para la región Latinoamérica, habiendo sido nombrado como Country Manager para Argentina en 2004. Previamente a su experiencia en el Grupo, Dante se desempeñó en diferentes empresas en los sectores de petroquímica, alimentos y bebidas en Argentina, en particular en el Grupo Cervecerías Quilmes donde ocupó diversas posiciones gerenciales tanto a nivel operacional como a nivel de la casa matriz del Grupo. Se graduó como Contador Público y Licenciado en Administración de Empresas en la Universidad Nacional de Rosario – Argentina y asistió al programa General Management Program CEDEP en INSEAD/Fontainebleau (Francia).

José Ricardo Briceño Villena

Ha sido Director de ENGIE del 2004 al 2010 y del 2013 a la fecha. Ha desempeñado las posiciones de Presidente de la Confederación Nacional de Instituciones Empresariales Privadas (Confiep), Presidente de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE) y Presidente del Directorio de las empresas del Grupo Glencore en el Perú (Perubar, Empresa Minera Iscaycruz, Empresa Minera Yauliyacu S.A. y AYSSA). Actualmente es Presidente del Directorio de la empresa agroexportadora Agrícola Don Ricardo S.A.C. y Vicepresidente de la Asociación de Gremios Productores Agrarios del Perú – AGAP. Además, es Director de Interbank, Ferreyros, y miembro de los Consejos Consultivos de APM Terminals y Toyota del Perú. Es Ingeniero Industrial y cuenta con una maestría en Economía y Finanzas de la Universidad Católica de Lovaina, Bélgica.

Jan Emmanuel Constant Alfons Sterck

Se desempeña como Director de ENGIE desde marzo de 2013. Se incorporó al grupo GDF SUEZ en 1982. Luego de 11 años de actividades en los departamentos de operaciones y mantenimiento de las centrales nucleares DOEL 3 y 4 de Electrabel, se unió a la unidad comercial de Tractebel Electricity & Gas International, cuando Tractebel S.A. iniciaba sus actividades internacionales. Entre 1993 y 2006 estuvo encargado de diferentes actividades en operaciones y gestión de proyectos por productores de energía independientes en Indonesia, Canadá, Omán, Italia, Chile, Singapur, Tailandia y España. En 2006 ocupó el puesto de Vicepresidente *Senior* de Generación en SUEZ Energy International. Permaneció en el cargo durante la fusión con GDF (que dio origen a GDF SUEZ Energy International) y la reorganización de las actividades de generación de energía en GDF SUEZ Branch Energy Europe and International. Con motivo de la integración con International Power, ocupa actualmente el cargo de Presidente de Construcción en la actual GDF SUEZ Branch Energy International. Tiene un grado académico en Ingeniería Industrial y ha seguido cursos de Administración de Empresas en INSEAD (European Centre for Executive Development), Francia.

Pierre Victor Marie Niccolas Devillers

Se desempeña como Director de ENGIE desde el año 2016. Actualmente, es el vicepresidente principal, director de estrategia, gestión de portafolio del área de negocios de Energy Latin America, así como Country Manager del Grupo ENGIE en Chile. Tiene 20 años de experiencia en el sector energético. Posee un Máster en Derecho, un grado de Administración de Negocios y una Maestría en Finanzas. Comenzó su carrera dentro del grupo ENGIE en 1996, donde ejerció diversas funciones para Electrabel (en la generación y distribución de electricidad y a nivel central). En 2001 se incorporó a la división de negociación y gestión de cartera, donde coordinó las diferentes actividades de apoyo (financiero, legal, tecnologías de la información, cumplimiento y recursos humanos), además de fundar y asumir la gerencia general de la cartera europea de Electrabel. En 2007, después de conducir un programa de transformación profunda de los procesos y organizaciones de recursos humanos europeos, se convirtió en director de recursos humanos del área de negocios de Energy BeNeLux y Alemania. En 2010, fue un miembro central del equipo de la oficina de integración de International Power y GDF Suez, en la preparación de la fusión entre estas dos empresas de energía.



9.2. Cambios en el Directorio en los últimos periodos

El actual Directorio fue designado mediante Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 14 de marzo de 2016.

9.3. Principales Ejecutivos

Nombre	Cargo	Desde
Michel Gantois	Gerente General	Oct-13
Felisa Ros	Gerente de Operaciones	Jun-16
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	Gerente Comercial y de Regulación	May-12
Vincent Vanderstockt	Gerencia de Planificación de Proyectos e Implementación	May-12
Eduardo Martín Milligan Wenzel	Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano	Feb-13
Alejandro Prieto	Gerente de Asuntos Corporativos	Jul-10
Gilda María Luisa Spallarossa Lecca	Gerente Legal	Abr-15

Fuente: ENGIE

Michel Gantois

Se desempeña desde octubre de 2013 como Gerente General de ENGIE. Ha desarrollado gran parte de su carrera en la industria de la energía y la banca de inversión. Antes de unirse a GDF SUEZ, fue vicepresidente de Kelson Energy, una compañía eléctrica privada de América y, previo a ello, ocupó el cargo de Director de la oficina de Beijing, China, de Deloitte. Ha estado en Bangkok, Tailandia, como Vicepresidente Ejecutivo y Director Financiero de GDF SUEZ Energy Asia, tras ocupar la posición de Gerente General en Uch y Uch 2, dos de las empresas de energía del Grupo en Pakistán, con 1,000 MW de capacidad, en operación y en construcción. Ha sido miembro del Directorio de todas las entidades del Grupo en Asia, incluyendo Glow en Tailandia, Senoko en Singapur, y Supreme, los proyectos geotérmicos en Indonesia. Posee una licenciatura en Negocios y Finanzas por ICHEC (Institut des Hautes Etudes Commerciales) y un MBA de la Universidad de Lovaina, Bélgica.

Felisa Ros

Ocupa el cargo de Gerente de Operaciones de ENGIE desde junio de 2016, tras desempeñarse como *Vice President* ERCOT Region en GDF Suez Energy North America. Ha sido *Vice President* de México & Canadá en el área de Generación, teniendo a su cargo la operación de centrales de generación eléctrica de diversas tecnologías. Entre ambas posiciones, tuvo a su cargo la operación de una capacidad instalada total de 5,800 MW. Ha ocupado distintos cargos en el grupo ENGIE (antes GDF SUEZ) desde su ingreso en 1998, tanto en Argentina (Jefe de Construcción), Perú (Gerente Técnico) y México (Director Regional y Director de Soporte de Operaciones). Es Ingeniera Civil egresada de la Universidad Nacional de Rosario, Argentina, con un MBA de University of Phoenix - USA.

Daniel Javier Cámac Gutiérrez

Se desempeña como Gerente Comercial y de Regulación de ENGIE desde mayo de 2012. Anteriormente, ejerció el cargo de Viceministro de Energía en el MEM. Trabajó en OSINERGMIN como Gerente de la División de Regulación de Generación y Transmisión Eléctrica. Es Ingeniero Electricista graduado de la Universidad Nacional del Centro del Perú. Ha obtenido el grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería en la Pontificia Universidad Católica de Chile, así como un Máster en Administración de Negocios en la Universidad ESAN del Perú. Estudió un Doctorado en Ciencias en la Pontificia Universidad Católica de Río de Janeiro, Brasil. Asimismo, ha realizado otros estudios de especialización en Argentina, Brasil y Estados Unidos.

