



**LUZ DEL SUR**

*Llevamos más que luz*



GC-18-197

Lima, 30 de noviembre de 2018

Señores

**Gerencia de Regulación de Tarifas – GRT**

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN**

Avenida Canadá N° 1460

San Borja.-

Atención: Ing. Jaime Mendoza  
Gerente de Regulación de Tarifas

Asunto: Aprobación proyecto de Adendas a Contratos de Suministro resultantes de Licitaciones de Largo Plazo

Referencia: a) Oficio N° 0928-2018-GRT  
b) Informe Adicional (31 de octubre de 2018)  
c) Oficio N° 800-2018-GRT  
d) Carta N° GC-18-173 (16 de octubre de 2018)  
e) Carta N° GC-18-154 (2 de octubre de 2018)

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a ustedes en relación al requerimiento de información efectuado mediante el Oficio de la referencia a) (el "Nuevo Oficio"), y la reunión sostenida el día 29 de noviembre de 2018 en las oficinas de OSINERGMIN, en la que gentilmente nos indicaron el alcance de dicho requerimiento.

A continuación se resumen y abordan los requerimientos efectuados por OSINERGMIN:

- 1) **OSINERGMIN señala que el sustento de la ampliación del plazo previsto en la Adenda no puede considerar valores previos a su aprobación puesto que las autorizaciones de OSINERGMIN no tienen efectos retroactivos.**

La Única Disposición Complementaria Transitoria ("UDCT") del Decreto Supremo 022-2018-EM, modificado por medio del Decreto Supremo 026-2018-EM (en adelante y de manera conjunta, el "DS 022") autoriza a los Distribuidores y Generadores a suscribir modificaciones al Plazo de Vigencia, Potencia Contratada y/o descuentos a los Precios Firmes pactados en los Contratos resultantes de Licitaciones ("Contratos")



suscritos al amparo de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Al amparo de esta norma, Luz del Sur S.A.A. (“LDS”) ha negociado y consensuado con la mayoría de sus suministradores (“Suministradores”) Adendas que tienen por objeto ampliar el plazo de los Contratos hasta el 2030 y modificar las Potencias Contratadas aplicables al período 2024 – 2030.

La “retroactividad” de una adenda solo podría configurarse si esta tuviera por objeto modificar los términos de la relación contractual aplicables a un periodo previo a su suscripción, como ocurriría, por ejemplo, si una adenda suscrita en el 2018 buscara modificar los compromisos de potencia o precios aplicables en el 2017.

En el caso que nos ocupa, las Adendas **no** tiene por objeto modificar los plazos y/o los compromisos de potencia previos a su aprobación y suscripción. En ese sentido, no sería correcto afirmar que las Adendas tengan efectos “retroactivos”, en la medida que las modificaciones propuestas aplican claramente a futuro.

En cuanto a los efectos económicos de la sobrecontratación, es claro que los mismos no se mitigan mediante las Adendas, sino más bien, mediante los Acuerdos de Opción negociados y consensuados por LDS y los Suministradores desde la publicación del DS 022 (“Acuerdos de Opción”). Los Acuerdos de Opción son contratos privados que, a diferencia de las Adendas, no se encuentran regulados, de modo que las partes son libres para estipular los términos que estimen convenientes, incluyendo, como es el caso, pagos que mitiguen la sobrecontratación registrada por LDS desde la emisión del DS 022.

Ahora bien, a pesar de que el Acuerdo de Opción es un contrato privado cuyo texto no corresponde ser aprobado por parte de OSINERGMIN, les manifestamos que en aras de aclarar los alcances del mismo, vemos conveniente efectuar precisiones formales en el mismo, a fin de que quede claro que los compromisos de pago a favor de LDS serán posteriores a la aprobación de la Adenda, que debería ocurrir como máximo en diciembre de 2018, en la medida que se cumplen con las condiciones previstas en el DS 022.

En el CD que se adjunta como anexo de la presente comunicación, incluimos el nuevo texto del Acuerdo de Opción incluyendo dichas precisiones. Cabe señalar que en los próximos días estaremos efectuando las coordinaciones con los Suministradores a fin de formalizar dichas precisiones en el Acuerdo de Opción previamente consensuado.



**2) OSINERGMIN observa diversos extremos del Informe económico - financiero presentado por LDS**

Mediante la Carta N° GC-18-154, de fecha 2 de octubre de 2018, LDS presentó a OSINERGMIN las Adendas para su aprobación al amparo del DS 022, cumpliendo con adjuntar un informe que detalla el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos en dicha norma como condición para que OSINERGMIN emita la autorización correspondiente.

