

Actualización N° 2 del PROSPECTO MARCO

La presente Actualización N° 2 del Prospecto Marco ("Actualización N° 2") debe ser leída conjuntamente con el Prospecto Marco de fecha 28 de octubre de 2015 ("Prospecto Marco"), la Actualización N° 1 ("Actualización N° 1") de fecha 13 de junio de 2016 (en adelante, el Prospecto Marco, la Actualización N° 1 y la presente Actualización N° 2 se denominan conjuntamente el "Prospecto Marco") y el prospecto complementario 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° 2 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 presente Actualización N° 2 del Prospecto Marco debe leerse conjuntamente con el Prospecto Marco, la Actualización N° 1, 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, así como la Sección "Factores de Riesgo" en la página 8 de la Actualización N° 1 del Prospecto Marco, las cuales contienen una discusión de ciertos factores de riesgo que deberían ser considerados por los potenciales adquirientes de los Bonos ofrecidos.



Entidad Estructuradora



Bolsa

Agente Colocador



Scotiabank

Representante de los Obligacionistas

ESTA ACTUALIZACIÓN N° 2 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 ELA 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° 2 del Prospecto Marco es el 22 de junio 2017

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Esta Actualización N° 2 contempla los cambios posteriores a la emisión del Prospecto Marco y su Actualización N° 1, por tanto la Actualización N° 2 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 las correspondientes Prospectos Complementarios de las 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 apropiado de acuerdo con las circunstancias, que los lleva a considerar que la información proporcionada por el Emisor, o en su caso, incorporado 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° 2 del Prospecto Marco se rige por la Ley y el Reglamento y sus normas modificatorias y complementarias.

Quien desee adquirir las 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 las Bonos presupone la aceptación por el suscriptor o comprador de todas las 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 la que cualquier persona interesada en adquirir las 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 Balsa News en la dirección de Internet: www.bvl.com.pe a partir de su inscripción en el RPMV de la SMV.

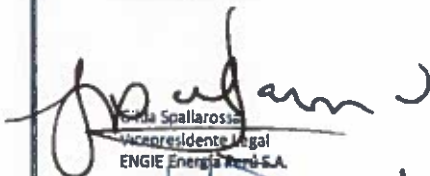
El Emisor declara haber cumplido con lo dispuesto por la normatividad aplicable para efectos de la validez, y, según sea el caso, oponibilidad de los derechos que confieran las Bonos a ser vendidos en virtud de la presente Actualización N° 2 del Prospecto Marco.



Michel Gantois
Gerente General
ENGIE Energía Perú S.A.



Michel Gantois
Gerente General, en representación del principal
funcionario de finanzas
ENGIE Energía Perú S.A.



Silvia Spallarossa
Vicepresidenta 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.



Rodrigo Mejía Galarreta
Entidad Estructuradora
Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.



Alonso Miranda Vargas
Asesor Legal del Estructurador
Estudio Echecopar



Andrés Juan-Veng Cabrejo
Asesor Legal del Emisor
Estudio Muñiz, Ramírez, Pérez-Talman & Olaya Abogados



Tabla de Contenido

2. Resumen Ejecutivo y Financiero	5
2.9. Resumen de la Información Financiera	5
3. Factores de Riesgo	7
3.1. Factores de Riesgo asociados al País	7
3.1.4 Riesgo de Control Cambiario y Fluctuaciones Cambiarias.....	7
3.2. Factores de Riesgo relacionados al Negocio	7
3.2.1. Riesgo Comercial	7
3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible	8
3.2.8. Riesgo Crediticio.....	8
3.2.10 Riesgo por Compromisos.....	9
3.2.11. Riesgo por Uso de Instrumentos Financieros Derivados	9
6. Descripción del Programa.....	11
6.6. Relación con Otros Valores del Emisor.....	11
6.8. Clasificación de Riesgo	11
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
8. Descripción de Operaciones y Desarrollo.....	15
8.1. Descripción del Emisor	15
8.2. Estrategia	15
8.3. Contratos de Suministro de Electricidad con Clientes (Libres y Regulados).....	15
8.4. Principales Activos de ENGIE	17
8.5. Principales Proyectos en Construcción de ENGIE.....	20
8.6. Ventas de Energía y Potencia	20
8.7. Relación entre ENGIE y el Estado Peruano	21
8.8. Políticas o Planes de Inversión	24
8.9. Relación Económica con Otras Empresas en Razón de Préstamos o Garantías que Comprometan más del 10% del Patrimonio de ENGIE 24	
8.10. Personal de la Empresa	25
9. Administración.....	26
9.1. Directorio	26
9.3. Principales Ejecutivos(*).....	26
9.4. Vinculación entre Miembros del Directorio y la Plana Gerencial	26
9.5. Directores Independientes/Dependientes	26
10. Análisis del Sector y su Regulación	28
10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico	28
10.3. Estructura del Sector Eléctrico	28
11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos	30
12. Información Financiera Seleccionada del Emisor	31
12.1. Información de los Estados Financieros	31



13. Análisis y Discusión de la Administración acerca del Resultado de las Operaciones y de la Situación Económica y Financiera.....	33
13.1. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2016 y 2015	33
13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2017 y 2016	33
13.3. Cambios en los Responsables de la Elaboración y Revisión de la Información Financiera	35
Anexo II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2015 y 2016	36
Anexo III - Estados Financieros No Auditados Individuales del Emisor al 31 de marzo de 2016 y 2017	37
Anexo IV - Informe Tributario Ernst & Young	38
Anexo V - Informes de Clasificación de Riesgo	39



2. Resumen Ejecutivo y Financiero

(Página 13 del Prospecto Marco)

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° 2 del Prospecto Marco.

La información financiera seleccionada fue obtenida de los Estados Financieros auditados de ENGIE correspondientes al 31 de diciembre de 2015 y 2016, y de situación al 31 de marzo de 2016 y 2017.

La información presentada deberá leerse conjuntamente con los Estados Financieros auditados y no 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 2015 y 2016 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				
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	
	2016	2015	2017	2016
Ingresos	747,652	713,722	200,571	198,217
Costo de Ventas	-465,747	-417,290	-106,735	-115,230
Utilidad Bruta	281,905	296,432	93,836	82,987
Margen Bruto (%)	37.70%	41.50%	41.90%	41.90%
Gastos Administrativos	-20,991	-23,079	-4,457	-4,033
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-17,655	-4,382	283	708
Utilidad Operativa	243,259	268,971	89,662	79,662
Margen Operativo (%)	32.50%	37.70%	44.70%	40.20%
Gastos Financieros (Neto)	-32,634	-36,301	-7,749	-6,552
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	210,625	232,670	81,913	73,110
Impuesto a la Renta	-79,121	-51,214	-26,888	-20,074
Utilidad Neta	131,504	181,456	55,025	53,036
Margen Neto (%)	17.60%	25.40%	27.40%	26.80%

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	
	2016	2015	2017	2016
Efectivo y Equivalente	28,259	52,181	58,697	71,020
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	126,399	100,091	107,356	100,503
Impuesto a las Ganancias	27,481	3,957	30,094	8,357
Inventarios	83,253	56,152	83,237	60,169
Gastos Pagados por Anticipado	9,113	8,139	9,300	5,795
Total Activos Corrientes	274,505	220,520	288,684	245,844
Gastos Pagados por Anticipado	38,789	33,849	42,610	35,708
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,830,531	1,673,005	1,828,502	1,722,821
Activos Intangibles	431	394	426	413
Otros Activos No Corrientes	99,480	125,716	108,831	130,276
Total Activos No Corrientes	1,969,231	1,832,964	1,980,369	1,889,218
Total Activos	2,243,736	2,053,484	2,269,053	2,135,062
Pasivos Financieros	285,463	244,270	273,950	260,434
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	50,592	60,377	54,280	46,672
Otros Pasivos Corrientes	30,442	32,812	44,131	57,540
Total Pasivo Corriente	366,497	337,459	372,361	364,646
Pasivos Financieros	723,983	709,632	688,692	729,650
Otros Pasivos No Corrientes	202,283	135,573	217,287	144,220
Total Pasivo No Corriente	926,266	845,205	905,979	873,870
Total Pasivos	1,292,763	1,182,664	1,278,340	1,238,516
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	648,717	572,335	684,990	600,948
Otras Cuentas del Patrimonio	47,255	43,484	50,722	40,597
Total Patrimonio	950,973	870,820	990,713	896,546
Total Pasivo y Patrimonio	2,243,736	2,053,484	2,269,053	2,135,062

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	
	2016	2015	2017	2016
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.65x	0.78x	0.67x
Prueba Ácida	0.50x	0.46x	0.53x	0.49x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.36x	1.36x	1.29x	1.38x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.51x	0.51x	0.50x	0.51x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	5.90%	8.80%	5.90%	8.40%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	13.80%	20.80%	13.50%	20.10%

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

(*) Información de los últimos doce meses.