Vincent Vanderstockt

Se encuentra a cargo de la Gerencia de Planificación, Proyectos e Implementación de ENGIE desde mayo de 2012. Cuenta con una amplia trayectoria en el desarrollo e implementación de proyectos en Italia, Hungría, Bélgica, Perú y Burundi; y de operación y mantenimiento de centrales eléctricas principalmente en el Grupo GDF SUEZ. Es Ingeniero Electromecánico egresado de la Universidad de Bruselas, Bélgica.

Eduardo Martín Milligan Wenzel

Está a cargo de la Gerencia de Finanzas, Organización y Capital Humano desde el 1 de febrero de 2013, se desempeñó previamente como Gerente de Organización y Capital Humano, Subgerente de Finanzas de ENGIE y Senior Manager de GDF SUEZ Latin America en la división de *Acquisitions, Investments & Financial Advisory* (AIFA). Cuenta con más de 10 años de experiencia en el sector financiero y ha ocupado diferentes posiciones en la banca corporativa de Citigroup, como Oficial de Riesgos, Gerente General de Citileasing, Director de Citicorp SAB y Gerente de la Unidad de Financiamientos Estructurados en la división de Finanzas Corporativas y Mercado de Capitales. Es Economista egresado de la Universidad de Lima.

Alejandro Prieto



Experto en temas de comunicación corporativa y relaciones comunitarias, está a cargo de la Gerencia de Asuntos Corporativos desde julio de 2010. Anteriormente se desempeñó como subgerente de Comunicación de Edegel, del Grupo Endesa, y ha sido director de Proyectos en Apoyo Comunicación Corporativa, empresa del Grupo Apoyo. Cuenta con un grado de Economía del Ithaca College en Nueva York (Estados Unidos) y un MBA de la Universidad Adolfo Ibáñez, de Santiago de Chile.

Gilda María Luisa Spallarossa Lecca

Está a cargo de la Gerencia Legal desde el 1 de abril de 2015 y se incorporó a ENGIE el 9 de agosto de 2012 como Gerente Legal Adjunto. Es egresada de la Pontificia Universidad Católica del Perú, de la carrera de Derecho. Tiene un Master en Derecho Público IDEC de la Universidad Pompeu Fabra de Barcelona. Su anterior experiencia laboral ha sido como Socia en Miranda & Amado Abogados, en los rubros de Gas & Electricidad, proyectos de infraestructura, derecho administrativo, derecho civil y litigios. Asumió la Gerencia Legal de ENGIE el 1 de abril de 2015.

9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial

El Directorio cuenta con siete miembros titulares.

Asimismo, es importante mencionar que tres de los Directores titulares son independientes. Uno de los 3 directores independientes tiene un director alerno dependiente, los otros dos directores titulares independientes no cuentan con un director alerno, por decisión de los accionistas adoptada en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de ENGIE del 14 de marzo de 2016.

Los actuales Directores independientes, al momento en que fueron designados: (i) no tenían vinculación con la administración o el accionista principal de ENGIE, y (ii) no tenían participación en el capital social de ENGIE ni de su accionista principal que les permita tener presencia en sus Directorios; y (iii) no eran Directores ni Gerentes de alguna de las personas jurídicas que conforman el grupo económico de ENGIE, ni de ningún accionista principal (es decir, que ostente más del 5% del capital social) de ENGIE.

9.5. Directores Independientes/Dependientes

Los directores independientes son:

Nombre	Cargo
Fernando de la Flor Belaunde	Director Independiente
José Luis Casabonne Ricketts	Director Independiente
José Ricardo Briceño Villena	Director Independiente

Fuente: ENGIE

Los directores dependientes son:

Nombre	Cargo
Philip De Cnudde	Director Dependiente
Dante Alejandro Dell'Elce	Director Dependiente
Stefano Terranova	Director Dependiente
Jan Emmanuel Constant Alfons Sterck	Director Dependiente

Fuente: ENGIE



10. Análisis del Sector y su Regulación

(Ver página 72 del Prospecto Marco)

10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

El marco regulatorio para el desarrollo de actividades eléctricas en el Perú está principalmente integrado por la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 09-93-EM, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832, así como sus respectivas modificatorias, la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País y, sus reglamentos aprobados con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970, y Decreto Supremo 005-2014-EM, Reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Hidrocarburos, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM, el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 029-94-EM, la Ley Antimonopolio y Anti-oligopolio del Sector Eléctrico, aprobada por Ley N° 26876, y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobada por Ley N° 26734, la Ley Marco de los Organismo Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobada por Ley N° 27332 y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus respectivas modificatorias, el Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN aprobado por Resolución N° 171-2013-OS/CD, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM, el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad aprobado por Decreto Supremo N° 049-2005-EM (cuyo marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) es la Decisión CAN 536, la cual actualmente se encuentra suspendida por la Decisión CAN 757), y por el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757 aprobado por Decreto Supremo N° 011-2012-EM, así como por las normas complementarias y modificatorias correspondientes.

Algunas de las características más representativas del modelo regulatorio peruano para el desarrollo de las actividades eléctricas son (i) la desintegración vertical o segmentación de las tres principales actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) la libre determinación de los precios de generación (potencia y energía) para el suministro eléctrico a Usuarios Libres; (iii) la regulación de las tarifas de generación para el suministro destinado al Servicio Público de Electricidad, (iv) la regulación de las tarifas de transmisión y distribución para toda clase de suministros; y (v) la administración privada de la operación de los sistemas eléctricos interconectados bajo principios de eficiencia, minimización de costos y garantía de calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Se han dictado diversas normas que han introducido importantes modificaciones adicionales a la regulación del sector, básicamente en lo referido al cálculo del costo marginal de corto plazo, la remuneración de la Potencia Firme de centrales termoelectricas y a los mecanismos para dar solución a la congestión del ducto de transporte de gas natural, proveniente de los yacimientos de Camisea. Las principales modificaciones son el Decreto de Urgencia N° 049-2008, el Decreto Legislativo N° 1041, que modificó diversas normas del marco normativo eléctrico, y el Decreto de Urgencia N° 037-2008, que dictó medidas para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al SEIN.

El Decreto de Urgencia N° 049-2008 publicado el 18 de diciembre de 2008 estableció que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 los costos marginales de corto plazo se determinarán considerando que no existe restricción en la producción o el transporte de gas natural, ni de transmisión de electricidad y, además, se determinó que el MEM deberá fijar un valor límite a ese Costo Marginal Idealizado (CMGI). Dicho valor límite fue fijado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM en S/ 313.50 por MWh. Las centrales de generación que operen y tengan un costo variable mayor al CMGI reciben una compensación que es pagada por la demanda mediante un cargo adicional al Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT). Mediante el Decreto de Urgencia N° 079-2010, del 18 de diciembre de 2010, se extendió la vigencia del régimen de cálculo de los costos marginales sin restricción de transmisión de electricidad, hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30115, publicada el 2 de diciembre de 2013, se amplió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016.

El Decreto Legislativo N° 1041 modificó, entre otras cosas, la definición de Potencia Firme contenida en el numeral 12 del Anexo de Definiciones de la Ley de Concesiones Eléctricas estableciendo que sólo tendrían derecho a la remuneración mensual por Potencia Firme las unidades de generación termoelectricas que tengan asegurado el suministro continuo y permanente del combustible mediante contratos que lo garanticen o stock disponible. Asimismo, estableció que la nueva definición entraría en vigencia a los 18 meses contados desde la finalización de la oferta pública de capacidad a que se refiere el Decreto Supremo N° 016-2004-EM (oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A.). Adicionalmente, el Decreto Legislativo N° 1041 estableció incentivos a la contratación del Servicio Firme de transporte de gas natural.

