



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

Informe N° 394-2022-GRT

Análisis de los Argumentos del Recurso de Reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución de Consejo Directivo N° 079-2022-OS/CD

Fecha de elaboración: 01 de julio de 2022

Elaborado:

Jorge Sanchez Paisig
Rodrigo Carrillo Castillo

Especialistas DGN

Revisado y aprobado por

[mrevolo]



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

Informe N° 394-2022-GRT

Análisis de los Argumentos del Recurso de Reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. contra la Resolución de Consejo Directivo N° 079-2022-OS/CD

Fecha de elaboración: 01 de julio de 2022

Índice

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
1 OBJETIVO.....	5
2 ANTECEDENTES	5
3 PETITORIOS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN PRESENTADO POR CÁLIDDA.....	5
4 ARGUMENTOS Y ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN DE CONTUGAS.....	7
4.1 EXTREMO 1: RECONOCIMIENTO DE COSTOS DE ARQUEOLOGÍA	7
4.2 EXTREMO 2: RECONOCIMIENTO DEL COSTO OPERATIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EMERGENCIA.....	13

Resumen Ejecutivo

El presente informe analiza el recurso de reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “Engie”) contra la Resolución de Consejo Directivo N° 079-2022-OS/CD que fijó las Tarifas de la Distribución de gas natural en la concesión de Lima y Callao, el Plan Quinquenal de Inversiones y el Plan de Conexión de Clientes Residenciales a Beneficiarse con los Gastos de Promoción para el periodo 2022-2026, la cual fue publicada el 04 de mayo de 2022 en el diario oficial El Peruano (en adelante “Resolución 079”).

Se ha analizado la documentación presentada por Engie y se ha evaluado la procedencia de realizar los cambios correspondientes según las conclusiones de cada extremo solicitado, siendo estos los siguientes:

- **Extremo 1:** Sobre el análisis de competitividad para la generación eléctrica con gas natural considerando como energético sustituto a la generación eólica y no a los combustibles líquidos.
- **Extremo 2:** Sobre el incremento de las tarifas de distribución de gas de generación eléctrica para financiar el mecanismo de promoción.

Luego de analizar los argumentos y la información proporcionada por Engie, se concluye que corresponde declarar infundados los 02 extremos del petitorio formulados por la empresa. Las conclusiones de los extremos son los siguientes:

- Extremo 1: Engie hace una lectura equivocada del artículo 107 del Reglamento del Distribución, pues el “energético sustituto” al que refiere el mencionado artículo está relacionado expresamente con los combustibles derivados del petróleo, por lo que, no resulta válida la comparación del precio final del gas natural con energía proveniente de otro tipo de tecnología, como es el caso de la energía renovable.
- Extremo 2: Se debe señalar que la interpretación propuesta por Engie en este punto, es contraria a las políticas de masificación en el uso del gas natural, no pudiendo sostenerse válidamente que los planes de promoción aplicables a los concesionarios de distribución deben dejarse de lado por la presencia de otras políticas sectoriales de masificación como el FISE, debiendo entenderse, todos los efectos, que son complementarios para los fines de masificación y no excluyentes. Se debe indicar también que la inclusión del Mecanismo de Promoción está en concordancia con todos los criterios regulatorios establecidos y aprobados en la normatividad vigente y que son de cumplimiento obligatorio.

1 Objetivo

Efectuar el análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por ENGIE Energía Perú S.A. (Engie) contra la Resolución de Consejo Directivo N° 079-2022-OS/CD, que aprobó las Tarifas Únicas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026 y aprobó otros conceptos señalados en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

2 Antecedentes

- Mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, se aprobó el TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante el “Reglamento de Distribución”), el cual establece los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural.
- Mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD y sus modificatorias, se aprobó el “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados” (en adelante “Procedimiento de Fijación de Tarifas”), que establece el Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, acometidas y cargos de mantenimiento, corte y reconexión.
- Mediante Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, se estableció el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural (en adelante el “Procedimiento para Estudios Tarifarios”), que contiene los principios y criterios adoptados por Osinergmin en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.
- Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural (en adelante “Procedimiento VNR”), aprobado por Resolución N° 188-2012-OS/CD y sus modificatorias, que contiene los requerimientos de información y los procedimientos que deben emplear las Concesionarias, para efectos de la elaboración y presentación de la información del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de gas natural por red de ductos.
- Norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final (en adelante “Norma de Condiciones Generales”), aprobado por Resolución N° 054-2016-OS/CD y sus modificatorias, que contiene las condiciones generales que debe aplicarse en las tarifas del servicio de distribución de Gas Natural definidas al Consumidor final, así como, aspectos sobre la aplicación del precio medio del gas natural y costo medio de transporte.
- Conforme a lo previsto en la etapa a) del Procedimiento, el proceso se inicia con la presentación de la propuesta tarifaria y de los estudios técnicos económicos por parte de la empresa concesionaria. Al respecto, mediante Carta N° 2021-121192, recibida el 6 de octubre de 2021, Cálidda presentó a Osinergmin su propuesta tarifaria correspondiente al periodo 2022 - 2026.
- Mediante Oficio N° 949-2021-GRT del 12 de octubre de 2021, Osinergmin requirió a Cálidda la presentación de su Propuesta Tarifaria acompañada del PQI que cuente con el pronunciamiento favorable de la DGH sobre su conformidad con la Política Energética vigente y que absuelva las observaciones realizadas mediante Informe Técnico Legal N° 627-2021-GRT.