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

(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 sus respectivas actualizaciones, 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, como fue el caso del último año. 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.

Dado que el negocio de ENGIE se desarrolla en Dólares, con los ingresos en dicha moneda o indexados a ésta, ENGIE está poco expuesta a riesgos ante fuertes devaluaciones. Sin embargo, no se puede asegurar que dicha estructura se mantenga en el futuro.

Al 31 de marzo de 2017, el 46% de los ingresos del Emisor son en Dólares y el restante en Soles; sin embargo, la mayoría de los ingresos en Soles se encuentran indexados al tipo de cambio por lo cual la exposición del Emisor a variaciones de tipo de cambio es reducida. A la misma fecha, la ganancia (neta) por diferencia en cambio en el Estado de Resultados fue de US\$ 3,414 miles y se explica principalmente por las cuentas de balance que se originan en Soles. Adicionalmente, para controlar o mitigar potenciales impactos negativos consecuencia de variaciones del tipo de cambio se aplican instrumentos derivados para la fijación del tipo de cambio (forwards y swaps 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 (Clientes Libres y Clientes Regulados).

En este sentido, debe tenerse en cuenta la posibilidad de que Clientes 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 nuevas empresas de generación que pudieran instalarse en el futuro.

Es importante mencionar que la política comercial de ENGIE se enfoca en reducir la exposición de la compañía al mercado de corto plazo. Por este motivo, al mantener un portafolio eficiente contratado, variaciones en el mercado de corto plazo tienen efectos limitados en sus resultados.

A marzo de 2017, las ventas a Clientes Libres y Clientes Regulados representaron el 61.3% y 38.7%, respectivamente, de acuerdo a los Estados Financieros de ENGIE reportados a la misma fecha. A dicho mes, los principales clientes de la empresa son SPCC (23.0% sobre el total de ventas), Enel Distribución (15.9% sobre el total de ventas), Luz del Sur (11.4% sobre el total de ventas), Las Bambas (10.7% sobre el total de ventas) y Antamina (8.2% sobre el total de ventas). Todos los mencionados clientes son empresas de reconocido prestigio y con una alta calidad crediticia.



El Emisor ha implementado una política comercial que busca diversificar su base de clientes. Adicionalmente, durante los últimos años el Emisor entró en un ciclo expansivo, culminando exitosamente importantes proyectos, que reciben una remuneración fija, como Ilo31 (Reserva Fría) e Ilo 41 (Nodo Energético). Estos factores le han permitido reducir el impacto de la finalización de contratos comerciales.

Por otro lado, actualmente el mercado está experimentando una reducción en sus precios y la flexibilización de las condiciones comerciales debido principalmente a la reducción del ritmo de crecimiento proyectado de la demanda de electricidad en el país, lo que ha originado un exceso temporal de oferta de energía.

Como consecuencia de la caída de los precios de los contratos de suministro, en el año 2016 se dio un fenómeno de migración de Clientes Regulados a Clientes Libres. Este fenómeno se evidenció en los resultados de la compañía del 2016 debido a una menor toma de carga de las empresas distribuidoras que fue parcialmente compensado por nuevos contratos de ENGIE. Aunque es posible que durante el 2017 este fenómeno pueda continuar, debido a las políticas implementadas por la empresa los impactos esperados no son significativos.

En el contexto actual, es importante precisar que en algunos contratos de suministro con Clientes Libres del Emisor existen cláusulas de resolución unilateral a favor del cliente, pero sujeta 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.

Adicionalmente, como en otros mercados, debe considerarse la posibilidad de nuevos generadores o nuevos proyectos al sistema eléctrico. En este caso, 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, 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.

3.2.4. Riesgo de Suministro de Combustible

Al 31 de marzo de 2017, existen más de 3,760 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.

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 el 01 de octubre de 2017 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° 2, 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 firme de gas con Transportadora de Gas del Perú (TGP) hasta enero del 2024, por 3'942,315 m³std/día; desde febrero 2024 hasta diciembre 2030, por 2'476,452 m³std/día; desde enero 2031 hasta marzo 2033, por 588,747 m³std/día y un contrato interrumpible hasta enero 2024 por 507,154 m³std/día; desde febrero 2024 hasta febrero 2031, por 1,973,017 m³std/día; y (iii) contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y Callao (Cálida) 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.

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 2017, el emisor cuenta con 52 clientes, incluyendo clientes libres y regulados, y 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 2017, el Emisor ha otorgado las siguientes garantías (cartas fianzas bancarias):

Beneficiario	Monto US\$	Emisión	Vencimiento	Concepto
Ministerio de Energía y Minas	4,500,000	19/06/2016	19/06/2017	ILO31 - Garantía operación a partir de COD
Activos Mineros S.A.C.	10,000,000	02/09/2016	06/09/2017	Yuncan - Derecho de usufructo y Aportes periódicos
Activos Mineros S.A.C.	2,000,000	02/09/2016	06/09/2017	Yuncan - Fiel Cumplimiento Contrato de Usufructo
Ministerio de Energía y Minas	27,500,000	10/10/2016	31/10/2017	Ilo41 - FC Contrato de compromiso de inversión
Ministerio de Energía y Minas	50,000	07/11/2016	07/11/2017	Intipampa - Concesión Líneas de Transmisión
Ministerio de Energía y Minas	12,323	16/12/2016	16/12/2017	Desarrollo - FC estudios de generación Punta Lomitas Sur
Ministerio de Energía y Minas	12,323	16/12/2016	16/12/2017	Desarrollo - FC estudios de generación Punta Lomitas Norte
Ministerio de Energía y Minas	12,323	16/12/2016	16/12/2017	Desarrollo - FC estudios de generación Pampa Lomitas
Ministerio de Energía y Minas	10,000,000	27/01/2017	09/11/2017	Intipampa - Fiel cumplimiento ejecución de proyecto

Fuente: ENGIE

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 2 no existen indicios de ningún hecho o incumplimiento que pudiera dar lugar a la ejecución de las garantías antes mencionadas. No obstante, no es posible asegurar que estas garantías no se ejecutarán durante la vigencia de los bonos y/o del programa.

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 Vicepresidente de Finanzas, el Gerente de Finanzas Corporativas & Relaciones con Inversionistas 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 2017, 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 y Tercer 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. A marzo 2017 se tienen los siguientes SWAP vigentes:



Institución Financiera	Bonos	Monto Emisión (S/ 000)	Tasa de Interés	Monto Pactado (US\$ 000)	SWAPS		Vencimiento
					Tasa de Interés	Tipo de Cambio Fijado	
Citibank	1 ^{er} Programa - Primera emisión	120,700	6.81%	40,000	5.76%	3.0175	30/11/2017
Citibank	1 ^{er} Programa - Segunda emisión	84,105	7.19%	29,973	6.17%	2.8060	09/06/2018
BBVA Continental	1 ^{er} Programa - Séptima emisión	42,420	7.59%	15,043	5.97%	2.8199	03/12/2020
BCP	3 ^{er} Programa - Primera emisión	250,000	7.13%	76,324	3.38%	3.2755	23/06/2026

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



6. Descripción del Programa

(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, la Actualización N° 1, la presente Actualización N° 2, 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.

6.6. 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° 2, el Emisor tiene otros valores inscritos en el RPMV de la SMV. Dichos valores son (i) acciones con derecho a voto, ENGIEC1, por 601'370,011 acciones en circulación, (ii) seis Emisiones pertenecientes al Primer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A. (se realizaron siete emisiones bajo este Programa, de las cuales la quinta y cuarta emisión vencieron en junio de 2014 y junio 2016, respectivamente) y (iii) una Emisión perteneciente al Tercer Programa de Bonos Corporativos del ENGIE Energía Perú S.A. 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
May-2016	8.63	8.65	8.65	8.63
Jun-2016	8.40	8.40	8.40	8.40
Jul-2016	8.49	8.50	8.50	8.49
Ago-2016	9.55	9.50	9.55	9.50
Set-2016	10.00	10.00	10.00	10.00
Oct-2016	9.55	9.52	9.55	9.52
Nov-2016	8.37	8.50	8.55	8.37
Dic-2016	9.07	9.00	9.07	9.00
Ene-2017	8.97	8.97	8.97	8.97
Feb-2017	8.90	8.90	8.90	8.90
Mar-2017	8.21	8.20	8.21	8.20
Abr-2017	8.02	8.02	8.02	8.02
May-2017	7.85	7.85	7.85	7.85

Fuente: Bolsa de Valores de Lima – a abril de 2017, datos a última fecha del mes

Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A.