Mediante el Nuevo Oficio, OSINERGMIN observa los siguientes extremos del Informe económico-financiero elaborado por COSANAC S.A.C y remitido por LDS mediante la Carta N° GC-18-181:

- (i) Se deben considerar los ingresos futuros por el margen de potencia.
- (ii) No se sustenta el motivo de utilizar una tasa de descuento del 12%.
- (iii) No se sustenta porque no se utiliza el WACC.
- (iv) Es necesario realizar la evaluación a valores nominales.
- (v) Debe sustentarse las ventajas del modelo de optimización "MOSSE" sobre otros modelos.
- (vi) Los precios de Gas Natural de Suministro y Distribución deben actualizarse.
- (vii) Debe sustentarse porque no se adelantan las compensaciones desde el 2022 y a partir de ello se estima el plazo de ampliación del contrato.
- (viii) No se sustenta el 10% de Potencia contratada variable.

Al respecto, cumplimos con señalar lo siguiente:

- Adjunto al presente encontrarán un Informe elaborado por COSANAC S.A.C. en donde se abordan los aspectos indicados en los puntos (i) al (vi). En el CD que se adjunta a la presente, se incluyen los anexos del informe de COSANAC S.A.C.
- El sustento asociado al punto (vii) se ha explicado a detalle en el informe anexo a la Carta N° GC-18-137, remitido a OSINERGMIN el 16 de octubre de 2018.

Con respecto al punto (viii), referido a la justificación del 10% de potencia contratada variable para el nuevo periodo de suministro, indicamos que este fue un requerimiento de los Suministradores, al cual LDS accedió tomando en cuenta lo siguiente:

- Históricamente la potencia variable de los Contratos ha sido utilizada por valores muy por debajo del 10% de la potencia contratada fija.
- Si la potencia contratada fija fuese igual al valor anual mínimo de la demanda que es atendida por LDS, el 10% de potencia contratada variable cubriría la mayor parte de la estacionalidad. Cualquier requerimiento adicional de potencia, sería cubierto mediante contratos de suministro de corto plazo.



- En ningún caso, se pondrá en riesgo el abastecimiento oportuno de la demanda regulada.

### 3) OSINERGMIN plantea sugerencias al Acuerdo de Opción

En el Nuevo Oficio OSINERGMIN efectúa una serie de sugerencias al texto del Acuerdo de Opción, las cuales resumimos y abordamos en el presente numeral:

a) “(...). Se recomienda establecer de forma expresa:

i) “un solo periodo de vigencia del Acuerdo”

El esquema de renovaciones anuales del plazo de vigencia del Acuerdo de Opción no tiene incidencia alguna en la extensión del plazo contractual que prevén las Adendas.

Dicho esquema de renovaciones responde a razones contables y tributarias que fueron analizadas y negociadas entre las partes, que no se encuentran reguladas en el DS 022 y cuyos efectos solamente alcanzan a las partes.

ii) “precisar desde que mes el Generador empezará a pagar la “contraprestación”, debiendo desde el mes de suscrita la eventual Adenda”

Sobre este punto, nos remitimos a lo señalado en el numeral 1) del presente documento, en donde manifestamos nuestra intención de precisar el texto del Acuerdo de Opción para que los pagos de los Suministradores ocurran luego de la aprobación de las Adendas. Al respecto, el primer pago ocurriría en diciembre de 2018.

iii) establecer hasta que mes el Generador puede ejercer su “derecho de opción”

El literal d. del numeral 1.2 de la Cláusula Primera del Acuerdo de Opción indica que el Derecho de Opción podrá ejercerse hasta el último mes de vigencia del mismo (el cual en ningún caso excede el 31 de diciembre de 2021), siempre que se encuentre al día con sus compromisos de pago.

b) Respecto al Anexo Único, la fórmula de actualización de la Contraprestación considera únicamente el factor “FX”; sin embargo, no se ve una correlación con la condición para aplicar la actualización debido a que esta considera dos factores “FX” y “FY” que superan +/- 5%, por lo que se sugiere su evaluación.



Conceptualmente la Contraprestación se calcula como el producto de un "Q" y un "P", siendo el "Q" un volumen de potencia (potencia sobrecontratada asignada en el reparto proporcional) y el "P" el precio de potencia que prevé el correspondiente Contrato.

Ahora bien, considerando que el precio de potencia se actualiza trimestralmente conforme al Contrato, en el Anexo Único del Acuerdo de Opción se incluye una fórmula que sigue exactamente la misma lógica a aquella que prevé al Contrato.

Así, el Precio Base de Potencia se actualiza en función de un "Factor p" ( $\text{Precio}_{\text{pot}} = \text{Precio}_{\text{pb}} \times \text{Factor}_p$ ) siempre que el "Factor p" o el "Factor e" varíe en +/- 5% respecto a los valores empleados en la última actualización.

Bajo esa misma lógica, el Acuerdo de Opción prevé que la Contraprestación Base se actualiza en función al Factor X, siempre que el Factor X o el Factor Y varíe en +/- 5% respecto a los valores empleados en la última actualización. En ese sentido, la utilidad del Factor Y es solo para determinar si gatilla o no la actualización, más no para la actualización propiamente dicha, que solo considera el Factor X.