Mediante Decreto Supremo N° 001-2010-EM publicado el 5 de enero de 2010 se precisó que dado que la oferta pública de capacidad de Transportadora de Gas del Perú S.A. finalizó el 16 de febrero de 2009, la nueva definición de Potencia Firme entraría en vigencia el 16 de agosto de 2010 regulándose temporalmente los requisitos para la remuneración mensual por Potencia Firme para unidades de generación termoelectrica (contar con contratos a firme por volúmenes suficientes para operar al 100% de la capacidad de generación por un horizonte de un año o contar con stock disponible de gas natural que permita la operación a plena carga como mínimo quince días



de autonomía durante horas punta y, en caso no se cumpla con los supuestos anteriores, la Potencia Firme se reduciría proporcionalmente).

Sin embargo, el 29 de abril de 2010 se promulgó el Decreto de Urgencia N° 032-2010, que dejó sin efecto el incentivo a la contratación del Servicio Firme y la nueva definición de Potencia Firme (establecidos por el referido Decreto Legislativo N° 1041).

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD se aprobó el Procedimiento COES N° 25 “Factores de Disponibilidad de Unidades de Generación” donde se regularon los criterios para la determinación de factores de disponibilidad para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme estableciéndose que para las empresas que operan con gas natural se calculará la capacidad garantizada de transporte en función de su transporte firme contratado.

Mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM, publicado el 30 de agosto de 2012, se dictaron medidas transitorias sobre el mercado de electricidad. Dicha norma establece que en ese entonces se encontraba en ejecución la ampliación del sistema de transporte de gas natural, de acuerdo con la Adenda al Contrato BOOT de Transportadora de Gas del Perú S.A. aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM y mientras dicha ampliación culmine los generadores se encontraban imposibilitados de contar con capacidad de transporte a firme. Así, el Decreto Supremo N° 032-2012-EM estableció que hasta que se cumpliera con la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural según la Adenda suscrita entre Transportadora de Gas del Perú S.A. y el Estado Peruano, aprobada por Resolución Suprema N° 024-2011-EM, se consideraría que se cumple con garantizar el transporte de gas natural para cada unidad termoeléctrica, si la respectiva capacidad contratada a firme corresponde o excede el volumen requerido para operar a potencia efectiva durante las horas punta del día. Asimismo, se estableció que el COES propondría a OSINERGMIN las modificaciones a los Procedimientos Técnicos que correspondan.

El Decreto Legislativo N° 1041 también creó el cargo de “compensación por seguridad de suministro” para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible. Bajo este régimen se licitaron y construyeron las unidades denominadas Reserva Fría, con una capacidad acumulada de aproximadamente 900 MW.

Por su parte, el Decreto de Urgencia N° 037-2008 dictó las disposiciones necesarias para asegurar en el corto plazo el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN regulando la declaración de situaciones de restricción temporal de generación y las medidas a adoptarse en dichos supuestos (requerimientos a las empresas donde el Estado tenga participación mayoritaria para que efectúen las adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios, los cuales serían cubiertos mediante un cargo adicional en el PCSPT). De conformidad con el Decreto de Urgencia N° 049-2011 estas medidas estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2013. Posteriormente, el 17 de diciembre de 2014 se publicó el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, que dicta disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el contexto de la Ley N° 29970, donde establecen que los costos totales que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y asumido por toda la demanda que es atendida por el Sistema Nacional. El 27 de junio de 2015 con Resolución OSINERGMIN N° 140-2015-OS/CD se aprobó la normativa que determina el Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía.

Por otro lado, el 2 de mayo de 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, el mismo que se encuentra actualmente reglamentado por Decreto Supremo N° 012-2011-EM. Estas normas buscan promover el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables.

Asimismo, el 22 de diciembre de 2012 se publicó la Ley N° 29970, ley que declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Bajo su amparo se ha licitado la construcción y operación de dos Centrales Termoeléctricas del proyecto Nudo Energético en el Sur del Perú con una capacidad contractual total de 1,200 MW, que contribuirán con la seguridad energética del país y ayudarán a abastecer de energía eléctrica al usuario final.

En el marco de la Ley N° 29970 se aprobó el “Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica”, Decreto Supremo N° 038-2013-EM, que contiene las disposiciones para incentivar el incremento de la Capacidad de Generación Termoeléctrica, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto a la demanda, así como la desconcentración geográfica de la producción de energía en el SEIN. Asimismo, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 29970 en lo referido al Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 005-2014-EM, que reglamenta los alcances de la Ley N° 29970 y la Octogésima Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2014, a efectos de promover un Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural desde las zonas de producción hasta la costa sur del país. Esta normativa se complementó con la Resolución Ministerial N° 124-2016-MEM-DM que aprobó el Mecanismo de Compensación de costos de gas natural para generación eléctrica, a que se refiere el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 29970, para incentivar la desconcentración de la generación con gas natural hacia el Norte y Sur del país.

Del mismo modo, la Ley N° 29970 plantea una desconcentración de la generación eléctrica por medio de un mecanismo de compensación de los costos de inversión del transporte de gas natural. Estos costos se compensarán con los ingresos provenientes de un



peaje adicional al SPT. Se prevé obtener y transportar el etano para el desarrollo del polo petroquímico en el Sur y contempla la construcción de gasoductos y poliductos para aumentar el nivel de seguridad del sistema.

A fines de diciembre de 2012, mediante el Decreto Supremo N° 050-2012-EM, se establecieron mecanismos de atención ante emergencias que se susciten en el suministro de gas natural en el país y su implicancia en las distintas actividades económicas. Así, la mencionada norma estableció que, activado el mecanismo de emergencia, los productores, transportistas y distribuidores de gas natural deberían realizar asignaciones de gas – de acuerdo al volumen de gas disponible – a los usuarios residenciales regulados; luego, los establecimientos de venta de gas natural vehicular, y posteriormente, la generación eléctrica.

En julio de 2013, mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2013-OS/CD se aprobó el procedimiento técnico COES 42 “Régimen aplicable a las centrales de Reserva Fría de Generación”, el cual establece los criterios económicos aplicables a las centrales de reserva fría adjudicadas por ProInversión, dentro de las cuales se encuentra la Central Termoeléctrica de Reserva Fría Ilo31 de ENGIE.

En tanto que en julio de 2014 entró en vigencia la nueva normativa y procedimientos que rigen los servicios complementarios de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), aprobado por resoluciones OSINERGMIN N° 194-2013-OS/CD del 1 de octubre de 2013 y OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD del 26 de marzo de 2014, donde se establece que el servicio de RPF es obligatorio y no compensado para los generadores y el servicio de RSF es voluntario y compensado por los generadores.

Finalmente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 109-2016-OS/CD de mayo de 2016 se aprobó el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 27, “Régimen aplicable a las centrales de generación del Nodo Energético en el Sur del Perú”, el cual establece, entre otros, los aspectos técnicos y económicos, referidos a la operación, régimen de indisponibilidades, valorización de transferencias de energía y potencia, reposición de combustible líquido aplicables a las Centrales del Nodo Energético en el Sur del Perú adjudicadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada, como la central Nodo Energético Planta Ilo de ENGIE.