Programa	Emisión	Serie	Fecha Emisión	Monto de Emisión	Amortización	Interés	Plazo	Fecha de Redención
Primer Programa	Primera	A	30-nov-07	S/. 120'700,00	Bullet	6.81250%	10 años	30-nov-17
Primer Programa	Segunda	A	09-jun-08	S/. 84'105,000	Bullet	7.18750%	10 años	09-jun-18
Primer Programa	Tercera	A	09-jun-08	US\$ 10'000,000	Bullet	6.31250%	20 años	09-jun-28
Primer Programa	Sexta	A	03-dic-10	US\$ 25'000,000	Bullet	6.50000%	15 años	03-dic-25
Primer Programa	Séptima	A	03-dic-10	S/. 42'420,000	Bullet	7.59375%	10 años	03-dic-20
Tercer Programa	Primera	A	23-jun-16	S/. 250,000,000	Bullet	7.12500%	10 años	23-jun-26

Fuente: ENGIE

6.8. Clasificación de Riesgo

De conformidad con los requerimientos de la clasificación, las empresas clasificadoras Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C., en su comité de fecha 11 de mayo de 2017, y Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A., en su comité de fecha 25 de mayo de 2017, acordaron clasificar al Programa de la manera que se indica a continuación:



Entidad Calificadora	Clasificación
Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. Clasificadora de Riesgo	AAA (pe)
Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. Clasificadora de Riesgo	AAA.pe

- La clasificación de riesgo asignada por Apoyo y Asociados Internacionales S.A.C. (AAA(pe)) corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.
- La clasificación de riesgo asignada por Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (AAA.pe) corresponde a emisiones con la más alta capacidad de pago del capital y los intereses en los términos y condiciones pactadas.

LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO OTORGADAS NO CONSTITUYEN UNA RECOMENDACIÓN DE COMPRA, RETENCIÓN O VENTA DE LOS BONOS.

Para mayor información relativa a las clasificaciones de riesgo otorgadas a los Bonos, revisar el Anexo V de este Prospecto Marco.

De conformidad con la Ley Aplicable, las clasificaciones de riesgo mencionadas anteriormente son revisadas permanentemente durante la vigencia de los Bonos.



7. Información General del Emisor

(Página 44 del Prospecto Marco)

7.4. Capital Social y Estructura Accionaria

Al 31 de marzo de 2017, 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 2017, 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)	41'085,597	6.83%	Perú	Sura
RI – Fondo 2 (Fondo 2 – AFP Prima)	37'675,821	6.27%	Perú	Grupo Credicorp
PR-Fondo 2 (Fondo 2 –AFP Profuturo)	31'674,191	5.27%	Perú	Scotiabank
Otros Accionistas (<5%)	119'455,773	19.86%	Varios	
Total	601,370,011	100.00%		

Fuente: ENGIE

Composición accionaria: número de accionistas por tenencia

Tenencia	Número de accionistas	Porcentaje
Menor al 1%	517	4.77%
Entre 1% y 5%	5	21.09%
Entre 5% y 10%	3	12.37%
Mayor al 10%	1	61.77%
Total	526	100.00%

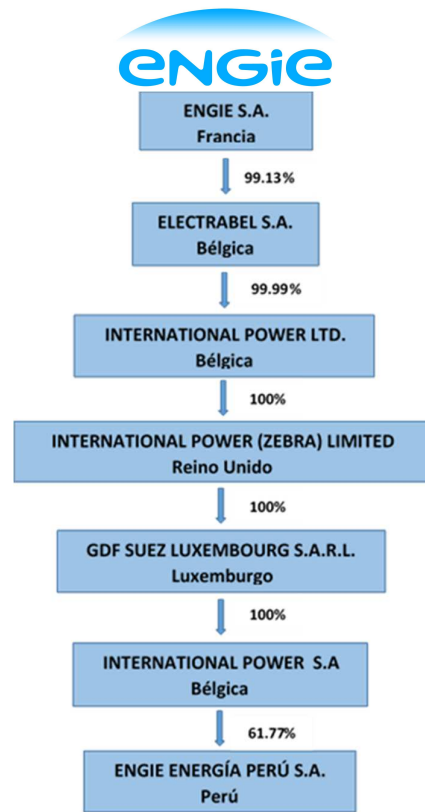
Fuente: ENGIE

7.5. Grupo Económico

El Emisor forma parte del Grupo ENGIE (antes Grupo GDF SUEZ) cuya controladora indirecta es ENGIE S.A. (antes GDF SUEZ 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.

Desde el upstream hasta el downstream, ENGIE S.A. opera en toda la cadena de valor energética, tanto en electricidad como en gas natural y servicios energéticos. Está presente en 70 países y cuenta con 154,950 empleados en el mundo. El Emisor pertenece a la unidad de negocio de ENGIE S.A. denominada ENGIE Latin America.

El siguiente diagrama muestra la conformación del grupo económico y la posición de ENGIE dentro del mismo:



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	
	2016	2015	2017	2016
Otras Cuentas por Cobrar				
ENGIE Perú S.A.	105	30	210	30
Leme Engenharia Ltda.	-	116	-	-
Leme Engenharia Sucursal Perú	3	-	3	-
ENGIE S.A.	-	10	-	10
ENGIE Servicios Perú S.A.	-	9	-	9
Total Cuentas por Cobrar	108	165	213	49
Otras Cuentas por Pagar				
Solairedirect Global Operations	-	-	11,606	-
Leme Engenharia Sucursal Perú	47	966	20	172
Leme Engenharia Ltda.	-	-	-	-
Laborelec	92	53	155	250
ENGIE S.A.	-	34	-	34
Tractabel Engineering	-	24	-	84
ENGIE Perú S.A.	-	81	190	-
Total Cuentas por Pagar	139	1,158	11,971	540

Fuente: ENGIE



8. Descripción de Operaciones y Desarrollo

(Página 49 del Prospecto Marco)

8.1. Descripción del Emisor

ENGIE se dedica a las actividades de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica. A marzo de 2017, ENGIE cuenta con una capacidad instalada de 2,673 MW en operación (20.9% de participación de mercado en potencia efectiva), siendo la primera empresa privada en cuanto a capacidad instalada. De acuerdo a las cifras oficiales reportadas por el COES, en el año 2016, ENGIE generó 8,182 GWh de energía, lo cual equivale al 16.9% del total de energía producida en el SEIN, siendo la segunda empresa privada en cuanto a generación de energía.

Entre los meses de enero y marzo de 2017, ENGIE generó 1,870 GWh de energía, lo cual equivale al 15.2% del total de energía producida en el SEIN durante ese periodo. Este monto es 5.0% superior a la energía generada en el mismo periodo del año 2016.

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 Ilo 31 y la Central Térmica Nodo Energético Planta Ilo 41.

La cartera de Clientes Libres y Clientes Regulados de ENGIE a nivel nacional, a marzo de 2017, suma una potencia contratada – en hora punta – de 1,851 MW. De dicha cifra, 1,050 MW corresponden a Clientes Libres y 801 MW a Clientes Regulados. La potencia contratada en horas fuera de punta fue de 1,843 MW en total. De dicha cifra, 1,042 MW corresponden a Clientes Libres y 801 MW a Clientes Regulados.

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.

A la fecha de la presente Actualización N° 2, el Emisor tiene contratos con Clientes Libres, tales como: 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, Enel Distribución (antes 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.

Competencia

En el mercado eléctrico nacional, los principales competidores de ENGIE son las siguientes empresas (participación de mercado en términos de producción de energía): Estado Peruano (21%), Enel Generación (18%), Kallpa Generación (14%) y Orazul Energy (5%), según cifras reportadas por el COES a diciembre de 2016. En términos de potencia, los porcentajes son los siguientes: Enel Generación Perú (17%), Estado Peruano (13%), Kallpa Generación (18%) y Orazul Energy (5%), según cifras reportadas por el COES a marzo de 2017.

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 de conformidad con lo regulado en la primera adenda al contrato suscrita el 5 de diciembre de 2014. Posteriormente, el 12 de mayo de 2016 se firmó una segunda adenda al contrato de suministro, mediante la cual, entre otros, (i) se regularon mecanismos para que Antamina incremente su demanda de acuerdo a su crecimiento en hasta 100 MW en una segunda y tercera etapa que están asociadas a sus proyectos de ampliación del Quinto y Sexto Molino de Bolas desde el año 2018, y (ii) se extendió la vigencia del contrato por tres (3) años adicionales.