Por lo expuesto, solicitamos a OSINERGMIN emita la aprobación a los proyectos de adenda presentados por LDS y sus suministradores el 2 de octubre de 2018.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.

Atentamente,

  
Luis Miguel Quirós V.  
Gerente Comercial

# **Informe Respuesta al numeral 2 del Oficio N° 0928-2018-GRT**

**Preparado Para:**

***Luz del Sur S.A.A.***

**por:**

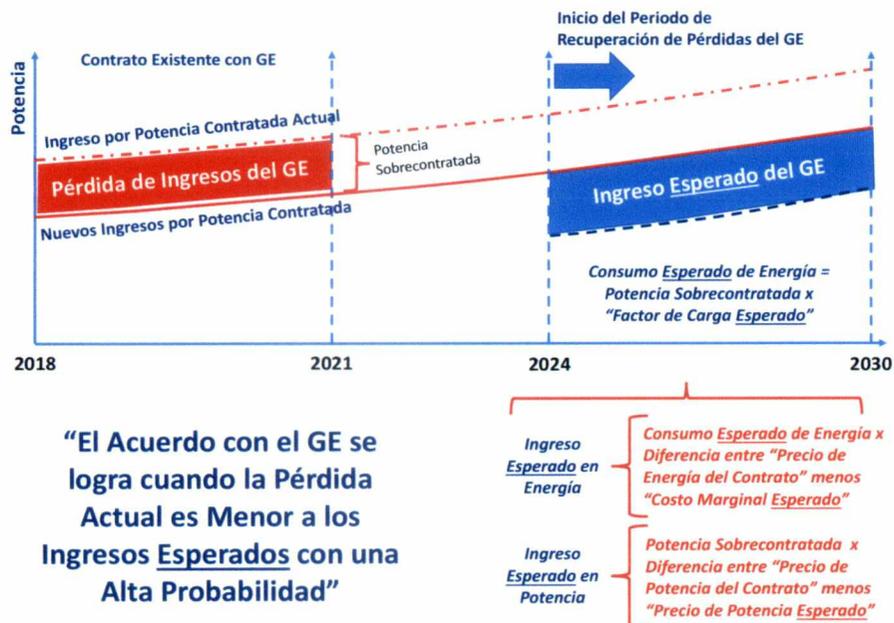


**Noviembre 2018**

1. En lo respecta al numeral 2 del **Oficio N° 0928-2018-GRT**, es conveniente aclarar que para determinar y acordar con los generadores eléctricos el nuevo plazo contractual de **7 años**, se tuvo que desarrollar un modelo de evaluación económica probabilística, dado que existe incertidumbre en muchas variables que determinan la compensación económica para el generador. Dicho modelo fue alcanzado a Osinergmin con el fin de brindar transparencia respecto a la razonabilidad de la propuesta.

Consideramos por las opiniones vertidas en el **Oficio N° 928-2018-GRT**, que resulta necesario ahondar en mayor explicación en cuanto al proceso de negociación entre LDS y los Generadores, dado que la reducción de los ingresos asociados a la potencia sobrecontratada origina una pérdida de ingresos actuales a los generadores, la misma que debe ser recuperada con los ingresos esperados futuros en un periodo adicional tal como esquemáticamente se resume en la **figura 1**.

Figura 1: Modelo Conceptual del Modelo de Equilibrio Económico



De acuerdo con la **figura 1**, el Generador Eléctrico (GE) asume una pérdida real y espera obtener un ingreso esperado futuro, el cual no está garantizado debido a que depende de muchas variables aleatorias.

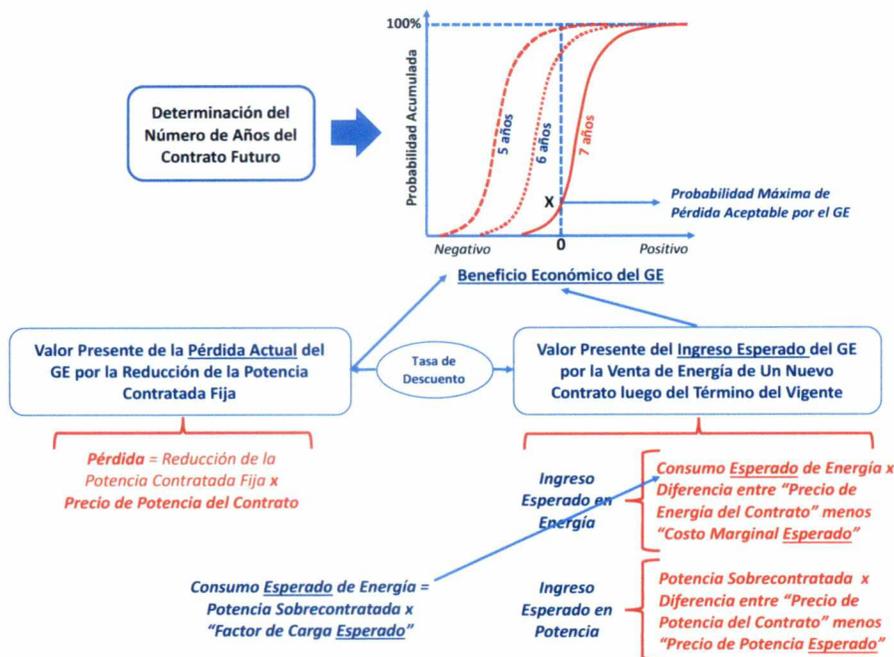
Para determinar el plazo de duración del nuevo periodo contractual, debe tenerse presente que los ingresos esperados futuros en la energía y potencia del generador dependen de factores no determinísticos y por tanto, no puede efectuarse una evaluación sin considerar el riesgo que implica para el generador eléctrico reducir sus ingresos actuales de potencia con la esperanza de recibir ingresos futuros que los compensen (la “Compensación del GE”).