- Conforme lo establece la etapa b) del Procedimiento de Fijación de Tarifas, la Propuesta Tarifaria fue oportunamente publicada en la página web de Osinergmin junto con los documentos relacionados y la Convocatoria a Audiencia Pública para el sustento de dicha propuesta.
- Con fecha 22 de octubre de 2021, se llevó a cabo la Audiencia Pública virtual por transmisión en directo (streaming), con la finalidad de que Cálidda exponga la presentación y sustento de la propuesta tarifaria para la fijación de TUD de gas natural por red de ductos de la Concesión de Lima y Callao para el periodo 2022-2026.
- Posteriormente, con Oficio N° 1011-2021-GRT notificado el 9 de noviembre de 2021, Osinergmin remitió a Cálidda el Informe N° 705-2021-GRT, con las observaciones efectuadas al contenido de su Propuesta Tarifaria.
- Mediante Oficio N° 1012-2021-GRT notificado el 9 de noviembre de 2021, Osinergmin traslada a Cálidda las observaciones formuladas por las empresas Estación de Servicios Paso de los Andes S.A.C. y Jevaro S.A.C. al contenido de su Propuesta Tarifaria presentada, a fin de que absuelva dichas observaciones.
- En cumplimiento de la etapa e) del Procedimiento de Fijación de Tarifas, mediante Carta N° 2021-126435 recibida el 6 de diciembre de 2021, Cálidda remite la absolución a las observaciones realizadas a su propuesta de Fijación de Tarifas Únicas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao para el periodo 2022-2026, la cual fue oportunamente publicada en la página web de Osinergmin.
- El 25 de marzo de 2022, mediante Resolución N° 043-2022-OS/CD, se publicó el Proyecto de Resolución que aprueba la Tarifa Única de Distribución para la concesión de Lima y Callao correspondiente al periodo 2022 – 2026, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Conexiones de Clientes Residenciales, así como los demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución. Dentro del plazo señalado en dicha resolución se recibieron las comunicaciones de diez (10) interesados.
- El 1 abril de 2022, se efectuó la Audiencia Pública con la finalidad de que el Regulador realice el sustentó de la propuesta tarifaria publicada mediante Resolución 043, de acuerdo con la etapa h) del Procedimiento de Fijación de Tarifas.
- En cumplimiento de la etapa j) del Procedimiento y, en consecuencia, el 04 de mayo de 2022 se publicó la Resolución N° 079-2022-OS/CD mediante la cual se publicó la Resolución que fija la Tarifa Única de Distribución aplicable a la Concesión de Lima y Callao para el periodo comprendido entre el 7 de mayo de 2022 y el 6 de mayo de 2026, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Promoción, así como los Cargos Tarifarios Complementarios correspondientes a la Acometida, Derecho de Conexión, Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones Internas, Cargos por Corte y Reconexión y el Factor K aplicable a la evaluación de nuevos suministros.
- Como parte de la etapa k) del Procedimiento, el 25 de mayo de 2022 las empresas Gas Natural de Lima y Callao S.A. y Engie Energía Perú S.A. interpusieron sus recursos de reconsideración contra la Resolución N° 079-2022-OS/CD, los cuales, de acuerdo con la etapa l) del Procedimiento, fueron publicados en el portal institucional y se convocó a Audiencia Pública.
- En virtud de la etapa m) del Procedimiento, el 06 de junio de 2022 se llevó a cabo la Audiencia Pública para la sustentación de los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución N° 079-2022-OS/CD, en la cual participaron las empresas las empresas Gas Natural de Lima y Callao S.A y Engie Energía Perú S.A.
- Según la etapa n) del Procedimiento, los interesados presentan sus opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración hasta el 13 de junio de 2022; por lo que, en el plazo máximo indicado, la empresa Engie Energía Perú SA. formuló sus

observaciones contra el recurso de reconsideración presentado por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A.

- En cumplimiento de la etapa ñ), Osinergmin resuelve los recursos de reconsideración interpuestos por las empresas Gas Natural De Lima Y Callao S.A y Engie Energía Perú SA. De acuerdo a ello, las modificaciones a la Resolución N° 079-2022-OS/CD se aprueban en Resolución Complementaria.