10.3. Estructura del Sector Eléctrico

El sector eléctrico en el Perú está dividido en tres sub-sectores, cada uno de los cuales comprende una actividad distinta:

i) Generación

La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a través de distintas tecnologías, como son: la hidráulica, térmica (que puede ser de ciclo simple o ciclo combinado), eólica, nuclear, geotérmica, entre otras, utilizándose preponderantemente en el país las dos primeras.

Cabe indicar que en el año 2008 se publicó el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, cuyo propósito es promover la utilización de Recursos Energéticos Renovables para la generación eléctrica mediante una serie de incentivos a la generación eléctrica con dichos recursos. Para tal efecto, se califica como Recursos Energéticos Renovables a la biomasa, a las fuentes eólica, solar, geotérmica y mareomotriz, y a la hidráulica con una capacidad máxima de 20 MW. Recientemente, han entrado en operación diversas plantas de generación que operan con Recursos Energéticos Renovables (incluyendo solares y eólicas).

ii) Distribución

En esta fase se transporta la energía desde las Subestaciones o barras base a los consumidores finales, vía Líneas de Transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final es transformada a baja tensión (360 V o 220 V).

iii) Transmisión

La actividad de transmisión se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia las Subestaciones o barras base y se compone de líneas o redes de transmisión y Subestaciones de transformación o barras base.

Hasta el año 2006 el sistema de transmisión únicamente estaba integrado por las líneas calificadas como parte del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por las calificadas como parte del Sistema Secundario de Transmisión (SST). El SPT, está conformado por Líneas de Transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las Subestaciones o barras base. Luego a través de la SST, compuesto por Líneas de Transmisión de alta, tensión, la energía eléctrica es transportada a las Subestaciones donde se alimentan las redes de distribución.

La LCE establece que las actividades de generación y/o de transmisión que pertenece al Sistema Principal de Transmisión y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en dicha ley. Están excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados. Dichos actos de concentración se sujetan a un procedimiento de autorización previa ante INDECOPI, establecido en la Ley Antimonopolio y Anti-oligopolio del Sector Eléctrico.



El COES-SINAC, luego de la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS) en octubre de 2000 como consecuencia de la puesta en funcionamiento de la Línea de Transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya, y de acuerdo a la Estadística Anual 2014 publicada por el COES, está constituido, a diciembre de 2014, por 24,816.7 Km de sistemas de transmisión de diferente voltaje que interconectan las regiones del país.

Por otro lado, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832 publicada el 23 de julio de 2006), introdujo cambios tales como el establecimiento de licitaciones para el suministro de electricidad como un mecanismo preventivo para el abastecimiento oportuno de la energía, en virtud del cual las empresas concesionarias de distribución pueden convocar a licitaciones para asegurar el abastecimiento de su demanda futura. A dichas licitaciones puede incorporarse la demanda de Usuarios Libres que así lo soliciten. Adicionalmente, introdujo un cambio en la estructura del COES, incorporando a las empresas distribuidoras y los Usuarios Libres en la Asamblea del COES, permitiendo la participación de estos en el Mercado de Corto Plazo.

Al respecto, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación de los integrantes del COES en el mismo. Inicialmente esta norma entraría en vigencia el 1 de enero de 2014. No obstante, mediante Decreto Supremo N° 032-2012-EM publicado el 30 de agosto de 2012 (i) se prorrogó la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo, (ii) se ordenó al MEM pre-publicar su modificación y, (iii) se suspendió la aprobación de los procedimientos técnicos del COES relacionados con dicho Reglamento hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación del mencionado Reglamento. Si bien el 2 de diciembre de 2015, el MEM pre-publicó un proyecto de nuevo Reglamento, el mismo a la fecha aun no ha sido aprobado.

Según los reportes estadísticos del COES, al 31 de diciembre de 2015 se produjeron aproximadamente 44,542 GWh de energía representando un crecimiento de 6.6% con respecto al año 2014 cuyo valor fue 41,796 GWh. De la energía producida en el 2015, 22,458 GWh (50.4%) fue de origen hidráulico y 21,262 GWh (47.7%) fue de origen térmico.

Grupo Económico – Empresa	Generación SEIN (GWh) en el 2015			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
Endesa – Edegel	3,602.33	3,644.32	0	7,246.65
Endesa – Chinango ⁽¹⁾	1,123.05	0	0	1,123.05
Endesa – Eepsa	0	584.29	0	584.29
ENGIE – ENGIE Energía Perú	990.12	6,182.74	0	7,172.86
Estado – Electroperú	7,169.87	1.94	0	7,171.81
Estado – Egasa	734.91	539.32	0	1,274.23
Estado – Egemsa	985.36	0	0	985.36
Estado – Egesur	87.33	142.5	0	229.82
Estado – San Gabán	796.96	1.31	0	798.27
IC Power – Kallpa Generación	0	5,165.75	0	5,165.75
Duke Energy – Egenor ⁽²⁾	2,207.60	0	0	2,207.60
Duke Energy – Termoselva	0	440.74	0	440.74
Colbún – Fénix Power Perú	0	3,621.05	0	3,621.05
Statkraft – SN Power	1,937.51	0	0	1,937.51
UNACEM – Celepsa	1,172.24	0	0	1,172.24
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	472.19	0	0	472.19
Otras	1,178.47	938.20	821.68	2,938.35
Total	22,457.94	21,262.16	821.68	44,541.78

Fuente: Estadística de Operación COES 2015

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

A marzo de 2016, se produjo aproximadamente 12,087 GWh de energía representando un incremento de 11.7% con respecto al mismo periodo del año 2015, cuyo valor fue de 10,820 GWh. Del total de energía producida a marzo de 2016, 7,046 GWh (58%) son de origen hidráulico y 3,774 GWh (42%) son de origen térmico.

Asimismo, en el 2015, la máxima demanda de potencia fue de 6,275 MW, un incremento de 9.4% con relación al año 2014 cuyo valor fue de 5,737 MW. A continuación, se muestra un cuadro con la Potencia Efectiva por Empresa.

Grupo Económico – Empresa	Potencia Efectiva SEIN (MW) en el 2015			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
Endesa – Edegel	588.3	902.4	0	1,490.7
Endesa – Chinango ⁽¹⁾	194.8	0	0	194.8
Endesa – Eepsa	0	297.8	0	297.8
ENGIE (antes GDF Suez) – ENGIE Energía Perú	254.7	1,600.2	0	1,854.9
Estado – Electroperú	898.2	12.5	0	910.7
Estado – Egasa	175.8	118.3	0	294.1
Estado – Egemsa	188.7	0	0	188.7
Estado – Egesur	34.9	22.9	0	57.8
Estado – San Gabán	113.1	4.1	0	117.2



IC Power – Kallpa Generación	195.1	865	0	1,060.1
Duke Energy – Egenor ⁽¹⁾	358.6	15.7	0	374.3
Duke Energy – Termoselva	0	175.4	0	175.4
Colbún – Fénix Power Peru	0	570	0	570
Statkraft – SN Power	443.8	0	0	272.1
UNACEM - Celepsa	222.5	0	0	222.5
Otras	361.0	758.0	242	1,361.1
Total	4,029.5	5,342.3	242	9,613.8

Información a diciembre 2015

Fuente: Estadística de Operación COES 2015

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

(2) Egenor vendió en marzo de 2014 su C.T. Las Flores a Kallpa Generación.