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. Así mismo, mediante adendas a dicho contrato de suministro, ENGIE suministra en horas punta, según requerimiento del cliente, la potencia y energía asociada a 110 MW. Esta opción está vigente desde mayo 2016 hasta diciembre de 2017.

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. Cabe indicar que, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones acordadas entre las partes, el contrato finalizará el 31 agosto de 2017 o en los meses siguientes.

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. Dicho contrato finalizó en abril 2017.

Otros contratos de suministro de electricidad con Clientes Libres

Al 31 de marzo de 2017, ENGIE suministra electricidad a través de un total de cincuenta y nueve (59) PPAs con treinta y seis (36) Clientes Libres. La mayoría de estos contratos son de suministro exclusivo. Los precios de potencia están indexados a la inflación en los Estados Unidos de América (US-CPI), y los precios de energía son indexados a factores como el US-CPI, el US-PPI, la variación del precio del gas natural puesto en Chilca o al precio de gas natural que publica el OSINERGMIN mensualmente.

A continuación, se muestran los valores de la Potencia Contratada con los Clientes Libres en curso:

N°	Contratos con Clientes Libres	Potencia Contratada (MW)	
		Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	CELEC	40	40
2	Cerámica Lima S.A.	6.4	6.4
3	Compañía Minera Antamina S.A.	170	170
4	Compañía Minera Antapaccay S.A.	21	21
5	Gloria	16	16
6	Minera Bateas S.A.C.	5.2	5.2
7	Minera Las Bambas	160	160
8	Nyrstar Coricancha S.A.	5.00	5.00
9	Owens Illinois Peru S.A.	12	12
10	Papelera Nacional S.A.	12	12
11	Quimpac S.A.	20	56
12	Sociedad Minera Cerro Verde	58	58
13	SPCC ⁽²⁾	207	207
14	Votarantim Metais - Cajamarquilla S.A.	170	125
15	Yanacocha	60	60
16	Yura S.A.	40	34
17-36	Otros (<5MW en HP)	47.7	54.7
TOTAL		1,050.3	1,042.3

Información al 31 de marzo de 2017.

Fuente: ENGIE

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

Adicionalmente, se tiene un contrato de suministro de energía suscrito con CELEC EP del Ecuador, por medio del cual ENGIE puede exportar o importar energía, hasta el límite de potencia que el COES SINAC autorice. Este contrato está vigente hasta: (i) el 31 de diciembre de 2018, (ii) hasta la fecha de operación comercial del nuevo enlace de interconexión entre Perú y Ecuador en 500 kV; (iii) la fecha de vencimiento de la vigencia de la Decisión 757 (incluyendo su prórroga por la Decisión 789 y otras que las prorroguen o sustituyan en el futuro); o, (iv) cualquier cambio normativo que incida en el objeto de este Contrato, lo que suceda primero.



Contratos con Clientes Regulados (empresas distribuidoras)

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.

A continuación, se muestran los valores de la Potencia Contratada con suministro vigente para cada distribuidora al 31 de marzo 2017:

N°	Contratos con Clientes Regulados	Potencia Contratada (MW)	
		En Hora Punta	Fuera Hora Punta
1	Edelnor S.A.A.	391.4	391.4
2	Electro Sur Este S.A.A.	29.8	29.8
3	Electro Ucayali	8.0	8.0
4	Electrocentro S.A.	10.7	10.7
5	Electronoroeste S.A.	40.2	40.2
6	Electronorte S.A.	12.9	12.9
7	Electrosur S.A.	12.5	12.5
8	Hidrandina	26.1	26.1
9	Luz del Sur S.A.A.	219.5	219.5
10	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (1)	42.8	42.8
11-13	Otros (<5MW en HP)	6.9	6.9
TOTAL		800.8	800.8

Información al 31 de marzo de 2017

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

8.4. Principales Activos de ENGIE

Los principales activos de generación de ENGIE al 31 de marzo del 2017 se describen en el cuadro siguiente:

Unidad	Potencia Nominal (MW)	Combustible
C.T. Ilo1 (*)	216.8	Vapor / R500 / Diésel 2
C.T. Ilo21	135.0	Carbón / Diésel 2
C.T. Ilo31 (Peaky)	500.0	Diésel 2
C.T. Ilo 41 (Nodo Energético)	610.0	Diésel B5
C.T. ChilcaUno	851.8	Gas Natural / Vapor
C.T. ChilcaDos	111.0	Gas Natural / Vapor
C.H. Yuncán	134.2	-
C.H. Quitaracsa	114.0	-
Total	2,672.8	

Fuente: ENGIE

(*) En abril 2017 salieron de operación comercial las unidades TV3, TG2 y el grupo Generador Cat Kato. A la fecha la potencia nominal de la C.T. Ilo1 es de 105.3 MW.

Central Termoeléctrica Ilo1 (C.T. Ilo1)

La C.T. Ilo1, localizada al norte de la ciudad de Ilo, fue adquirida en 1997 a Southern Peru Copper Corporation (SPCC) y se encuentra ubicada adyacente a la fundición de cobre de SPCC.

La C.T. Ilo1 está conformada por dos calderos de fuego directo que operan con petróleo residual 500, dos turbinas a vapor (TV3 y TV4) con potencia nominal total de 132.00 MW; dos turbinas a gas de 39.29 MW y 42.20 MW de potencia nominal, respectivamente, y un grupo moto-generator de 3.30 MW de potencia nominal que opera con biodiesel B5.

Al 31 de marzo del 2017, la C.T. Ilo1 tiene una potencia nominal total de 216.79 MW y cuenta con una planta desalinizadora que provee de agua industrial y potable a la operación de la central y a SPCC. En marzo de 2017, el COES aprobó la salida de operación comercial, a partir del 17 de abril de 2017, de la turbina a vapor 3 (TV3), la turbina a gas 2 (TG2) y el grupo generador Diesel Cat Kato de la central. A la fecha de emisión de la presente Actualización N°2 la potencia nominal de la central es de 105.29 MW correspondiente a la turbina a gas 1 (TG1) y turbina a vapor 4 (TV4).

Los sistemas auxiliares, incluyendo el sistema de desalinización, se mantienen en operación.



Central Termoeléctrica Ilo21 (C.T. 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.

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

Central Termoeléctrica de Reserva Fría de Generación – Planta Ilo (C.T. 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, e ingresó en operación comercial el 21 de junio de 2013. Su construcción demandó una inversión aproximada de US\$ 220 millones.

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 operan actualmente sólo con combustible diésel como unidades de generación de reserva que despacharán cuando sean requeridas por el COES. Cuando el gas natural esté disponible en el sur del país, las turbinas podrían funcionar con dicho combustible. 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 través de buques tanque que amarran en las actuales instalaciones del muelle de la C.T. Ilo21.

Actualmente, la Central Ilo31 opera en cumplimiento del Contrato de Concesión firmado con el Estado Peruano, el cual remunera, a través de un cargo fijo establecido en el contrato, una potencia de 460 MW hasta el año 2033. Sumado a ello, Ilo31 provee de 40 MW de potencia adicional al SEIN, con lo que el total de capacidad de la central es de 500 MW.

Central Termoeléctrica Nodo Energético (C.T. Ilo41)

En el 2014, ENGIE se adjudicó el contrato de compromiso de inversión del Nodo Energético del Sur Planta Ilo, a través de un proceso promoción a la inversión privada realizado por Proinversión. Mediante dicho contrato ENGIE se obligó a construir, operar y mantener la planta de combustible dual ubicada en Ilo, Moquegua y recibe como contraprestación una remuneración fija estipulada en el contrato que remunera la inversión por un plazo de 20 años contados a partir de su operación comercial (esto es hasta el 2036). La central ingresó en operación comercial el 22 de octubre del 2016 y requirió una inversión aproximada de US\$ 375 millones (incluyendo el capital de trabajo requerido de acuerdo al contrato).

La C.T. Ilo41 es una central instalada en un terreno adyacente de la C.T. Ilo21, con tres turbinas duales (diésel/gas) en ciclo abierto, cada una de las cuales tiene una potencia nominal de 200 MW operando con combustible diésel B5, y de 235 MW cuando, en el futuro, operen con gas natural. A la fecha, las turbinas operan con diésel, pero cuando el gas natural llegue al sur del país, las unidades serán operadas con gas, manteniendo la capacidad de operar con diésel.