3 Argumentos y análisis del recurso de reconsideración de Engie

3.1 Extremo 1: Sobre el análisis de competitividad para la generación eléctrica con gas natural considerando como energético sustituto a la generación eólica y no a los combustibles líquidos

Argumentos de Engie

Engie señala que Osinergmin limita el análisis de competitividad a un reemplazo de combustible, sin considerar la comparación con otros energéticos sustitutos que hoy en día pueden competir con la generación tradicional como es el caso de la generación sobre la base de recursos energéticos renovables, los cuales para Engie constituyen opciones viables como sustituto de la generación con gas natural en ciclo combinado y que prueba de ello es que los últimos proyectos que están ingresando al mercado bajo competencia para la generación eléctrica son renovables.

La recurrente resalta que el artículo 107 del Reglamento de Distribución, cuando se refiere a tarifas finales competitivas, emplea el término “energético sustituto” y no “combustible sustituto”, asimismo, que los combustibles citados en dicho artículo no pueden entenderse como una lista cerrada, sino que se tratan únicamente de ejemplos, por lo que es un error limitar el análisis del energético sustituto a una lista de combustibles.

Agrega que la competitividad de la tarifa de gas natural para la generación eléctrica debe medirse con las fuentes energéticas que efectivamente están en posición de desafiar la ventaja comparativa con que cuenta el gas natural para generar energía eléctrica a un precio competitivo. Para Engie, en las actuales condiciones del mercado, la competitividad debería ser determinada confrontando al gas natural contra el energético sustituto, es decir, contra la fuente de energía (hidráulica, eólica, solar u otra) que está en posición de afectar realmente su consumo. Para tal efecto, adjunta a su recurso el Segundo y el Tercer Informe de consultoría de Alfa Plus S.A.C.

Conforme a lo anterior, solicita se lleve a cabo el análisis de competitividad para la generación eléctrica con gas natural considerando como energético sustituto a la generación eólica y no a los combustibles líquidos.

Análisis de Osinergmin

Se debe señalar que los aspectos formulados por Engie en su extremo están orientados al cuestionamiento sobre la competitividad que deben tener las tarifas finales o precio final de gas natural respecto al sustituto y al combustible que se utiliza para su comparación.

Al respecto se debe señalar que, Engie hace una lectura equivocada del artículo 107 del Reglamento de Distribución, pues el “energético sustituto” al que refiere en mencionado artículo está referido a “combustibles”, pues establece lo siguiente “(...) *se obtengan tarifas finales competitivas respecto del energético sustituto, tales como; GLP, Diesel, Gas Natural a partir de GNL regasificado y/o GNC descomprimido y/u otros derivados del petróleo (...)*” (el resaltado y subrayado es nuestro), por lo que, la comparativa del precio final del gas natural, con energía proveniente de otro tipo de tecnología, como puede ser las energías renovables, no resulta válido.

En principio, se debe señalar que, el análisis de Competitividad se realiza para demostrar si en las situaciones actuales, el gas natural mantiene un nivel de competitividad en el sector correspondiente. Por ello, se entiende que lo expresado en el artículo 107 antes mencionado, se encuentra en la línea con establecer una comparativa con la alternativa energética que pueden utilizar los usuarios si desearían dejar de usar o consumir el gas natural.

Resulta claro que a los generadores eléctricos que operan con gas natural (por lo general turbinas a gas o ciclo combinados) el sustituto natural que le corresponde es el Diesel 2, pues con un kit de conversión dichas unidades pueden ser adaptadas su operación a Diesel 2, incluso existen unidades en el SEIN que actualmente están preparadas para operar de forma dual (gas natural o Diesel 2).

Asimismo, los GE por la naturaleza de las actividades que realizan dichos Consumidores y/o el mercado en el que participan les corresponde una categoría especial, esto es que no resulta aplicable una categorización por rangos de consumo, ya que ello podría afectar la competencia o causar perjuicios, es decir, cualquier tipo de generador (pequeño o muy grande) debe tener iguales condiciones comparativas, lo que en el mercado eléctrico las unidades de generación que operan con combustible residual son su competencia más próxima, por lo ello, se emplea al residual como combustible sustituto.

Además, es importante indicar que en el Modelo de Simulación de Tarifas por medio de “Combustibles” sustitutos, se parte colocando un “Combustible” que sea racional con el cálculo efectuado, pero esto no quiere decir, que los “Ciclos Combinados o Ciclos Simples” usan este combustible, sino que se necesita por el Modelo Utilizado un combustible, lo más bajo posible, que condicione un precio del gas decreciente con el volumen.