10.6. Ventas de Empresas de Generación

Los generadores pueden realizar transacciones a precios libremente negociados, a precios resultantes de las licitaciones que convoquen las empresas de distribución o a tarifas establecidas por la autoridad competente según se ha indicado anteriormente. Tales ventas pueden realizarse bajo contratos bilaterales con empresas distribuidoras los cuales serán como máximo a Tarifa en Barra o contratos con empresas distribuidoras producto de Licitaciones o contratos bilaterales con Usuarios Libres, en los cuales los precios a nivel generación son libremente pactados. Asimismo, las empresas generadoras pueden vender su energía a otras empresas de generación en el Mercado de Corto Plazo. Los generadores son libres de determinar las partes con las cuales contratan.

El Reglamento de Usuarios Libres, establece los aspectos generales de contratación que deberán ser considerados por los generadores, en la suscripción de contratos de suministros de energía eléctrica con los Usuarios Libres, dentro de los cuales se encuentran, entre otros: (i) criterios para establecer la barra de referencia de generación correspondiente al punto de suministro; (ii) la obligación de consignar de manera separada los precios por los conceptos involucrados en la prestación del suministro; y (iii) descripción de las condiciones de calidad del suministro en atención a las NTCSE.

En línea con lo establecido en la Ley N° 28832, el 11 de junio de 2011 se publicó el Decreto Supremo N° 027-2011-EM que aprobó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad que regula la participación en este mercado de los Usuarios Libres y Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres. Sin embargo, por Decreto Supremo N° 032-2012 se prorrogó la entrada en vigencia de dicho Reglamento, y se suspendió la aprobación de los Procedimientos Técnicos por parte del COES relacionados con el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad hasta que se culmine con el proceso de revisión y modificación de dicho Reglamento por parte del MEM. Si bien el 2 de diciembre de 2015, el MEM pre publicó un proyecto de nuevo Reglamento, el mismo aún no ha sido aprobado a la fecha.

10.8. Ventas a Usuarios Libres

Los generadores pueden vender electricidad a Usuarios Libres. En estos casos, los precios de la electricidad (energía y potencia) son libremente negociados, pero las tarifas y compensaciones por el uso de las redes de transmisión (tanto de SPT como de SST) y de distribución, de ser el caso, se encuentran sujetas a regulación por OSINERGMIN. Se excluye de dicha regulación de precios las compensaciones por el uso de SST y de distribución acordadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27239, el 25 de diciembre de 1999, que continuarán rigiéndose por sus términos.

Asimismo, OSINERGMIN ha implementado mayor regulación en materia de comercialización de electricidad a Usuarios Libres, mediante Resolución N° 1089-2001-OS/CD, publicada el 9 de julio de 2001, se aprobó el Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Usuarios Libres y mediante Resolución N° 091-2003-OS/CD, publicada el 22 de junio de 2003, se aprobó el Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica. Posteriormente, con el Artículo 14 de la Resolución de OSINERGMIN N° 279-2009-OS-CD, publicado el 19 de diciembre de 2009, se precisa que desde la emisión de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS-CD, han quedado sin efecto los aspectos referidos a los SST, contenidos en la Resolución N° 1089-2001-OS/CD, además debemos señalar que a partir del 2009 los Peajes SST se aplican por Áreas de Demanda y son actualizados al mismo tiempo que se actualizan las Tarifas de Barra.

Como parte de los cargos regulados que se incluyen en las ventas a los Clientes Libres se tienen, entre otros: i) Cargo por Electrificación Rural (Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural), y ii) Cargo del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energética (Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético).

Las ventas a los Usuarios Libres con los cuales el Emisor tiene suscritos contratos se realizan a los precios, términos y condiciones establecidos en los respectivos contratos. En el caso de los nuevos contratos que puedan ser celebrados con Usuarios Libres, el Emisor deberá respetar los criterios mínimos y procedimientos previstos en el Reglamento de Usuarios Libres.

10.9. Transferencia en el Mercado de Corto Plazo



Las transferencias de energía entre generadores efectuadas a través del COES se valorizan al costo marginal de corto plazo. Las transferencias de potencia de punta entre generadores efectuadas por el COES se valorizan a partir del Precio de Potencia de Punta en Barra.

Toda la energía producida conforme al programa de despacho establecido por el COES es inyectada por los generadores al SEIN y retirada del mismo por los generadores para atender a sus clientes (empresas distribuidoras o Usuarios Libres, según sea el caso). Toda la energía inyectada por un generador es valorizada por el COES al costo marginal de corto plazo. Toda la energía retirada por un generador para atender a un cliente asociado a un generador determinado también es valorizada al costo marginal de corto plazo. El COES liquida mensualmente la energía inyectada y retirada por cada generador y retirada por sus respectivos clientes, estableciendo el saldo neto de cada generador por las transferencias de energía efectuadas entre generadores durante tal período. Las sumas a pagar por tales saldos netos son facturadas y cobradas directamente por la respectiva empresa de generación que tenga saldo a su favor y no por el COES.

En lo que respecta a las transferencias de potencia de punta entre generadores, estas son determinadas por el COES mensualmente a partir del balance negativo o positivo que resulte de considerar, de un lado, la capacidad que cada generador garantiza al sistema, dependiente del control de indisponibilidad de las unidades del generador durante el período; y, del otro lado, la demanda de los clientes del generador coincidente con la máxima demanda mensual del sistema.

Cabe mencionar que, de conformidad con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica, podrán participar del Mercado de Corto Plazo, además de los generadores, las empresas distribuidoras para atender a sus Usuarios y los Grandes Usuarios Libres (Usuarios Libres con Potencia Contratada mayor o igual a 10 MW). Sin embargo, como ya se ha mencionado, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo fue postergada hasta el 1 de enero de 2016 condicionada a la culminación del proceso de revisión y modificación de dicho Reglamento. Al respecto, si bien el 2 de diciembre de 2015, el MEM pre publicó un proyecto de nuevo Reglamento, el mismo, a la fecha, aún no ha sido aprobado.

Por otro lado, en el 2008 se presentaron problemas de congestión en el ducto de transporte de gas que afectaron la generación de las diversas unidades del sistema eléctrico que operan con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Por tal motivo, el gobierno dictó durante el año 2008 el Decreto Legislativo N° 1041 que permite que, durante períodos de congestión en el suministro de gas, declarados por el MEM, se pueda redistribuir de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte de gas disponible ya sea entre generadores o entre éstos y clientes industriales. Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 041-2008-EM se reglamentó el artículo 4 del Decreto Legislativo N° 1041, el cual, entre otros aspectos, establece las atribuciones del COES para la determinación de una situación de congestión y regula los supuestos de reasignación del gas y/o la capacidad de transporte de gas natural entre generadores. Adicionalmente, mediante Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM posteriormente ampliada mediante Resolución Ministerial N° 430-2009-MEM/DM, se declaró la congestión hasta el 31 de diciembre de 2009.

Posteriormente, como se mencionó anteriormente se publicó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 y sus ampliaciones, que establece que desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2016 el costo marginal de corto plazo se determinará considerando que no existe restricción en la producción o transporte de gas natural, ni restricción en la transmisión de electricidad, y no podrá ser superior a un valor límite definido por el MEM mediante Resolución Ministerial, siendo esta la forma actual de determinar el CMgl. Actualmente el valor límite establecido es S/ 313.50 por MWh, determinado mediante Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM-DM. Los sobrecostos de las unidades de generación que operen por despacho económico y cuyo costo variable total sea mayor al CMgl son compensados por los usuarios finales vía un cargo adicional al PCSPT.