En la **figura 2** se muestra que la Compensación del GE que suscribe el Acuerdo con LDS, depende del Nuevo Periodo Contractual, y dicha compensación es una función probabilística, y, por lo tanto, los generadores esperarían tener una probabilidad de pérdida nula o muy baja.



En la parte superior de la **figura 2** se muestran las curvas de probabilidad acumulada de la Compensación del GE para diversos periodos contractuales. En dicha figura, el valor de "X" representa la probabilidad de pérdida que el generador estaría dispuesto asumir para aceptar la Adenda. La probabilidad "X" se reduce cuando el periodo del contrato aumenta, y depende de muchos supuestos aleatorios, tal como se muestran en la **figura 2**.

Figura 2: Resultados del Modelo de Evaluación Probabilístico



La Compensación del GE por asumir la Adenda significa evaluar los Ingresos Esperados a Futuro, tanto en Energía como en Potencia, dado que el GE asume una reducción de ingresos actuales de potencia (pérdida actual) que sería compensada con los ingresos esperados a futuro, tanto en potencia como energía. Las variables que definen los ingresos esperados futuros son las señaladas en la **figura 3**, destacándose la naturaleza aleatoria de cada una de ellas.

2. El Costo Marginal de Energía depende de "Un Plan de Obras Optimizado" mediante el MOSSE<sup>1</sup>. Se prescindió de utilizar el modelo PERSEO para dichos fines, dado que este modelo no evalúa la expansión óptima de la generación eléctrica, y requiere que se ingrese la declaración de los precios del gas natural por parte de los GE. Por lo tanto, dadas las incertidumbres en los planes de obras, se han propuesto diversos escenarios de crecimiento de la generación eléctrica, asumiendo fechas posibles para el ingreso en operación del GSP, así como como para el desarrollo de nueva generación RER (geotermia, solar y eólica). Definidos los posibles planes de obras, se simula y optimiza la generación eléctrica en cada año del horizonte de análisis (2018 a 2030) mediante un Modelo que toma en cuenta la totalidad de los contratos de gas (molécula y transporte) firmados por los generadores eléctricos, de tal forma de evitar asunciones

<sup>1</sup> MOSSE = Modelo de Optimización y Simulación de la Expansión del Sector Eléctrico Peruano, desarrollado por encargo del MINEM para efectuar Planificación Energética. Este modelo toma en cuenta el Desarrollo del Gas Natural (Gasoductos), Centrales de Generación y Líneas Eléctricas en tres zonas de demanda del país.



respecto a la declaración del precio del gas natural, con ello el Modelo PERSEO no optimiza los contratos de compra de gas, sino que asume que el Costo Variable es igual al Costo Medio de los actuales contratos de gas. Por lo expresado, consideramos que no se puede utilizar el Modelo PERSEO para definir los Costos Marginales según las restricciones contractuales del gas natural.

Figura 3: Variables Aleatorias Consideradas en la Evaluación Económica del Beneficio para el GE



3. Otra de las variables aleatorias que afecta los ingresos esperados del GE es el futuro Precio de Potencia (ver figura 3). El Precio de Potencia considera el Costo Medio de la Turbina de Gas (TG), la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad de Punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) definido por Osinergmin. Pronosticar el Costo Medio de la TG es una tarea compleja que depende de condiciones del mercado mundial de turbinas, donde el mercado nacional no tiene relevancia. En lo que respecta al MRFO, este valor debe reflejar los cambios en la Reserva Óptima del SEIN debido a la inclusión de nuevas tecnologías de generación, demostrándose que el aumento de la participación RER en el parque de generación aumenta dicho Margen de Reserva. Por lo tanto, debería poder estimarse, como una variable aleatoria el posible cambio en el MRFO y con ello el aumento del Precio de Potencia de Barra.