En el Modelo de Ajuste Tarifario se utiliza la siguiente ecuación de ajuste de Tarifas:

$$Tarifa_i = A \times (\text{Consumo Medio de la Categoría}_i)^b$$

Donde el parámetro “b”, que tiene valor negativo, es el que depende de la forma en que los precios de la energía se deben reducir cuando aumenta el volumen, tal como lo establece el marco normativo vigente. Por ello, el parámetro “A” es el que se usa para ajustar los Ingresos de la Empresa de tal forma que la Tarifa Media sea igual al Costo Medio. Esto está explicado en el Informe Técnico que sustenta la tarifa de distribución de gas natural

$$Tarifa Media = \sum_{i=1}^N (\text{Participación}_i \times Tarifa_i)$$

En ese sentido, el aspecto decreciente de la tarifa de distribución se cumple cuando se emplea el combustible residual como combustible sustituto para el caso de la categoría GE, por ello, ha sido utilizado en diversas regulaciones cuando se ha diseñado las tarifas de distribución de gas natural y en el análisis de la competitividad de gas natural.

Si perjuicio de lo señalado anteriormente, se debe indicar que en el informe del Consultor se ha analizado la competitividad del gas natural de cara a las nuevas tecnologías de generación eléctrica, en la cual, se demuestra que las nuevas tecnologías presionarán a mantener el precio total del gas natural en valores razonables (entre 3 y 3,5 USD/GJ en términos constantes).

Sin embargo, se debe recordar que, Engie enfoca de forma equivocada la disminución de la competitividad del gas natural, ya que del 100% del precio final del gas natural establecido para los GE, el 55% lo representa el precio del suministro y el 30% corresponde a la tarifa de transporte dejando que el efecto de la distribución en el precio final del gas natural, solo representa el 15% y solo este último es materia de la presente regulación, por lo que su influencia desde el punto de vista del costo del gas natural al generador no resulta muy relevante frente a lo que representa el suministro y el transporte, los cuales en conjunto representan el 85% del mencionado precio final.

En este caso se está regulando la Tarifa de Distribución, por lo que se debe señalar que se ha tenido cuidado en revisar los costos y la estructura de las tarifas con la finalidad que estas sean competitivas para todos los clientes de la concesión incluyendo a los GE, teniendo en cuenta que la tarifa de distribución solo representa el 15% del precio total del suministro de gas.

Por lo señalado, la competitividad del gas natural como suministro no depende de la proporción que le corresponde a la tarifa de distribución, debido a que, en la estructura actual del precio de gas natural para la generación eléctrica, el costo de transporte y la molécula en conjunto representan un 85% del precio final para dicha categoría.

Por otro lado, de acuerdo a lo señalado por Engie, el Consultor contratado por Osinergmin ha incorporado en su informe un análisis de la competitividad para sustentar la viabilidad de las centrales de la generación de gas natural y que Osinergmin no ha tomado en cuenta la evaluación efectuada respecto de la utilización de la energía eólica. Al respecto, debemos precisar que el Consultor efectúa dicho análisis con la finalidad de demostrar que, de acuerdo al parque de generación instalado y la proyección de la demanda futura, las centrales de gas natural tienen suficiente demanda futura para seguir produciendo electricidad. Lo señalado se colige con el resultado obtenido en el Cuadro N° 2. Finalmente, debemos señalar que el Consultor no ha utilizado en su análisis de la competitividad para la tarifa de distribución de gas natural para la categoría Generación Eléctrica con el posible sustituto de energía eólica, debido a que la normativa vigente no considera dicha energía como un derivado del petróleo.

En consecuencia, el extremo solicitado por Engie resulta infundado.

Sin perjuicio de ello, consideramos necesario realizar el análisis de la comparación de alternativas de generación presentadas por Engie. En el Cuadro N° 1, remarcado en amarillo, se ha identificado las variables y factores de cálculo utilizados para el cálculo de la tarifa eléctrica. Entre los más relevantes se encuentran los siguientes:

1. El Factor de Planta (68,27% para el GN vs 48,36% para Eólicas).

2. El Factor de Potencia Firme (98,65% para el GN vs 72,83% para Eólicas).
3. Tasas de la Deuda, Equity y Vida Útil (20 años para todos).
4. Tasa de Descuento sin tomar el efecto del Escudo Tributario.
5. O&M como porcentaje de la Inversión.
6. CVNC.
7. Poder Calorífico del Gas Natural (39,87 MJ/m³).
8. Precio Constante del Gas Natural (3,57 a 3,49 USD/GJ)