10.12. Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

Mediante Decreto Supremo N° 020-97-MEM, según ha sido modificado, se aprobó la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y los clientes que operan en el marco de la LCE.

La NTCSE estipula que la misma es de aplicación obligatoria para los suministros sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros sujetos al régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no hayan acordado o no hayan pactado en contrario.

La aplicación de las penalidades y compensaciones establecidas por la NTCSE, en los casos que ello corresponda, recién se inició en octubre de 1999 para las empresas del sector. La NTCSE contempla procedimientos de medición, tolerancias y una aplicación por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación al OSINERGMIN.

El 15 de octubre de 2008, entró en vigencia la Base Metodológica para la aplicación de la NTCSE, aprobada mediante Resolución N° 616-2008-OS/CD y el 10 de enero de 2009 entró en vigencia el Procedimiento para la Supervisión de la NTCSE aprobado mediante Resolución N° 686-2008-OS/CD.

Mediante Decreto Supremo N° 015-2009-EM modificado por el Decreto Supremo N° 059-2009-EM se suspendió temporalmente desde el 23 de agosto de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 el pago de compensaciones según la NTCSE, en caso la mala calidad sea causada por mitigar o superar la congestión de instalaciones de transmisión de electricidad y/o por incrementar el nivel de cortocircuito.



Por otro lado, el Decreto Supremo N° 040-2011-EM, publicado el 20 julio de 2011, dispuso que si en los períodos declarados en situación excepcional por el MEM, conforme a lo previsto en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, o la que la sustituya, se producen deficiencias en la calidad del servicio debido estrictamente a las disposiciones de operación emitidas por el COES, no se aplicarán sanciones y/o compensaciones económicas por la NTCSE.

Mediante Resolución Ministerial N° 529-2013-MEM/DM se dispuso la suspensión del pago de compensaciones por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) al punto de suministro Pucallpa 60 KV del Cliente Regulado Electro Ucayali, declarando en situación excepcional la operación del SEIN entre las S.E. Aguaytia y Pucallpa a partir del 29 de noviembre de 2013 y hasta (i) la puesta en operación de la C.T. reserva fría de 40 MW como generación local (previsto para julio de 2016) o (ii) el reforzamiento de la línea 138 KV Aguaytia – Pucallpa, que incluye la repotenciación de la SE Aguaytia 220/138 kV (previsto para agosto 2016).

Por otro lado, OSINERGMIN informó que mediante Resolución Ministerial N° 292-2013-MEM/DM publicada el 27 de julio de 2013, le ha encargado a ProInversión la licitación de la "Línea de Transmisión 220 KV Friaspata – Mollepata y S.E. Orcotuna 220/60 KV", cuya puesta en operación está prevista para el 19 de diciembre de 2016, con lo cual se superaría la falta de capacidad de transmisión.

Asimismo, mediante carta N° COES/D/DO-386-2015, el COES recomendó suspender mediciones de calidad en las barras del área sur del país, debido al inicio de las pruebas de puesta en servicio del sistema de transmisión Machupicchu – Cotaruse, hasta que se produzca la integración completa de todos los equipos del proyecto, y el COES emita un pronunciamiento sobre las Nuevas Tensiones de Operación en esta zona.

El 11 de setiembre de 2010 se aprobó el Decreto Supremo N° 057-2010-EM, por el cual se modificó el numeral 3.5 de la NTCSE, estableciéndose las bases del procedimiento de asignación de responsabilidad, así como obligaciones y supuestos de responsabilidad por infringir la norma.

El 20 de mayo de 2012 fue aprobado el Procedimiento Técnico 40 "Procedimiento para la aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE", publicado mediante la Resolución Ministerial N° 237-2012-MEM/DM. En este nuevo procedimiento se establecen los criterios para el proceso de análisis de los eventos que ocasionan transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, a fin que el COES asigne responsabilidades por dichas transgresiones conforme a la NTCSE. Asimismo, se establecen los requerimientos de información para determinar los resarcimientos a ser pagados por los responsables, correspondientes a las compensaciones conforme a los criterios fijados en la NTCSE y su base metodológica.

La NTCSE, en lo que respecta al Emisor, estipula determinados indicadores de calidad de producto (tensión, frecuencia y perturbaciones) y de calidad de servicio (interrupciones) aplicables tanto a sus actividades de generación como de transmisión de electricidad, en la medida que esté obligado a permitir el uso de sus sistemas de transmisión.

En el caso del Emisor, la NTCSE es de aplicación muy limitada en la relación con sus Usuarios Libres por cuanto en los contratos respectivos se incluyen estipulaciones sobre sanciones y compensaciones por interrupciones y mala calidad de servicio, estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros. Sin embargo, por su condición de titular de instalaciones de transmisión de sistemas secundarios, en algunos casos el Emisor presta servicios de transmisión a terceros bajo el esquema regulado de acceso abierto respecto de los cuales es de aplicación la regulación de la NTCSE "Compensaciones por Interrupciones y Mala Calidad de Servicio", estando limitada la responsabilidad del Emisor por la NTCSE en los casos que permita el uso de sus sistemas de transmisión por terceros.



11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos

(Ver página 84 del Prospecto Marco)

ENGIE no es parte de ningún proceso o procedimiento judicial, administrativo o arbitral que de ser resuelto en contra de sus intereses pudieran implicar una contingencia económica que en opinión de la gerencia de ENGIE pueda afectar de manera significativa y adversa sus resultados.

Sin perjuicio de ello, al 31 de marzo de 2016 el Emisor tiene los siguientes procesos materiales:

Situaciones contingentes del sector energía

Proceso seguido por el Emisor contra el COES - SINAC para la no asignación de los retiros de potencia y energía sin respaldo contractual en los años 2004, 2005, 2006 y 2007 efectuados por las empresas distribuidoras de electricidad.

La etapa probatoria del mencionado arbitraje ha concluido. El 16 de julio de 2014 se llevó a cabo la Audiencia de Informes Orales. La única actuación pendiente en el arbitraje, antes de la emisión del Laudo, consiste en la resolución que deberá emitir el Tribunal Arbitral fijando plazo para laudar.

Cabe informar que todavía continúa vigente la medida cautelar concedida el 11 de julio de 2005 a favor del Emisor por el Cuarto Juzgado Civil de Lima en el Expediente N° 27772-05, que ordenó al COES - SINAC no asignar al Emisor los retiros de potencia y energía efectuados por las empresas distribuidoras sin respaldo contractual.

El Emisor provisionó un importe de S/ 4.2 millones (equivalentes a US\$ 1.3 millones aproximadamente), los cuales han sido reconocidos por el Emisor al 31 de marzo de 2016 (US\$ 1.2 millones al 31 de diciembre de 2015), en caso de obtener un resultado adverso en el arbitraje. Esta provisión se efectuó considerando la diferencia entre, de ser el caso, lo que el Emisor podría recibir de las empresas de distribución por la venta de electricidad (correspondiente a los retiros sin contrato) valorizado a tarifa en barra, menos tal electricidad valorizada al costo marginal.