Si el Precio de Potencia de Barra se coloca por encima del Precio de Potencia especificado en el Contrato de Licitación, entonces el GE tendría una pérdida debido a que compraría Potencia del SEIN a un precio más alto que el Precio de Potencia cobrado al Distribuidor. Por esta razón, es importante en el Modelo Económico considerar de forma probabilística los posibles cambios en el Precio de Potencia de Barra por efectos del MRFO.

4. Debido que los beneficios esperados y las pérdidas asumidas por el GE se producen a lo largo del tiempo, debe utilizarse una Tasa de Descuento que traiga a valor presente los diversos flujos económicos y al final obtener un Valor Actual Neto (VAN) del Resultado Económico Final del GE, tal como se muestra en la figura 1.



En el Modelo se ha utilizado como Tasa de Descuento la señalada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%) porque es la que reconoce la regulación para las diversas actividades económicas reguladas dentro del sector eléctrico.

Se menciona en los comentarios de la GRT que debe evaluarse el efecto que podría tener el utilizar una Tasa de Descuento igual a la Tasa WACC del Negocio, y la respuesta se desprende del siguiente análisis:

Tal como se muestra en la **figura 4**, el WACC es la media ponderada de los diversos flujos de fondos que utilizaría el Accionista para financiar su actividad. Generalmente, se utiliza un porcentaje de capital propio (Equity) y otro porcentaje de deuda para financiar el negocio de generación. El principal problema de la Metodología WACC es definir el valor razonable para la Tasa del Equity, dado que en el Perú no existe un mercado de generadores de donde obtener los valores razonables para la rentabilidad esperada del accionista.

*Figura 4: Metodología para Determinar el WACC*

$$\text{WACC} = \%E \times K_E + \%D \times K_D \times (1-T)$$

**%D = Participación de la Deuda**

**%E = Participación del Equity**

**T = Impuesto a la Renta**

**K<sub>D</sub> = Costo de la Deuda**

- Riesgo país + Spread Calificación de riesgo
- LIBOR + PRIMAS
- Tasa de libre riesgo + Riesgo país + Premio Riesgo de Crédito

**K<sub>E</sub> = Costo del Equity (Modelo CAPM)**

$$K_E = R_f + \beta \times (R_M - R_f) + R_T$$

R<sub>f</sub> = Tasa de Libre Riesgo (Bonos de los EE.UU) (información estadística)

(R<sub>M</sub> - R<sub>f</sub>) = Tasa de Premio de Mercado (información estadística)

**B = Beta de la Industria (¿información estadística?) = Volatilidad del Negocio**

R<sub>T</sub> = Prima por riesgo de tamaño

Según se observa en la **figura 4**, la metodología financiera asume que la Tasa del Equity se podría estimar de acuerdo con el Modelo CAPM, dentro del cual debe evaluarse el posible riesgo del negocio (valor Beta). Generalmente, el Beta se obtiene de negocios similares de otros países con una regulación parecida.

En la situación que nos atañe, estamos en el negocio donde los GE reducen sus ingresos presentes (por tanto, afectan su utilidad actual) y apuestan por un ingreso futuro en la venta de energía (utilidad futura). Por lo tanto, en este negocio, la fuente de financiamiento es el Equity del GE, lo cual tiene una tasa de rentabilidad muy superior al 12%. En consecuencia, el utilizar como Tasa de Descuento un valor del 12% resulta mucho más conservador que utilizar la Tasa del Equity del GE que es lo que correspondería si se quiere utilizar la metodología WACC.

Además, independientemente de lo señalado, se ha simulado que pasaría en la Compensación del GE si se reduce la Tasa de Descuento del 12% al 10%, obteniéndose



que para alcanzar un riesgo reducido en el pago de la pérdida del GE, se debe elegir un periodo contractual de 7 años.

5. Respecto a la opinión de la GRT sobre utilizar valores nominales para la proyección de los Precios de Energía del Contrato, debe tenerse en cuenta que la Evaluación de los Flujos Económicos son realizados con variables que están en dólares constantes. En la **figura 5** se muestra comparativamente lo complejo que sería utilizar valores nominales en reemplazo de los valores constantes.

Entre los principales inconvenientes por utilizar valores nominales en lugar de valores constantes, están el pronóstico de la Inflación y de otras variables que en conjunto no deben aumentar el grado de incertidumbre en los resultados (Costos Marginales). Por ello ningún modelo de expansión óptima del sector eléctrico utiliza valores nominales, sino que parte de la base de asumir las variables a valores constantes.