Cuadro N° 1: Tabla de comparación de alternativas de generación

Central Típica		CC-GN	CC-GN	Eólica
Descripción	Unidades	mar-22	Osinergmin	ENGIE
Precio FOB	Millón USD	275,4	275,4	
Otros Costos de la Central	Millón USD	96,8	96,8	
Costo de Conexión	Millón USD	8,6	8,6	
Costo Total	Millón USD	380,7	380,7	165,4
Costo Unitarios de la Central	USD/kW	705,0	705,0	1253,2
Meses de Intereses	meses	11,8	11,8	11,8
IDC	%	4,9%	4,9%	4,9%
IDC	Millón USD	18,7	18,7	8,1
Potencia de la Central Termoeléctrica	MW	540,0	540,0	132,0
Factor de Plan Promedio	%	68,27%	68,27%	48,359%
Energía Producida al Año	MWh	3 229 633	3 229 633	559 183
Factor de Potencia Firme	%	98,65%	98,65%	72,83%
Potencia Firme	MW	532,71	532,71	96,13
Financiamiento de la Inversión				
Apalancamiento	D/E	2,33	2,33	2,33
Porcentaje de la Deuda	%	70%	70%	70%
Porcentaje del Equity	%	30%	30%	30%
Tasa de la Deuda	%	7,0%	7,0%	7,0%
Tasa del Equity	%	15,0%	15,0%	15,0%
Vida Útil	%	20,00	20,00	20,00
Impuesto a Renta	%	30%	30%	30%
WACC después de Impuestos	%	7,9%	7,9%	7,9%
WACC antes de Impuestos	%	11,3%	11,3%	11,3%
Tasa del Capital sin Escudo	%	9,4%	9,4%	9,4%
FRC Anual	%	11,27%	11,27%	11,27%
FRC Mensual	%	0,89%	0,89%	0,89%
Inversión + IDC	Millón USD	399,37	399,37	173,53
Anualidad de la Inversión	Millón USD	45,00	45,00	19,55
O&M Anual	Millón USD	93,90	92,13	4,14
Costo Fijo O&M	Millón USD	9,52	9,52	4,14
%Inversión	%	2,50%	2,50%	2,50%
CVNC	USD/MWh	3,35	3,35	
CVC	USD/MWh	22,78	22,23	
Precio Total del gas Natural	USD/Mil m ³	142,47	139,04	
Precio Total del gas Natural	USD/GJ	3,57	3,49	
Poder Calorífico del Gas Natural	GJ/Mil m ³	39,87	39,87	
CEC	GJ/MWh	6,374	6,374	
CVT	USD/MWh	26,13	25,58	
Costo de Energía	Millón USD	84,38	82,61	
Costo Anual	Millón USD	138,90	137,13	23,69
Energía Producida	TWh	3,23	3,23	0,56
Costo Medio	USD/MWh	43,01	42,46	42,37
Precio de Potencia en el COES	USD/kW-año	60	60	60
Ingreso por Potencia Firme	Millón USD	31,96	31,96	5,77
Ingresos Necesario por Energía	Millón USD	106,94	105,17	17,92
Ingresos Necesario por Energía	USD/MWh	33,11	32,56	32,05

Para todas las variables indicadas, los valores asumidos no corresponden necesariamente al caso que se está evaluando y, además, se debe indicar que estos representan parte del riesgo que asume el inversionista cuando selecciona una tecnología. Por ejemplo, en el caso

del Factor de Planta de las Eólicas, la experiencia operativa en el COES demuestra que dicho valor se aproxima al 52%, pero la Potencia Media Producida en la Hora de Punta (equivalente a la Potencia Firme) es del 60%. Pero estos factores dependen de cada proyecto, y por tanto sólo se podría tomar en una evaluación general de valores promedio del conjunto.

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento que han tenido las centrales Eólicas en el Perú y su Factor de Planta representativo en el periodo de análisis (52%). También se muestra la producción media en la Hora de Punta para poder estimar el Ingreso de Potencia Firme.