La instalación de esta central incluyó 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 conecta la central con la Subestación Montalvo, operada por la empresa ABY Transmisión Sur S.A (antes Abengoa Transmisión Sur).

Central Termoeléctrica ChilcaUno (C.T. 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.

A la fecha de elaboración de la presente Actualización N° 2, el Emisor cuenta con los contratos necesarios de molécula de gas natural, de transporte y distribución para el abastecimiento de gas para la central, y no ha firmado nuevos contratos con respecto a la Actualización N° 1. 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 el gas natural necesario para la C.T. ChilcaDos.



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 (C.T. ChilcaDos)

La Central Termoeléctrica ChilcaDos comprende dos unidades de generación en ciclo combinado (una turbina a gas y una turbina a vapor). La planta en conjunto tiene una potencia instalada de 110.94 MW.

La central cuenta con una Línea de Transmisión en doble terna de 220 KV hasta la Subestación Eléctrica existente en la C.T. ChilcaUno. Para el suministro de gas natural se ha implementando un 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 instaló 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. La segunda etapa del ciclo combinado (turbina a vapor), entró en operación comercial el 16 de diciembre del 2016.

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

Contrato de Usufructo de la Central Hidroeléctrica Yuncán (C.H. Yuncán)

En el contexto del proceso de promoción de la inversión privada que llevó a cabo el Estado Peruano a través de ProInversión, ENGIE se adjudicó en 2004 un Contrato de Usufructo por un plazo de treinta (30) años. El Contrato de Usufructo otorga a ENGIE, por el plazo de su vigencia, el derecho real de usar y disfrutar de la Central Hidroeléctrica de Yuncán (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.

La Central 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 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. La planta cuenta con un reservorio de control diario con una capacidad de 1.8 millones de m³ y un volumen útil de 458 miles de m³, un sistema de túneles que tiene una longitud total de 21 Km y una casa de máquinas en caverna. 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.

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 2017 se han pagado US\$ 78.3 millones; y (ii) US\$ 12.9 millones de Aporte Social, que son pagados en 34 cuotas semestrales, a marzo de 2017 se han pagado US\$ 9.7 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 Hidroeléctrica Quitaracsa (C.H. Quitaracsa)

En 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 5.38 Km y 220 KV.

El Grupo N° 01 de la C.H. Quitaracsa, con una potencia efectiva de 59.0 MW, entró en operación comercial el 9 de octubre de 2015 y el grupo N° 02, con 58.8 MW, 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 opera distintas Líneas de Transmisión que conectan sus centrales a los sistemas primarios y secundarios de transmisión que forman parte del SEIN.

ENGIE cuenta con un total de 281.89 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 Quitaracsa I – Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.35 Km y una capacidad de 150 MVA en 220 KV.
- ix) Línea Ilo41 – SE Montalvo con una longitud de 75 km y una capacidad de 1400 MVA en 500 kV
- x) Línea ChilcaDos – ChilcaUno: Para la turbina a gas una línea de 0.44 km en 220 kV y una capacidad de 150 MVA; para la turbina a vapor una línea de 0.53 km en 220 kV y una capacidad de 150 MVA

8.5. Principales Proyectos en Construcción de ENGIE

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 el Proyecto Solar Fotovoltaico “Intipampa” (Proyecto Intipampa). Bajo dicho contrato, ENGIE se compromete a construir y operar una central fotovoltaica ubicada en el distrito de Moquegua, Provincia de Mariscal Nieto, Departamento de Moquegua y generar 108.4 MWh/año, por lo cual recibe un pago fijo calculado de acuerdo con establecido en el contrato. La capacidad instalada del proyecto será de 40 MW.

La energía adjudicada deberá ser suministrada 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.

El proyecto incluye también la construcción de una nueva subestación en 138 kV que se conectará a una línea de transmisión existente, que va desde la subestación Moquegua propiedad de ENGIE hasta la subestación Toquepala propiedad de SPCC.

En septiembre de 2016, se firmó el contrato EPC con la empresa Solaire Direct, también empresa del grupo ENGIE S.A, para la construcción de la Central Fotovoltaica incluida la subestación y conexión a la línea existente. La Orden de proceder se dió a inicios de octubre 2016 y se espera la Operación Comercial para el cuarto trimestre 2017.

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\$)	2015	2016	Ene-Mar 2016	Ene-Mar 2017
Cientes Libres	280.9	333.5	76.87	89.8
Cientes Regulados	290.7	228.13	66.59	56.0
COES	1.0	4.6	0.0	5.0
Total	571.6	566.3	143.5	150.3

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 MINEM 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 MINEM (Dirección General de Electricidad) y a OSINERGMIN información estadística sobre producción y precios, así como información económica y financiera.

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:	04/04/1997	C.T. Ilo1
Resolución Ministerial 394-97-EM/VE	04/10/1997	
Resolución Ministerial 538-97-EM/VME	19/12/1997	
Resolución Ministerial 571-2012-MEM/DM ⁽¹⁾	18/01/2013	
Resolución Ministerial N° 235-2015-MEM/DM ⁽²⁾	21/05/2015	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. Ilo21
Resolución Ministerial 395-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 265-98-EM/VME, esta resolución ha sido modificada por:	10/06/1998	C.T. ChilcaUno (Primera, Segunda, Tercera y Cuarta Unidad)
Resolución Ministerial 396-2000-EM/VME	17/10/2000	
Resolución Ministerial 318-2001-EM/VME	30/07/2001	
Resolución Ministerial 340-2005-MEM/DM	02/09/2005	
Resolución Ministerial 427-2006-MEM/DM	16/09/2006	
Resolución Ministerial 608-2006-MEM/DM	07/01/2007	
Resolución Ministerial 024-2008-MEM/DM	25/01/2008	
Resolución Ministerial 219-2009- MEM/DM	13/05/2009	
Resolución Ministerial 179-2010-MEM/DM	29/04/2010	
Resolución Ministerial N° 011-2015-MEM/DM (Quinta y Sexta Unidad)	24/01/2015	
Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM ⁽³⁾		C.T. ChilcaDos
Resolución Suprema 059-2005-EM ⁽⁴⁾	12/10/2005	C.H. Yuncán
Resolución Suprema N° 023-2002-EM ⁽⁵⁾ , esta resolución ha sido modificada por:	13/06/2002	C.H. Quitaracsa
Resolución Suprema N° 017-2004-EM ⁽⁶⁾	15/03/2004	
Resolución Suprema N° 005-2010-EM ⁽⁷⁾	03/02/2010	
Resolución Suprema N° 006-2014-EM ⁽⁸⁾	26/01/2014	
Resolución Suprema N° 039-2015-EM ⁽⁹⁾	31/07/2015	
Resolución Ministerial N° 546-2011-MEM/DM	09/01/2012	Reserva Fría de Generación Ilo31
Resolución Ministerial N° 229-2015-MEM/DM	20/05/2014	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 ("Egecen") y ENGIE suscribieron el contrato de cesión de posición contractual, por el cual Egecen 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. Quitaracsa 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 Quitaracsa 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. Quitaracsa.
 - (7) Mediante esta Resolución Suprema de fecha 2 de febrero de 2010, Empresa de Generación Eléctrica Quitaracsa 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:** ENGIE cuenta con las respectivas autorizaciones de generación para todas sus plantas de acuerdo con lo informado mediante el Prospecto Marco y su Actualización N°1. Los cambios posteriores a la emisión de dichos documentos se muestran a continuación:

a) **Central Termoeléctrica Ilo1**

Mediante Carta COES/D/DP-1093-2016 del 15 de agosto de 2016, el COES aprobó la conclusión de la operación comercial de las unidades de la C.T. Ilo1 (TV3, TV4, TG1, TG2 y CAT KATO) luego de la integración de la Línea de Transmisión de 500 kV S.E. Colcabamba (Mantaro) – S.E. Poroma – S.E. Poroma – S.E. Yarambamba (Socabaya) – S.E. Montalvo.

Posteriormente, mediante Carta COES/D/DP-258-2017 del 14 de marzo de 2017, el COES aprobó la conclusión de la operación comercial de las unidades TV3, TG2 y CAT KATO, a partir de las 0:00 horas del 17 de abril de 2017. La conclusión de la operación comercial de las demás unidades (TV4 y TG1) de la central ocurrirá cuando entre en operación la referida línea de transmisión.

b) **Central Térmica Nodo Energético Ilo41**

Mediante carta COES/D/DP-1093-2016 del 21 de octubre 2016, el COES aprobó la entrada en operación comercial de las tres unidades de la Central Térmica Nodo Energetico Planta Ilo con una potencia efectiva de 610.29 MW, a partir de las 00:00 horas del 22 de octubre de 2016.

c) **Central Térmica ChilcaDos**

Mediante 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, y mediante Carta COES/D/DP-1285-2016 del 14 de diciembre 2016, el COES aprobó la entrada en operación comercial del ciclo combinado, con una potencia efectiva de 114.04 MW, a partir de las 00:00 horas del día 16 de diciembre 2016.