Figura 5: Diferencias en la Evaluación Económica a Valores Constantes con Valores Nominales

Evaluación con Variables Constantes	Evaluación con Variables Nominales
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de Descuento = Ley (12%)</li> <li>• Precio de Energía del Contrato:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor Actual (47 US\$/MWh)</li> </ul> </li> <li>• Precio de Potencia del Contrato:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor Actual (6,4 US\$/KW-mes)</li> </ul> </li> <li>• Costo Marginal Esperado (CMgE):                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Definir escenarios de desarrollo del SEIN (MOSSE) con Precios del Gas y Tecnologías con Precios Vigentes al 2018</li> <li>• Modelar el Despacho Económico considerando el Precios de los Combustibles al 2018 (incluye el Gas Natural de Camisea)</li> <li>• Determinar el CMgE como una Variable Aleatoria</li> </ul> </li> <li>• Precio Futuro de la Potencia:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Considerar el Costo Medio Actual de la Turbina de Gas</li> <li>• Considerar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita</li> <li>• Estimar el Margen de Reserva Firme Objetivo como una Variable Aleatoria que depende del Ingreso de Mayor Generación RER.</li> </ul> </li> <li>• Proyección de la Compra Futura de Energía al GE                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Asumir la Potencia Contratada Reducida como la Potencia pagada al GE</li> <li>• Estimar el Factor de Carga como una Variable Aleatoria.</li> </ul> </li> <li>• Resultados: Un Beneficio Económico Probabilístico que depende del Número de Años de duración del Contrato Futuro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tasa de Descuento = Indeterminado = 12%+Inflación</li> <li>• Precio de Energía del Contrato:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyección según estimados de crecimiento del Precio del Gas Natural, IPM y Combustibles</li> </ul> </li> <li>• Precio de Potencia del Contrato:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyección según estimados de crecimiento del Precio de la Turbina de Gas e IPM</li> </ul> </li> <li>• Costo Marginal Esperado (CMgE):                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• No se puede Optimizar el Desarrollo de un Sistema Eléctrico con Valores Nominales</li> <li>• La Proyección del Precio del Gas Natural de Camisea requiere de la Proyección del Precio del Petróleo (WTI) y la Inflación en Estados Unidos.</li> </ul> </li> <li>• Precio Futuro de la Potencia:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Proyectar el Costo Medio Actual de la Turbina de Gas</li> <li>• Proyectar la Tasa de Indisponibilidad Fortuita</li> <li>• Proyectar el Margen de Reserva Firme Objetivo como una Variable Aleatoria que depende del Ingreso de Mayor Generación RER.</li> </ul> </li> <li>• Proyección de la Compra Futura de Energía al GE                             <ul style="list-style-type: none"> <li>• Asumir la Potencia Contratada Reducida como la Potencia pagada al GE</li> <li>• Estimar el Factor de Carga como una Variable Aleatoria.</li> </ul> </li> <li>• Resultados: Un Modelo con Demasiadas Variables que Distorsionan los Resultados.</li> <li>• Sólo la Tasa de Descuento tendría demasiada volatilidad y crearía inexactitud en los cálculos.</li> </ul>

Es conveniente señalar que, en la determinación del Precio Básico de la Energía, que regula Osinermin anualmente, se utiliza el Modelo PERSEO, y dentro de los supuestos de costos están los costos de los combustibles (diésel, residual y gas natural) en valores constantes, y además, para determinar el Costo Marginal Promedio Ponderado se utiliza la Tasa de Descuento del 12%, porque ésta siendo una tasa real no incluye a la inflación.

En consecuencia, considerando que la regulación energética por las razones expuestas utiliza en sus cálculos sólo valores constantes, no resulta adecuado solicitar una evaluación en valores nominales cuando se reconoce que es muy difícil estimar las variables probabilísticas que se muestran en la **figura 5**.

6. Respecto al reajuste del Precio del Gas Natural considerado en los cálculos del Costo Marginal Esperado de Energía, se ha efectuado la evaluación y comparación del precio total del gas a junio del 2017 y a noviembre del 2018, tal como se muestra en la **figura 6**. De la revisión del precio total del gas, se aprecia que dicho precio cambia en



Lima en un valor de 1,9%, lo cual se traduciría en un aumento de los Costos Marginales Esperados de Energía en la misma proporción. Estos nuevos Costos Marginales han sido incluidos en el Modelo de Evaluación Económica.

Figura 6: Reajuste del Precio del Gas Natural

Precios del Gas Natural de Camisea para el GE Jun-17				Precios del Gas Natural de Camisea para el GE Nov-18			
	Cálida	Cálida	Contugas		Cálida	Cálida	Contugas
Suministro Pluspetrol	US\$/GJ	1,69	1,52	Suministro Pluspetrol	US\$/GJ	1,67	1,58
Transporte TGP	US\$/mil m3	40,00	40,00	Transporte TGP	US\$/mil m3	40,88	40,88
Distribución Fijo	US\$/(m3/d)	0,44	0,27	Distribución Fijo	US\$/(m3/d)	0,51	0,26
Distribución Variable	US\$/mil m3	14,32	58,84	Distribución Variable	US\$/mil m3	16,62	56,56
<b>Total</b>	<b>US\$/GJ</b>	<b>3,05</b>	<b>4,21</b>	<b>Total</b>	<b>US\$/GJ</b>	<b>3,10</b>	<b>4,23</b>