Figura N° 1

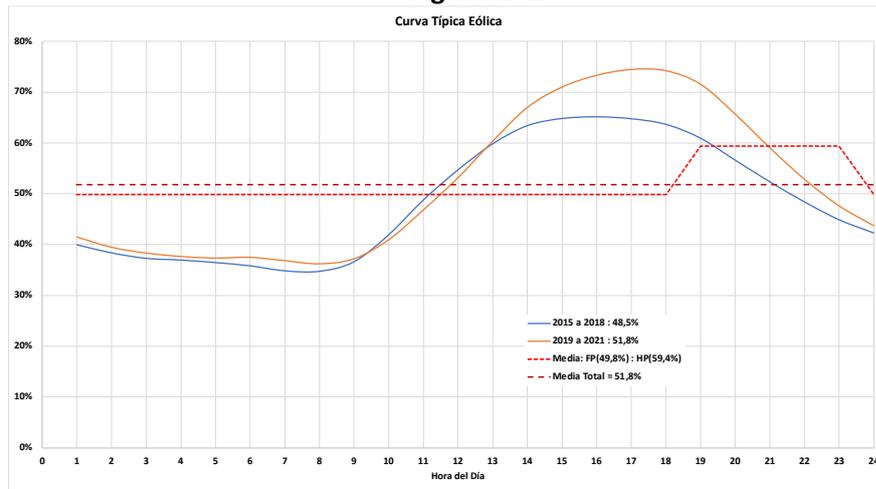
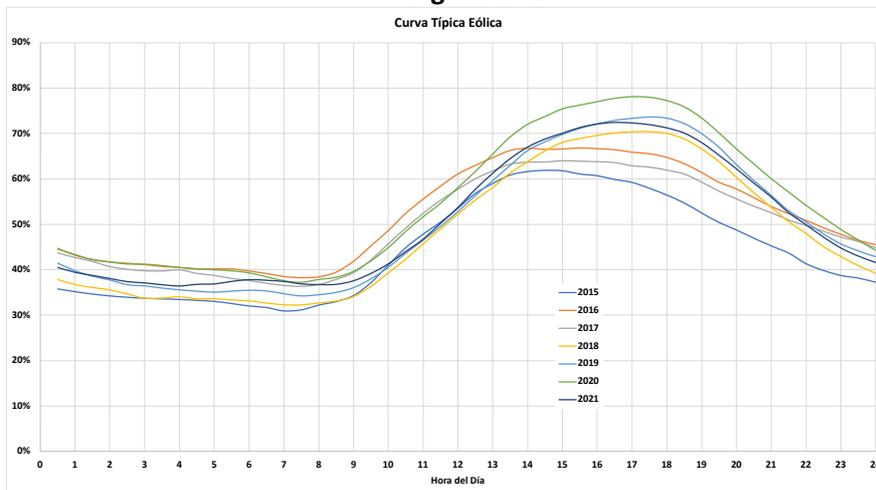


Figura N° 2



Otro aspecto importante que cambia los valores obtenidos por Engie y su Consultor, corresponde a la vida útil del proyecto de Ciclo Combinado, la cual normalmente es mayor a la de los proyectos Eólicos. Además, si se tiene en cuenta que la Tasa de Descuento es una WACC antes de impuesto, se tendría un valor diferente al estimado por el Consultor de Engie. También se pueden hacer ajustes en las Tasas de Deuda a valores del 6%. Estos aspectos cambian los resultados obtenidos por Engie y su Consultor. Como ejercicio, se ha evaluado los aspectos indicados reflejando en el siguiente cuadro el resultado de los cambios.

Cuadro N° 2

Central Típica		CC-GN	CC-GN	Eólica
Descripción	Unidades	mar-22	Osinerghmin	ENGIE
Precio				
FOB	Millón USD	275.4	275.4	
Otros Costos de la Central	Millón USD	96.8	96.8	
Costo de Conexión	Millón USD	8.6	8.6	
Costo Total	Millón USD	380.7	380.7	165.4
Costo Unitarios de la Central	USD/kW	705.0	705.0	1253.2
Meses de Intereses	meses	11.8	11.8	11.8
IDC	%	4.9%	4.9%	5.3%
IDC	Millón USD	18.5	18.5	8.8
Potencia de la Central Termoeléctrica	MW	540.0	540.0	132.0
Factor de Plan Promedio	%	75.00%	75.00%	52.000%
Energía Producida al Año	MWh	3 547 800	3 547 800	601 286
Factor de Potencia Firme	%	98.65%	98.65%	60.00%
Potencia Firme	MW	532.71	532.71	79.20
Financiamiento de la Inversión				
Apalancamiento	D/E	2.33	2.33	2.33
Porcentaje de la Deuda	%	70%	70%	70%
Porcentaje del Equity	%	30%	30%	30%
Tasa de la Deuda	%	6.0%	6.0%	6.0%
Tasa del Equity	%	15.0%	15.0%	15.0%
Vida Útil	%	30.00	30.00	20.00
Impuesto a Renta	%	30%	30%	30%
WACC después de Impuestos	%	7.4%	7.4%	7.4%
WACC antes de Impuestos	%	10,6%	10,6%	10,6%
Tasa del Capital sin Escudo	%	8.7%	8.7%	8.7%
FRC Anual	%	11.17%	11.17%	12.25%
FRC Mensual	%	0.89%	0.89%	0.97%
Inversión + IDC	Millón USD	399.21	399.21	174.22
Anualidad de la Inversión	Millón USD	44.58	44.58	21.35
O&M				
Anual	Millón USD	102.21	100.27	4.14
Costo Fijo O&M	Millón USD	9.52	9.52	4.14
%Inversión	%	2.50%	2.50%	2.50%
CVNC	USD/MWh	3.35	3.35	
CVC	USD/MWh	22.78	22.23	
Precio Total del gas Natural	USD/Mil m ³	142.47	139.04	
Precio Total del gas Natural	USD/GJ	3.57	3.49	
Poder Calórico del Gas Natural	GJ/Mil m ³	39.87	39.87	
CEC	GJ/MWh	6.374	6.374	
CVT	USD/MWh	26.13	25.58	
Costo de Energía	Millón USD	92.69	90.75	
Costo Anual	Millón USD	146.79	144.85	25.48
Energía Producida	TWh	3.55	3.55	0.60
Costo Medio	USD/MWh	41.38	40.83	42.38
Precio de Potencia en el COES	USD/kW-año	60	60	60
Ingreso por Potencia Firme	Millón USD	31.96	31.96	4.75
Ingresos Necesario por Energía	Millón USD	114.83	112.89	20.73
Ingresos Necesario por Energía	USD/MWh	32.37	31.82	34.48