Asimismo, con fecha 28 de noviembre de 2016 se solicitó ante el Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbre de electroducto de la LT de 220 kV CT Chilca 2 – SE Chilca 1. La solicitud se encuentra a la fecha en trámite.

d) **Proyecto Solar Fotovoltaico "Intipampa"**

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. Asimismo, con fecha 13 de marzo de 2017 se suscribió la Primera Adenda al referido contrato, a efectos de modificar el Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy) por el Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy) considerado en la fórmula de actualización del contrato.

Actualmente se encuentran en trámite la solicitud de concesión definitiva de generación para el Proyecto Intipampa y la solicitud de modificación de concesión definitiva de transmisión de la LT 138 kV SE Moquegua – Mill Site, para el seccionamiento de la línea en dos tramos: LT 138 kV SE Moquegua – SE Intipampa (L-1384), y LT 138 kV SE Intipampa – SE Mill Site (L-1394).

- ii) **Concesiones de transmisión y servidumbre:** ENGIE cuenta con las respectivas concesiones de transmisión y servidumbres para us líneas de transmisión como se resume en el siguiente cuadro:

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	S.E. ChilcaUno - S.E. Chilca 220 KV
Resolución Suprema N° 021-2007-EM	26/05/2007	
Resolución Suprema N° 086-2011-EM	06/11/2011	C.T. ChilcaUno – SE ChilcaUno
Resolución Ministerial N° 494-2015-MEM/DM	11/11/2015	
Resolución Suprema N° 011-2013-EM. Esta resolución ha sido modificada por	02/03/2013	S.E. Quitaracsá – S.E. Kiman Ayllu
Resolución Suprema N° 091-2014-EM	24/12/2014	
Resolución Suprema N° 047-2015-EM	09/09/2015	S.E. Ilo41 – S.E. Montalvo
Resolución Suprema 010-2015-EM	16/04/2015	
Resolución Ministerial N° 053-2016-MEM/DM	17/02/2016	S.E. Ilo41 – 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.

Los cambios posteriores al Prospecto Marco y Actualización N°1 del Prospecto Marco se muestran a continuación:

e) Central Termoeléctrica ChilcaDos

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. Esto, a efectos de incluir la L.T. 220 kV que interconecta la C.T. ChilcaDos y la S.E. ChilcaUno.

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

Los derechos de uso de área de mar relacionados con las plantas C.T. Ilo21 y C.T. Ilo1, las cuales no han sido modificados desde la Actualización N°1 del Prospecto Marco. Los cambios posteriores se muestran a continuación:

a) 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.

Mediante Resolución Directoral N° 691-2016-MGP/DGCG del 21 de julio de 2016, DICAPI modificó el derecho de uso de área acuática, otorgado a favor de ENGIE mediante Resolución Directoral N° 195-2011/DCG, para otorgar un área de 472.402m² para la instalación de una tubería submarina de captación de agua de mar y un emisor submarino.

iv) Derechos de uso de aguas:

Las licencias de uso de aguas superficiales con fines energéticos, licencias de uso de aguas con fines poblacionales, licencias de uso de agua desalinizada con fines industriales y licencias de uso de agua de mar no desalinizada con fines industriales relacionadas con las instalaciones de ENGIE no han sufrido modificaciones materiales posteriores a la emisión del Prospecto Marco y/o la Actualización N°1.

v) Tratamiento de aguas residuales:

El permiso de tratamiento de aguas residuales relacionado con la planta Ilo 21 no han sido modificado desde la Actualización N°1 del Prospecto Marco. Los cambios posteriores se muestran a continuación:

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. Posteriormente, mediante Resolución Directoral N° 230-2016-ANA-DGCRH del 5 de octubre de 2016, se otorgó a ENGIE la autorización de vertimiento de aguas residuales industriales tratadas provenientes de la C.T. Ilo1.

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.

La única variación de las servidumbres informadas mediante el Prospecto Marco y su Actualización N° 1, tiene que ver con el proyecto Central Solar Intipampa. En efecto, mediante Acta de Entrega-Recepción N° 00119-2016/SBN-DGPE-SDAPE, la Superintendencia de Bienes Nacionales (SBN) entregó a ENGIE el terreno para el Proyecto Intipampa, en el marco de procedimiento administrativo de derecho de servidumbre seguido por ENGIE.

vii) Permisos y autorizaciones ambientales:

A la fecha de elaboración de esta Actualización N° 2, ENGIE cuenta con los permisos ambientales necesarios exigidos por la regulación para la operación de sus instalaciones de acuerdo a lo presentado en el Prospecto Marco y la Actualización N°1 del Prospecto Marco. 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. Algunas precisiones o permisos posteriores a la Actualización N°1 del Prospecto Marco se detallan a continuación:

- 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. Cabe señalar que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 4633-2016-OS/OR MOQUEGUA del 18 de abril de 2016, se aprobó la modificación al Registro de Consumidor Directo de Combustibles Líquidos con Instalaciones Fijas de la C.T. Ilo1.
- ENGIE ha cumplido con presentar todos los reportes ambientales obligatorios y ha sido sometido a las inspecciones a cargo de OSINERGMIN/OEFA de acuerdo a lo que las Leyes Aplicables en materia ambiental exigen para las empresas del sector, tanto en sus instalaciones de Ilo1, Ilo21, Ilo31 (Reserva Fría de Generación Planta Ilo), Ilo41 (Nodo Energético), ChilcaUno, ChilcaDos, Yuncán y Quitaraca.
- Con relación al Proyecto Intipampa, mediante RD N° 071-2016-SENACE/DC del 25 de agosto de 2016, se aprobó la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto.
- Asimismo, mediante RD N° 145-2017-MEM/DGAEE de fecha 12 de abril de 2017 se aprobó Informe Técnico Sustentatorio por modificación de componente conexión a la Red eléctrica mediante cambio de ubicación de las torres de transmisión TT-1 y TT-2 (ITS).

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 sus clientes. En este sentido desarrolla proyectos de generación termoeléctrica, hidroeléctrica y/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 2017 las obligaciones pendientes de pago ascienden a US\$ 117.7 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 Fria 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 2017 la obligación asciende a US\$ 74.7 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. En diciembre 2016 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 144.3 millones y US\$ 139.0 millones respectivamente (US\$ 283.2 millones). La primera cuota de amortización se realizó en marzo 2017, y el total adeudado será cancelado en diciembre de 2021. Al 31 de marzo de 2017 la obligación asciende a US\$ 269.1.
- 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. En diciembre 2016 finalizaron los desembolsos, de esta manera la obligación total en virtud de los dos contratos ascendió a US\$ 47.9 millones y US\$ 67.9.0 millones respectivamente (US\$ 115.8 millones). La primera cuota de amortización se realizó en marzo 2017, y el total adeudado será cancelado en diciembre de 2022. Al 31 de marzo de 2017 la obligación asciende a US\$ 115.5.
- 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 Quitaracsa. ENGIE contrató, además, un Swap de moneda y tasa de interés. Al 31 de marzo de 2017 la obligación asciende a S/ 89.1 millones (equivalente a US\$ 26.2 millones).
- Al 31 de marzo de 2017, la empresa cuenta con préstamos bancarios de vencimiento corriente y sin garantía específica, para el financiamiento de capital de trabajo que corresponden a pagarés bancarios en moneda extranjera por un total de US\$ 70 millones, con vencimiento en diciembre de 2017.

8.10. Personal de la Empresa

A marzo de 2017, del total de empleados, 414 son permanentes y 61 son temporales. La variación del personal en los últimos años se muestra en el siguiente cuadro:

N°	2014	2015	2016	mar-17
Plana Gerencial	7	7	7	6
Empleados	458	484	474	469
Total	465	491	481	475

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

(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.