Pluspetrol	US\$/GJ	1,69	1,52	Pluspetrol	US\$/GJ	1,67	1,58
TGP	US\$/GJ	1,00	1,00	TGP	US\$/GJ	1,02	1,02
Distribución	US\$/GJ	0,36	1,69	Distribución	US\$/GJ	0,42	1,62
<b>Total</b>	<b>US\$/GJ</b>	<b>3,05</b>	<b>4,21</b>	<b>Total</b>	<b>US\$/GJ</b>	<b>3,10</b>	<b>4,23</b>

Respecto a los valores de Junio 2017      101,9%      100,4%

PCSGN =	40,00	MJ / m3
1 m3 =	35,315	pc
	30,417	Dias/mes

PCSGN =	40,00	MJ / m3
1 m3 =	35,315	pc
	30,417	Dias/mes

7. Por lo tanto, luego de las explicaciones dadas, donde se señala la importancia de la evaluación probabilística en los beneficios económicos del GE, se presenta a continuación un resumen de diversos casos posibles de desarrollo de las variables determinantes de dicha evaluación económica, resaltándose el efecto que tiene el periodo contractual en la probabilidad de pérdida económica para el GE (ver figura 7).

En las Figuras siguientes, se ha simulado el riesgo que existen en la recuperación de la pérdida actual de ingresos del GE para un periodo contractual de 6 y 7 años, considerando una Tasa de Descuento del 10% y 12% y cambios en el MRFO, obteniéndose que un periodo de 6 años significa siempre un riesgo mayor y no aceptable por parte del GE. En consecuencia, es indispensable elegir un periodo contractual de 7 años, que garantice la viabilidad del esquema propuesto para el GE y con ello resolver el problema de la sobre contratación de potencia.

Figura 7: Beneficio Económico para una Tasa de Descuento del 12% y Cero Incremento en el MRFO

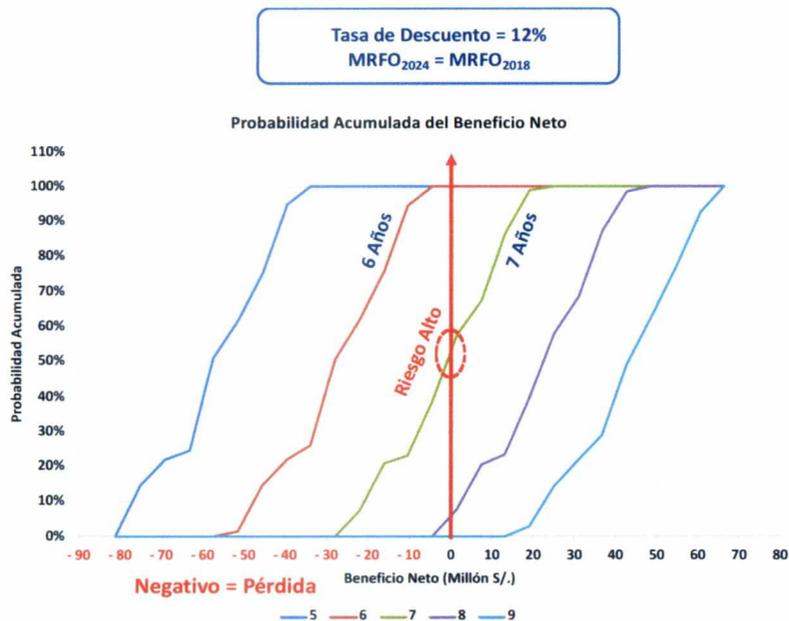


Figura 8: Beneficio Económico para una Tasa de Descuento del 12% y 5% de Incremento en el MRFO