Como se puede observar los resultados muestran que valores de costos medio son menores para los Ciclos Combinados respecto al de la energía producida por la Eólica (40,83 vs 42,38) lo cual demuestra que en este escenario es competitivo el Ciclo Combinado, es decir, se aprecia que el gas natural aún mantiene su competitividad, de acuerdo con los supuestos que se utilicen.

El valor límite que puede resultar para hacer factible la permanencia de las centrales de ciclo combinado a gas natural depende de muchos factores y no es el objeto del informe, indicar este valor con precisión sino tener en cuenta que el ingreso de nuevas tecnologías

forzará a que los agentes de la cadena del gas natural ajusten sus precios si desean mantener la competitividad del energético.

El Perú es excedentario en gas natural y por ello hay espacio para ajustar los precios tanto del suministro como del transporte, pero esto escapa a los alcances del análisis de competitividad para cada categoría tarifaria en el proceso de fijación de la Tarifa Única de Distribución de Lima y Callao según lo señalado en la normatividad vigente.

Conclusión

Por los argumentos expuestos se declara infundado este extremo del recurso de Engie.

3.2 Extremo 2: Sobre el incremento de las tarifas de distribución de gas de generación eléctrica para financiar el mecanismo de promoción

Argumentos de Engie:

Engie señala que de acuerdo con el Informe N° 259-2022-GRT la tarifa por el servicio de distribución se eleva en un 10.05% para financiar el mecanismo de promoción. Agrega que elevar las tarifas encarece el sistema eléctrico ya que por cada Millón USD que requiere el mecanismo de promoción, los usuarios del sector eléctrico deben recaudar 2.8 MUSD, es decir 1.8 MUSD más de lo que se requiere para cubrir dicho mecanismo, por lo que resultaría más eficiente para el sistema que el subsidio provenga directamente del FISE.

En el mismo sentido, en el Segundo Informe, adjunto a su recurso de reconsideración, Engie señala que el modelo empleado por Osinergmin hace que la mayor parte de los costos y del gasto del Mecanismo de Promoción recaiga sobre los mayores consumidores, con lo que se mantiene el riesgo de colapso del mercado de gas natural si alguno de los consumidores mayores dejase de operar.

Engie señala en dicho informe que lo propuesto por Osinergmin se traduce en un incremento de la tarifa de gas natural y, en consecuencia, en un incremento de la tarifa eléctrica de generación que grava finalmente al consumidor eléctrico. Engie agrega, mediante el Tercer Informe, que el mayor costo de la electricidad provocado por el incremento del precio del gas natural beneficia con mayores ingresos a otros productores de electricidad (los que utilizan energías renovables) que son los competidores que puede dejar sin mercado a la generación eléctrica con gas natural.

Agrega que desde el punto de vista del usuario que tiene que pagar la contribución para la masificación del gas natural, hacerlo vía el Mecanismo de Promoción le resulta más oneroso que hacerlo vía el FISE, ya que mediante el primero aporta fondos, no solo en favor del Mecanismo de Promoción, sino también en favor de la generación que no utiliza gas natural. En esa línea, Engie señala que, en el Perú, la tarifa eléctrica que paga el consumidor final ya es elevada, como consecuencia de los distintos cargos que se aplican vía tarifas de transmisión y que, con el incremento de la tarifa de distribución de gas natural, el consumidor eléctrico estaría haciendo una doble contribución, además de un aporte colateral a los ingresos de la generación que no utiliza gas natural.

Así, para Engie si el FISE subsidia la instalación de redes debería cargar con el total de los gastos asociados al Plan de Promoción y reitera que, al incrementarse el precio del gas

natural, se incrementan los precios de la energía eléctrica no solo de los consumidores dentro del área de concesión de Cálidda, sino de todo el país. En ese sentido, señala que es discutible que el Mecanismo de Promoción se financie elevando las tarifas de la generación eléctrica y no se financie con el FISE.