12. Información Financiera Seleccionada del Emisor

(Ver página 85 del Prospecto Marco)

La información financiera seleccionada ha sido obtenida de los estados financieros auditados del Emisor y de las notas explicativas correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2015, así como de los estados financieros trimestrales no auditados al 31 de marzo de 2015 y 2016. Los estados financieros del Emisor a diciembre de 2014 y 2015 han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte. Los estados financieros a marzo de 2015 y 2016 no han sido auditados, aunque en opinión de la administración del Emisor, presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera del Emisor a dicha fecha. Los estados financieros han sido elaborados conforme a las NIIF y se encuentran adjuntos como Anexos II y III en el presente documento.

Para una discusión de la administración del Emisor acerca del resultado de sus operaciones y su situación financiera, es importante que el potencial inversionista en los Bonos revise la sección "Análisis y discusión de la administración acerca del resultado de las operaciones y de la situación económica y financiera".

12.1. Información de los Estados Financieros

Información de los Estados de Resultados

Cifras en Miles de Dólares	Por los 12 meses terminados el 31 de diciembre de		Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Ingresos	713,722	618,881	198,217	170,402
Costo de Ventas	-417,290	-353,812	-115,230	-92,613
Utilidad Bruta	296,432	265,069	82,987	77,789
Margen Bruto (%)	41.5%	42.8%	41.9%	45.7%
Gastos Administrativos	-23,079	-24,636	-4,033	-5,287
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-4,382	-2,129	708	111
Utilidad Operativa	268,971	238,304	79,662	72,613
Margen Operativo (%)	37.7%	38.5%	40.2%	42.6%
Gastos Financieros (Neto)	-36,301	-39,539	-6,552	-9,125
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	232,670	198,765	73,110	63,488
Impuesto a la Renta	-51,214	-61,197	-20,074	-9,153
Utilidad Neta	181,456	137,568	53,036	54,335
Margen Neto (%)	25.4%	22.2%	26.8%	31.9%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Información de los Estados de Situación Financiera

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de diciembre de	Al 31 de marzo de
----------------------------	-----------------------	-------------------



	2015	2014	2016	2015
Efectivo y Equivalente	52,181	28,530	71,020	26,294
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	100,091	79,047	100,503	81,383
Impuesto a las Ganancias	3,957	-	8,357	0
Inventarios	56,152	82,770	60,169	80,632
Gastos Pagados por Anticipado	8,139	7,141	5,795	6,211
Total Activos Corrientes	220,520	197,488	245,844	194,520
Gastos Pagados por Anticipado	33,849	30,475	35,708	32,897
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,673,005	1,380,136	1,722,821	1,465,040
Activos Intangibles	394	512	413	531
Otros Activos No Corrientes	125,716	114,769	130,276	117,636
Total Activos No Corrientes	1,832,964	1,525,892	1,889,218	1,616,104
Total Activos	2,053,484	1,723,380	2,135,062	1,810,624
Pasivos Financieros	244,270	192,200	260,434	198,127
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	60,377	39,942	46,672	33,167
Otros Pasivos Corrientes	32,812	29,954	57,540	50,566
Total Pasivo Corriente	337,459	262,096	364,646	281,860
Pasivos Financieros	709,632	615,536	729,650	651,120
Otros Pasivos No Corrientes	135,573	109,390	144,220	106,510
Total Pasivo No Corriente	845,205	724,926	873,870	757,630
Total Pasivos	1,182,664	987,022	1,238,516	1,039,490
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	572,335	454,959	600,948	489,653
Otras Cuentas del Patrimonio	43,484	26,398	40,597	26,480
Total Patrimonio	870,820	736,358	896,546	771,134
Total Pasivo y Patrimonio	2,053,484	1,723,380	2,135,062	1,810,624

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Indicadores Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por el periodo terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo terminado el 31 de marzo de	
	2015	2014	2016	2015
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.65x	0.75x	0.67x	0.69x
Prueba Ácida	0.46x	0.41x	0.49x	0.38x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.36x	1.34x	1.38x	1.35x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.51x	0.53x	0.51x	0.52x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	8.8%	8.0%	8.4%	8.5%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	20.8%	18.7%	20.1%	19.9%

Fuente: Estados Financieros Anuales Auditados e Intermedios No Auditados de ENGIE

Prueba Corriente	Total Activo Corriente / Total Pasivo Corriente
Prueba Ácida	(Total Activo Corriente – Existencias – Gastos Pagados por Anticipado) / Total Pasivos Corrientes
Endeudamiento Patrimonial	Total Pasivo / Total Patrimonio
Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo No Corriente / (Inmuebles, Maquinaria y Equipo, Neto + Activos Intangibles)
Rentabilidad sobre Activos	Utilidad Neta LTM / Total Activo
Rentabilidad sobre Patrimonio	Utilidad Neta LTM / Total Patrimonio



13. Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera

(Ver página 87 del Prospecto Marco)

13.1. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2014 y 2015

Ingresos Operativos

Las ventas netas de energía eléctrica registradas por el Emisor al cierre del 2015 ascendieron a US\$ 713.7 millones, 15.3% mayor respecto al 2014 (US\$ 618.9 millones). Este incremento se debió principalmente a nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como mayor peaje de conexión del sistema principal de transmisión.

Costo de Ventas

En el 2015 el costo de ventas ascendió a US\$ 417.3 millones, mayor en 17.9% respecto al 2014 (US\$ 353.8 millones). Este incremento se debe principalmente por mayores compras de energía, potencia y peaje por los nuevos clientes y un mayor consumo de combustibles (Diésel y Carbón) debido a una mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo.

Gastos de Administración

Los gastos de administración en el 2015 ascendieron a US\$ 23.1 millones, 6.3% menor a los registrados en el 2014 (US\$ 24.6 millones), ello debido principalmente a menores gastos por servicios, asesorías y otros gastos de gestión.

Gastos e Ingresos Financieros

En el 2015, los ingresos financieros (US\$ 0.3 millones) fueron 27.2% menor respecto a los del 2014 (US\$ 0.4 millones), debido principalmente a menores ingresos producto del efecto de los contratos swaps de moneda y tasa de interés suscritos con bancos locales.

Los gastos financieros del 2015 (US\$ 30.5 millones) disminuyeron en 17.1% respecto al año anterior (US\$ 36.9 millones), debido principalmente a menores gastos por intereses relacionados a arrendamientos financieros y bonos corporativos (5ª Emisión del Programa de Bonos Corporativos cancelado en junio de 2014).

Otros ingresos y otros gastos

En el 2015, los otros gastos (neto) (US\$ 4.4 millones) aumentaron respecto a los del 2014 (US\$ 2.1 millones), debido principalmente, a que, durante el 2014 se recibieron ingresos por: (i) reembolso del seguro por siniestros por US\$ 0.1 millones, y (ii) penalidades a contratistas por el monto de US\$ 0.5 millones.

Utilidad Neta

La ganancia neta del ejercicio 2015 fue de US\$ 181.5 millones, 31.9% mayor a la del 2014 (US\$ 137.6 millones). La utilidad básica por acción común en el 2015 fue de US\$ 0.302 frente a US\$ 0.271 en el 2014.