9.3. Principales Ejecutivos

Nombre	Cargo	Desde	Final
Michel Gantois	Gerente General	Oct-13	
Felisa Ros	Vicepresidente de Operaciones	Jun-16	
Daniel Javier Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial	May-12	
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Proyectos	May-12	
Eduardo Martín Milligan Wenzel (*)	Vicepresidente de Finanzas	Feb-13	Mar-17
Alejandro Prieto	Vicepresidente de Asuntos Corporativos	Jul-10	
Gilda María Luisa Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal	Abr-15	

Fuente: ENGIE

(*) El Sr. Eduardo Milligan ejerció el cargo de Vicepresidente de Finanzas hasta el 17 de marzo de 2017.

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 alterno dependiente, los otros dos directores titulares independientes no cuentan con un director alterno, 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

(Página 72 del Prospecto Marco)

10.1. Marco Regulatorio del Sector Eléctrico

Entre las modificaciones normativas más relevantes posteriores a la emisión de la Actualización N°1 del Prospecto Marco, podemos indicar lo siguiente:

En el mes de junio de 2016 se publicó el Decreto Supremo N° 026-2016-EM que aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, y derogó el Reglamento del Mercado de Corto Plazo aprobado por Decreto Supremo N° 027-2011-EM. El Reglamento del Mercado Mayorista permite entre otros, la participación en el mercado de corto plazo de las empresas distribuidoras para atender la demanda de sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda de dichos usuarios, así como la participación de los Grandes Usuarios para atender su demanda hasta por un 10%. El reglamento entrará en vigencia una vez que el COES apruebe los procedimientos técnicos correspondientes.

Entre otras modificaciones, mediante Ley N° 30543, aprobada el 3 de marzo de 2017, se dejó sin efecto el cobro del cargo adicional en el Sistema Principal de Transmisión para el pago del Sistema Integrado de Transporte de Gas Natural al sur del país; y, se encargó al Poder Ejecutivo establecer los mecanismos para la devolución de los pagos que ya habían sido efectuados.

10.3. Estructura del Sector Eléctrico

Según los reportes estadísticos del COES, al 31 de diciembre de 2016 se produjeron aproximadamente 48,326 GWh de energía representando un crecimiento de 8.5% con respecto al año 2015 cuyo valor fue 44,540 GWh. De la energía producida en el 2016, 23,010 GWh (47.6%) fue de origen hidráulico y 24,021 GWh (49.7%) fue de origen térmico.

Grupo Económico – Empresa	Generación SEIN (GWh) en el 2016			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
ENGIE – ENGIE Energía Perú	1,228	6,955	-	8,182
Enel Generación	3,266	3,945	-	7,211
Enel – Chinango1	941	-	-	941
Enel – Eepsa	-	680	-	680
Estado – Electroperú	6,641	3	-	6,644
Estado – Egasa	752	593	-	1,346
Estado – Egemsa	1,233	-	-	1,233
Estado – Egesur	104	140	-	244
Estado – San Gabán	713	1	-	715
IC Power – Kallpa Generación	747	6,151	-	6,898
Orazul Energy – Egenor	2,054	-	-	2,054
Orazul Energy – Termoselva	-	368	-	368
Colbún – Fénix Power Perú	-	3,582	-	3,582
Statkraft – SN Power	1,015	-	-	1,015
UNACEM – Celepsa	909	-	-	909
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	444	-	-	444
Otras	2,962	1,465	1,434	5,861
Total	23,010	23,883	1,434	48,326

Fuente: Estadística de Operación COES 2016

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.

De enero a marzo de 2017, se produjo aproximadamente 12,288 GWh de energía representando un incremento de 1.7% con respecto al mismo periodo del año 2016, cuyo valor fue de 12,087 GWh. Del total de energía producida a marzo de 2017, 7,731 GWh (62.9%) son de origen hidráulico y 4,074.7 GWh (33.2%) son de origen térmico.

Asimismo, en el 2016, la máxima demanda de potencia fue de 6,492 MW, un incremento de 3.5% con relación al año 2015 cuyo valor fue de 6,274.6 MW. A continuación, se muestra un cuadro con la Potencia Efectiva por Empresa.



Grupo Económico – Empresa	Potencia Efectiva SEIN (MW) en el 2016			
	Hidroeléctrica	Termoeléctrica	Otras	Total
ENGIE – ENGIE Energía Perú	254	2,312	-	2,567
Enel Generación	588	897	-	1,485
Enel – Chinango1	197	-	-	197
Enel – Eepsa	-	293	-	293
Estado – Electroperú	898	16	-	914
Estado – Egasa	178	115	-	292
Estado – Egemsa	189	-	-	189
Estado – Egesur	35	22	-	57
Estado – San Gabán	116	4	-	120
IC Power – Kallpa Generación	514	1,694	-	2,207
Orazul – Egenor	376	-	-	376
Orazul – Termoselva	-	176	-	176
Colbún – Fénix Power Perú	-	570	-	570
Statkraft – SN Power	274	-	-	274
UNACEM – Celepsa	222	-	-	222
Buenaventura – Empresa de Generación Huanza	98	-	-	98
Otras	946	782	375	2,104
Total	4,887	6,882	375	12,143

Información a diciembre 2016

Fuente: Estadística de Operación COES 2016

(1) Chinango pertenece a Edegel desde el 2009.



11. Procesos Judiciales, Arbitrales o Procedimientos Administrativos

(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. Cabe indicar que no se registraron cambios con respecto a lo informado en el Prospecto Marco y su Actualización N°1.



12. Información Financiera Seleccionada del Emisor

(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 2015 y 2016, así como de los estados financieros trimestrales no auditados al 31 de marzo de 2016 y 2017. Los estados financieros del Emisor a diciembre de 2015 y 2016 han sido auditados por Beltrán, Gris y Asociados S. Civil de R.L., firma miembro de Deloitte. Los estados financieros a marzo de 2016 y 2017 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, por referencia 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	
	2016	2015	2017	2016
Ingresos	747,652	713,722	200,571	198,217
Costo de Ventas	-465,747	-417,290	-106,735	-115,230
Utilidad Bruta	281,905	296,432	93,836	82,987
Margen Bruto (%)	37.70%	41.50%	41.90%	41.90%
Gastos Administrativos	-20,991	-23,079	-4,457	-4,033
Otros Gastos Operacionales (Neto)	-17,655	-4,382	283	708
Utilidad Operativa	243,259	268,971	89,662	79,662
Margen Operativo (%)	32.50%	37.70%	44.70%	40.20%
Gastos Financieros (Neto)	-32,634	-36,301	-7,749	-6,552
Utilidad antes de Impuestos a la Renta	210,625	232,670	81,913	73,110
Impuesto a la Renta	-79,121	-51,214	-26,888	-20,074
Utilidad Neta	131,504	181,456	55,025	53,036
Margen Neto (%)	17.60%	25.40%	27.40%	26.80%

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	
	2016	2015	2017	2016
Efectivo y Equivalente	28,259	52,181	58,697	71,020
Cuentas por Cobrar (Comerciales y Otras)	126,399	100,091	107,356	100,503
Impuesto a las Ganancias	27,481	3,957	30,094	8,357
Inventarios	83,253	56,152	83,237	60,169
Gastos Pagados por Anticipado	9,113	8,139	9,300	5,795
Total Activos Corrientes	274,505	220,520	288,684	245,844
Gastos Pagados por Anticipado	38,789	33,849	42,610	35,708
Propiedades, Planta y Equipo (Neto)	1,830,531	1,673,005	1,828,502	1,722,821
Activos Intangibles	431	394	426	413
Otros Activos No Corrientes	99,480	125,716	108,831	130,276
Total Activos No Corrientes	1,969,231	1,832,964	1,980,369	1,889,218
Total Activos	2,243,736	2,053,484	2,269,053	2,135,062
Pasivos Financieros	285,463	244,270	273,950	260,434
Cuentas por Pagar (Comerciales y Otras)	50,592	60,377	54,280	46,672
Otros Pasivos Corrientes	30,442	32,812	44,131	57,540
Total Pasivo Corriente	366,497	337,459	372,361	364,646
Pasivos Financieros	723,983	709,632	688,692	729,650
Otros Pasivos No Corrientes	202,283	135,573	217,287	144,220
Total Pasivo No Corriente	926,266	845,205	905,979	873,870
Total Pasivos	1,292,763	1,182,664	1,278,340	1,238,516
Capital Social	255,001	255,001	255,001	255,001
Resultados Acumulados	648,717	572,335	684,990	600,948
Otras Cuentas del Patrimonio	47,255	43,484	50,722	40,597
Total Patrimonio	950,973	870,820	990,713	896,546
Total Pasivo y Patrimonio	2,243,736	2,053,484	2,269,053	2,135,062

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 (*)	
	2016	2015	2017	2016
Índices de Liquidez				
Prueba Corriente	0.75x	0.65x	0.78x	0.67x
Prueba Ácida	0.50x	0.46x	0.53x	0.49x
Índices de Solvencia				
Endeudamiento Patrimonial	1.36x	1.36x	1.29x	1.38x
Endeudamiento de Largo Plazo	0.51x	0.51x	0.50x	0.51x
Índices de Rentabilidad				
Rentabilidad sobre Activos (ROA)	5.90%	8.80%	5.90%	8.40%
Rentabilidad sobre Patrimonio (ROE)	13.80%	20.80%	13.50%	20.10%

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

(*) Considera los 12 últimos meses

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

(Página 87 del Prospecto Marco)

13.1. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

Ingresos Operativos

Las ventas netas de energía eléctrica registradas por el Emisor al cierre del 2016 ascendieron a US\$ 747.7 millones, 4.8% mayor respecto al 2015 (US\$ 713.7 millones). Este incremento se debió principalmente al incremento de los ingresos por potencia y peaje de conexión del sistema principal de transmisión (cargos adicionales del SEIN).