Finalmente, Engie indica que el Reglamento de Distribución no dispone ni el monto de dinero que se destina al gasto de promoción ni que el mayor aporte deba provenir solo de ciertas categorías tarifarias. Señala que, conforme a ello, lo que se propone es que, dado que existen otras fuentes de financiamiento subsidiario, que tienen por objetivo contribuir a la masificación del gas natural, no se continúe con el esquema de cargar solo a ciertas categorías tarifarias para el financiamiento del mecanismo de promoción.

De acuerdo a lo anterior, Engie solicita que no se incrementen las tarifas de distribución de gas de generación eléctrica para financiar el Mecanismo de Promoción y que este mecanismo se financie con el FISE, tal como lo dispone la Ley N° 29852.

Análisis de Osinergmin

Engie cuestiona la aplicación del Mecanismo de la Promoción, argumentando que su inclusión incrementa las tarifas de distribución de gas natural de manera innecesaria, ya que existe el FISE como mecanismo alternativo que cumplen con la misma finalidad, por lo que, se debiera canalizar los requerimientos de la masificación del gas natural hacia el FISE, más aún, cuando actualmente solo se carga a ciertas categorías tarifarias el financiamiento del Mecanismo de Promoción.

Al respecto, se debe señalar que, dejar de lado la obligación del Mecanismo de Promoción será contraproducente y contrario al diseño de cualquier servicio público que pretende su universalidad. Asimismo, las exigencias al Concesionario están ligadas a ser la única empresa prestadora del servicio en la zona de concesión, por lo que, cualquier limitación o restricción en las exigencias, afectaría directamente a los usuarios que son atendidos por dicha empresa.

Además, la inclusión del Mecanismo de Promoción en las tarifas de distribución propuestas por Osinergmin, están en concordancia con todos los criterios regulatorios establecidos y aprobados en la normatividad vigente y que son de cumplimiento obligatorio. Es decir, la aprobación y el cumplimiento del Mecanismo de Promoción es de carácter obligatorio para Osinergmin y el concesionario respectivamente, dado que así lo dispone el artículo 112a del Reglamento de Distribución. En tal razón, resulta inaplicable la no consideración del mencionado mecanismo en las tarifas de distribución que sean reguladas por Osinergmin.

Ahora, si bien es obligatorio la aplicación del Mecanismo de Promoción, se debe señalar que se está regulando la Tarifa de Distribución teniendo cuidado en revisar los costos y la estructura de las tarifas para garantizar la competitividad de las mismas, más aún, cuando se ha establecido que el porcentaje destinado a la recaudación de los fondos del Mecanismo de Promoción provenga del aporte de todas las categorías tarifarias exceptuando a los clientes residenciales.

En cuanto a que el FISE habría reemplazado al Plan de Promoción por perseguir los mismos objetivos, debemos indicar que la obligación del Plan de Promoción no limita ni se superpone a otros programas de masificación. En el caso específico del FISE, la aprobación

de su marco específico no ha supuesto la eliminación de la obligación de un Plan de Promoción a cargo del Concesionario.

Adicionalmente, Engie indica que el Reglamento de Distribución no dispone ni el monto de dinero que se destina al gasto de promoción ni que el mayor aporte deba provenir solo de ciertas categorías tarifarias. Al respecto, debemos señalar que el artículo 112a del Reglamento de Distribución señala que la promoción cubrirá como máximo el costo de la conexión, que implica la suma del Derecho de Conexión y el costo de la Acometida de una residencia típica. Para ello, se ha establecido un procedimiento¹ para monitorear los ingresos y los gastos del Mecanismo de Promoción, mediante ajustes tarifarios que permiten la incorporación o descuento del balance de la promoción. Todo ello con la finalidad de no tener excedentes en el Fondo de Promoción, sino más bien los fondos estrictamente necesarios para cubrir el costo de la conexión de los sectores socio-económicos bajo, medio-bajo y medio.

Finalmente, se debe señalar que la interpretación propuesta por Engie en este punto, es contraria a las políticas de masificación en el uso del gas natural, no pudiendo sostenerse válidamente que los planes de promoción aplicables a los concesionarios de distribución deben dejarse de lado por la presencia de otras políticas de masificación, debiendo entenderse para todos los efectos complementarios y no excluyentes.

Los argumentos legales de este extremo presentado por Engie, han sido analizados en el Informe Legal N° 393-2022-GRT.

Conclusión

Por los argumentos expuestos en el presente análisis y el Informe Legal N° 393-2022-GRT, se declara infundado este extremo del recurso de Engie.

¹ Procedimiento de Liquidación para el Cálculo del Factor de Ajuste por Aplicación del Mecanismo de Promoción para Conexiones Residenciales, Aprobado por Resolución N° 005-2019-OS/CD.