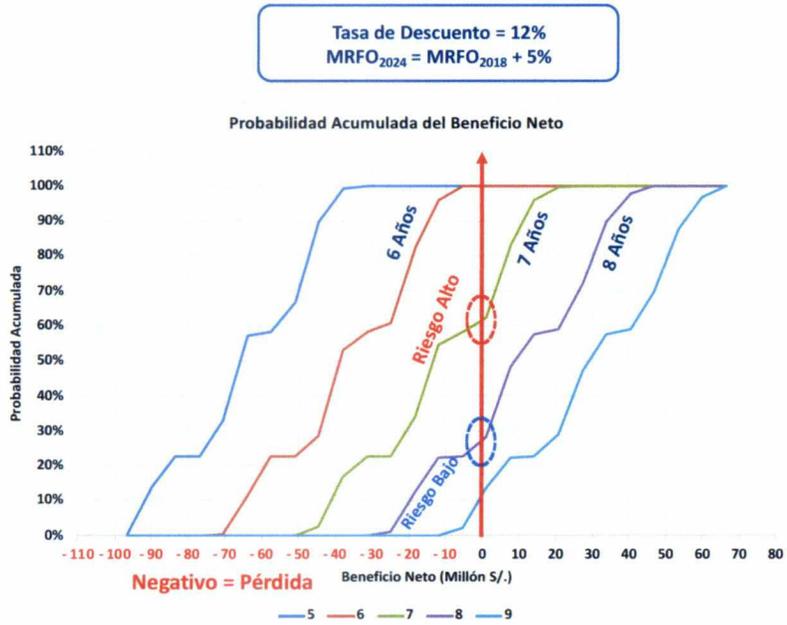


Figura 9: Beneficio Económico para una Tasa de Descuento del 10% y Cero Incremento en el MRFO

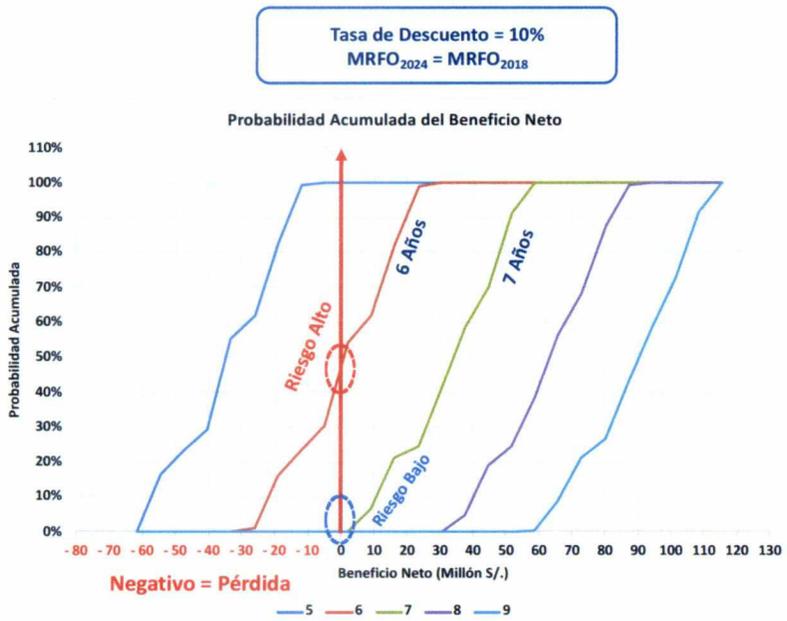
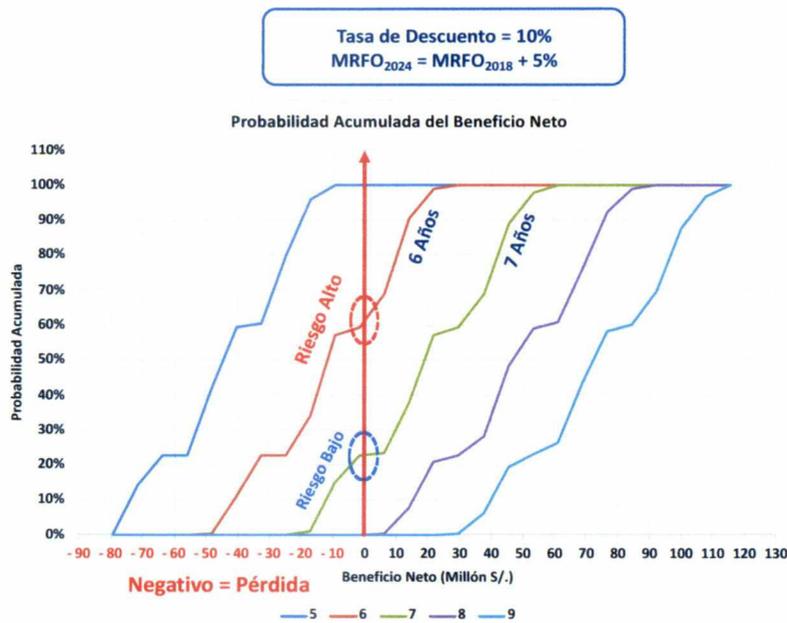


Figura 10: Beneficio Económico para una Tasa de Descuento del 10% y 5% de Incremento en el MRFO



### Conclusión

El modelo desarrollado demuestra que para una extensión del plazo contractual a partir del 2024 de 6 años la probabilidad de pérdida para el generador es de 100%; en el caso de 7 años la probabilidad de pérdida sería de 50%; y en caso el periodo fuese 8 años el riesgo de pérdida que enfrentan los generadores sería de 5%. Por lo tanto, resulta razonable que el generador esté dispuesto a llegar a un acuerdo con el distribuidor considerando un plazo de ampliación contractual no menor de 7 años.