Costo de Ventas

En el 2016 el costo de ventas ascendió a US\$ 465.7 millones, mayor en 11.6% respecto al 2015 (US\$ 417.3 millones). Este incremento se debe principalmente por: (i) Mayor consumo de combustible (diésel y carbón) debido a la mayor generación de las Centrales Térmicas de Ilo, y (ii) Mayor depreciación como resultado de ingreso a operación de nuevas plantas de generación.

Gastos de Administración

Los gastos de administración en el 2016 ascendieron a US\$ 21.0 millones, 9.0% menor a los registrados en el 2015 (US\$ 23.1 millones), ello debido principalmente a menores gastos por servicios, asesorías y otros gastos de gestión.

Gastos e Ingresos Financieros

Los gastos financieros netos del 2016 fueron 10% menores respecto del 2015. Esta disminución se debe principalmente a mayores ingresos producto del efecto de las liquidaciones de contratos forwards y swaps de moneda y tasa de interés e ingreso por efecto de variación de tipo de cambio, compensado por mayores gastos por intereses relacionados a intereses de arrendamientos financieros (C.T. ChilcaDos y C.T. Ilo41 – Nodo Energético del Sur del Perú), intereses de la primera emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos ENGIE y préstamos bancarios.

Otros ingresos y otros gastos

En el 2016, los otros gastos (neto) (US\$ 17.7 millones) aumentaron respecto a los del 2015 (US\$ 4.4 millones), debido principalmente, a que, el 2016 se vio impactado por un efecto no recurrente por el reconocimiento del deterioro de activos relacionados a la Central Térmica de Ilo1 por US\$ 12.7 millones.

Utilidad Neta

La ganancia neta del ejercicio 2016 fue de US\$ 131.5 millones, 27.5% menor a la del 2015 (US\$ 181.5 millones) explicado principalmente por la ocurrencia de dos factores no recurrentes como i) cambios en el impuesto a la renta y su efecto sobre el pasivo diferido de la compañía y ii) la desvalorización de activos. La utilidad básica por acción común en el 2016 fue de US\$ 0.219 frente a US\$ 0.302 en el 2015.

Endeudamiento

Durante el 2016, el Emisor ejecutó diversas operaciones con el objetivo de financiar nuevas inversiones y capital de trabajo:

- Con fecha 23 de junio de 2016, dentro del marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE, se realizó la primera emisión de bonos por un importe de S/.250 millones a un plazo de diez años y con una tasa de interés de 7.1250% nominal anual. Para cubrirse de futuras fluctuaciones de tipo de cambio se decidió contratar un instrumento financiero derivado Swaps de moneda y tasa de interés.
- Durante diciembre de 2016, se suscribió contratos por préstamos de corto plazo por un total de US\$ 70 millones y S/34.2 millones para financiar capital de trabajo, con vencimientos entre enero y diciembre 2017.

Al 31 de diciembre del 2016, la deuda financiera fue de US\$ 1,009.5 millones y se encuentra detallada en la nota 16 de los Estados Financieros Auditados del Emisor al 31 de diciembre de 2016.

13.2. Análisis de los Resultados Acumulados al 31 de marzo de 2017 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	
	2017	2016
Ventas de energía, potencia y peajes	198,984	196,177
Otros Ingresos	1,587	2,040
Total	200,571	198,217

Los ingresos correspondientes al primer trimestre del 2017 fueron similares respecto del mismo periodo del año anterior. Sin embargo, durante el 2017 se presentó un mayor ingreso por concepto de potencia por la entrada en operación de la C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta Ilo, compensado parcialmente por un menor ingreso por compensaciones del SEIN (D.U. N° 049) debido a una menor generación de la C.T. Ilo1.

Durante el primer trimestre del 2017, las ventas a clientes libres y regulados representaron el 56% y 44% respectivamente (49% y 51% para el mismo periodo de 2016). Asimismo, las ventas a SPCC representaron el 23% (23% para el 2016), mientras que las ventas para Antamina representaron el 15% (17% para el 2016) sobre el total de ventas.

Costo de Ventas

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2017	2016
Compra de energía, potencia y peajes	-36,471	-38,390
Consumo de combustibles	-40,038	-48,176
Otros costos de generación	-30,226	-28,664
Total	-106,735	-115,230

Durante el primer trimestre del 2017, el costo de ventas fue 7% menor respecto del mismo periodo de 2016, principalmente originado por un menor consumo de combustibles (petróleo) debido a la menor generación de las Centrales Térmicas de Ilo, compensado parcialmente por la mayor depreciación como resultado del ingreso a operación de nuevas plantas de generación.

Gastos de Administración

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2017	2016
Cargas de personal	-2,603	-2,300
Servicios prestados por terceros	-1,208	-1,178
Otros gastos de gestión	-646	-555
Total	-4,457	-4,033

Los gastos de administración del primer trimestre del 2017 fueron 11% mayores respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a mayores cargas de personal debido a la entrada en operación comercial de nuevos proyectos, gastos por servicios, asesorías y otros gastos diversos de gestión.

Gastos Financieros (Netos)

Cifras en Miles de Dólares	Por los 3 meses terminados el 31 de marzo de	
	2017	2016
Gastos por Intereses	-12,176	-9,427
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	919	882
Otros gastos (ingresos) financieros neto	31	44
Ingreso de Intereses en depósitos	63	73
Diferencia en Cambio Neta	3,414	1,876
Total	-7,749	-6,552



Los gastos financieros netos del primer trimestre del 2017 fueron 12% mayores respecto del mismo periodo de 2016. Este incremento se debe principalmente a mayores gastos de intereses de arrendamientos financieros por la entrada en operación comercial de las plantas C.T.ChilcaDos y C.T. Ilo41 – Nodo Energético Planta Ilo, compensado con el ingreso debido a la variación de tipo de cambio.

Utilidad Neta

Como resultado de las explicaciones mostradas en los puntos anteriores, la utilidad del primer trimestre del 2017 (US\$55.0 millones) fue mayor en 4% respecto del mismo periodo del 2016 (US\$53.0 millones). Este resultado incluye el efecto de un mayor gasto del impuesto a la renta como consecuencia de la aplicación de la tasa del 29.5% vigente en el 2017 (28% en el 2016).

Endeudamiento

La composición de la deuda financiera es la siguiente:

Cifras en Miles de Dólares	Al 31 de	
	mar-17	dic-16
Préstamos de Corto Plazo	70,000	80,203
Préstamos de Largo Plazo*	127,455	135,449
Arrendamiento Financiero ChilcaUno - Ciclo Combinado	117,667	128,365
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo31 - Reserva Fría	74,725	83,027
Arrendamiento Financiero C.T. Ilo41 - Nodo Energético	269,067	283,229
Arrendamiento Financiero ChilcaDos	115,547	115,837
Bonos Corporativos	188,181	183,336
Total Deuda	962,642	1,009,446

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

Al 31 de marzo de 2017, endeudamiento de largo plazo representa el 93% del total de la deuda financiera. La deuda financiera establecida a tasas fijas representa el 82% del total de la deuda financiera (89% del total de la deuda 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° 2, y durante los últimos cuatro (4) 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 cuatro (4) 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 II - Estados Financieros Auditados Individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2015 y 2016

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros auditados individuales del Emisor al 31 de diciembre de 2015 y 2016, enviados por el Emisor a la Superintendencia 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 2016 y 2017

Se incorpora por referencia al Prospecto Marco los Estados Financieros no auditados individuales del Emisor al 31 de marzo de 2016 y 2017, enviados por el Emisor a la Superintendencia 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