Endeudamiento

Durante el 2015, el Emisor ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- Por acuerdo de Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 11 de junio de 2015 se aprobó el registro del tercer programa de emisión de bonos corporativos, hasta por un monto total en circulación de US\$ 500 millones o su equivalente en Soles, registrado ante la SMV con fecha 30 de octubre de 2015. El propósito de este programa de emisión, es tener una alternativa de financiamiento para (i) capital de trabajo; (ii) solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor; (iii) reestructuración de los pasivos del Emisor; (iv) otros usos corporativos; y/o (v) aquellos otros fines que se establezcan en los respectivos documentos complementarios.
- Durante los meses de noviembre y diciembre de 2015, se suscribieron contratos por préstamos de corto plazo por un total de US\$ 120 millones para financiar capital de trabajo, con vencimientos entre mayo y diciembre 2016.
- En diciembre de 2015, se suscribió un préstamo de largo plazo por S/ 237.7 millones, otorgado por el Scotiabank del Perú S.A.A., con vencimiento en diciembre de 2017, que fue utilizado para cancelar el arrendamiento financiero suscrito en junio 2013 con dicho banco, el cual sirvió para financiar parte de la construcción de la Central Hidroeléctrica Quitaracsa.

Al 31 de diciembre del 2015, la deuda financiera fue de US\$ 953.9 millones y se encuentra detallada en la nota 16 de los Estados Financieros Auditados del Emisor al 31 de diciembre de 2015.



13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2015 y 2016

El siguiente análisis de la gerencia del Emisor sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones deberá ser leído conjuntamente con los estados financieros del Emisor y las notas que los acompañan, y con la demás información incluida en otras secciones de este documento. Los estados financieros han sido elaborados de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú.

Ingresos Operativos

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2016	2015
Ventas de energía, potencia y peajes	196,177	169,783
Otros Ingresos	2,040	619
Total	198,217	170,402

Los ingresos totales registrados durante el primer trimestre de 2016 ascendieron a US\$ 198.2 millones, mayor en 16% respecto al mismo periodo del año anterior (US\$ 170.4 millones) debido principalmente por mayor demanda y nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como mayor peaje de conexión del sistema principal de transmisión (cargos adicionales del SEIN).

Durante el primer trimestre de 2016, las ventas a clientes libres y regulados representaron el 45.4% y 54.6% respectivamente (43.5% y 56.5% para el mismo periodo de 2015). Asimismo, las ventas a SPCC representaron el 22.5% (28.0% para el 2015), mientras que las ventas para Antamina representaron el 8.7% (9.9% para el 2015) sobre el total de ventas.

Costo de Ventas

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2016	2015
Compra de energía, potencia y peajes	38,390	34,952
Consumo de combustibles	48,176	34,022
Otros costos de generación	28,664	23,639
Total	115,230	92,613

Durante el primer trimestre de 2016, el costo de ventas ascendió a US\$ 115.2 millones, mayor en 24% respecto al mismo periodo de 2015 (US\$ 92.6 millones). Este incremento es originado principalmente por mayores compras de energía, potencia y peaje por la mayor demanda y los nuevos clientes además de un mayor consumo de combustibles (Diésel y carbón) originado por la mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo.

Gastos de Administración

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2016	2015
Cargas de personal	2,300	3,397
Servicios prestados por terceros	1,178	1,178
Otros gastos de gestión	555	712
Total	4,033	5,287

Los gastos de administración en el primer trimestre de 2016, ascendieron a US\$ 4.0 millones, menor en 24% respecto al mismo periodo de 2015 (US\$ 5.3 millones). Esta disminución se debe principalmente a los menores gastos relacionados a cargas de personal.



Gastos e Ingresos Financieros

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2016	2015
Intereses en depósitos	74	32
Otros ingresos financieros	49	20
Ganancia neta por instrumentos derivados	882	130
Total	1,005	182

Los ingresos financieros durante el primer trimestre de 2016 ascendieron a US\$ 1.0 millones, mayores a los generados en el mismo periodo de 2015 (US\$ 0.2 millones), originado principalmente por los mayores ingresos producto del efecto de los contratos forwards y swaps de moneda y tasa de interés, suscritos con bancos locales.

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2016	2015
Intereses	9,428	7,792
Otros gastos financieros	5	12
Diferencia en Cambio Neta (Ingreso) Gasto	-1,876	1,503
Total	7,557	9,307

Los gastos financieros del primer trimestre de 2016 ascendieron a US\$ 7.6 millones, 19% menor respecto de los registrados en el mismo periodo de 2015 (US\$ 9.3 millones). Esta disminución se debe principalmente al efecto neto de: (i) un mayor gasto por intereses relacionados a préstamos bancarios; (ii) menores gastos por intereses relacionados a arrendamientos financieros (C.T. Ilo31 - Reserva Fria y C.T. ChilcaUno - Ciclo Combinado); y (iii) ingreso por efecto de variación de tipo de cambio.

Impuesto a la Renta

El Impuesto a la Renta del primer trimestre de 2016 ascendió a US\$ 20.1 millones, mayor al generado en el mismo periodo del 2015 (US\$ 9.2 millones). La variación es originada por el efecto del ingreso reconocido en el Impuesto a la Renta Diferido en el primer trimestre de 2015 (US\$ 9.4 millones), esto debido al cambio de tasa en la determinación del Impuesto a la Renta (28% para los años 2015 y 2016, 27% para los años 2017 y 2018, y 26% para los años 2019 en adelante) promulgado por Ley por el gobierno peruano el 31 de diciembre de 2014.

Utilidad Neta

La utilidad neta del primer trimestre de 2016 ascendió a US\$ 53.0 millones, 2% menor respecto del mismo periodo de 2015 (US\$ 54.3 millones).

Endeudamiento

La composición de la deuda financiera es la siguiente:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de	
	mar-16	dic-15
Préstamos de Corto Plazo	121,276	118,251
Préstamos de Largo Plazo*	162,575	169,733
Arrendamiento Financiero ChilcaUno - Ciclo Combinado	160,455	171,152
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo31 - Reserva Fria	107,936	116,238
Arrendamiento Financiero Nodo Energético	240,745	194,764
Arrendamiento Financiero ChilcaDos	72,699	61,221
Bonos Corporativos	124,398	122,543
Total Deuda	990,084	953,902

* Incluye operaciones de financiamiento a plazos mayores a un (1) año.

Al 31 de marzo de 2016, el endeudamiento de largo plazo del Emisor representa el 88% del total de la deuda financiera. La deuda financiera a tasas fijas representa el 78% del total de la deuda financiera y el 89% del total de la deuda financiera de largo plazo.



ENGIE mantiene una clasificación de riesgo de sus instrumentos de deuda (Bonos Corporativos) de AAA y de sus acciones comunes (ENGIEC1), emitidas por dos clasificadoras de riesgo autorizadas por la SMV, dichas categorías corresponden a las de más alto nivel de solvencia, estabilidad y capacidad de pago.

13.3. Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera

Contabilidad

A la fecha de preparación de la presente Actualización N° 1 del Prospecto Marco, y durante los últimos dos (2) años, no se han producido cambios en los responsables de la elaboración y revisión de la información financiera de ENGIE, ni en los auditores externos.

El señor Jaime Dioses, Contador General de la sociedad que tiene a su cargo la contabilidad de la Compañía, tiene más de dos (2) años en dicho cargo; mientras, que los auditores externos son Gris y Asociados S. Civil de R.L. (antes Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L.), (miembro de Deloitte Touche Tohmatsu, desde el año 2001.



Anexo I – Adenda N° 1 al Contrato Marco de Emisión



Anexo II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2014 y 2015

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros auditados individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2014 y 2015, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.



Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor al 31 de marzo de 2015 y 2016

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros no auditados individuales del Emisor al 31 de marzo de 2015 y 2016, enviados por el Emisor al Registro Público del Mercado de Valores, los cuales mantienen su plena validez y vigencia.



Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young



Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo