

Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano

R. Fischer
U. de Chile *

12 de diciembre 2017

*Afilación: DII, Universidad de Chile, Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería e Instituto Milenio de Imperfecciones de Mercado y Políticas Públicas.

1. Introducción

En este trabajo se describe uno de los problemas que aparecen en el mercado eléctrico peruano y se presenta una propuesta de solución. El mercado eléctrico peruano tiene distorsiones que lo hacen menos eficiente de lo que debería ser, desde el punto de vista de la eficiencia económica y del bienestar social. En particular, la declaración de precios de gas en su forma actual lleva a ineficiencias en el sistema, como se verá en este trabajo.

Varias empresas de generación declaran un precio cero para el gas que reciben de Pluspetrol. Esto incluye a centrales de ciclo simple, lo que significa que entran a operar en base, pese a ser centrales ineficientes. Centrales más eficientes, que deberían operar, no lo hacen pues declaran precios positivos para el gas. Un consecuencia de los bajos valores declarados es que el precio spot del mercado (el costo marginal de la central de mayor costo que opera en condición no forzada) es muy bajo. A su vez las consecuencias de estos desajustes en el mercado eléctrico generan críticas al sistema marginalista de despacho de centrales y propuestas imaginativas para resolver los problemas, las que se describen más adelante.

La diferencia entre la tarifa de distribución y el precio spot genera incentivos a contratar clientes libres atendidos por distribuidoras, ya que se les puede ofrecer un contrato a un valor intermedio entre el costo marginal y la tarifa de las distribuidoras, que es un valor ponderado de los resultados de licitaciones de suministro y del costo en barra. Este valor refleja las condiciones en que se establecieron los contratos de suministro y no las condiciones actuales de sobreoferta de capacidad.

Las empresas generadoras que contratan clientes libres previamente servidos por distribuidoras compran su energía en el mercado spot y lo venden al precio contratado, arbitrando entre estos mercados. Varias de ellas son compradoras netas en el mercado y por lo tanto interesadas en que el precio spot sea bajo.¹ Los perdedores son las empresas de distribución que están amarradas por contratos de suministro que incluyen la demanda de esos clientes libres. Aquellas generadoras que tienen contratos con distribuidoras (que pueden incluir a las mismas que arbitran con los clientes libres) pierden ya que venden menos energía asociada a los contratos de potencia con las distribuidoras.

Segundo, la prima que se debe pagar para compensar los contratos de las energías renovables se eleva al caer el precio spot. Esto se debe a que los contratos de energías renovables se pagan primero con los ingresos por las ventas de renovables en el mer-

¹Los grandes beneficiados en este proceso son los clientes libres que consiguen acceder a mejores tarifas de energía.

cado spot y luego con un cargo al consumo: al reducirse el precio en el mercado spot, necesariamente aumenta el cargo que deben pagar los consumidores, en particular los regulados.

Tercero, afecta a todos los vendedores netos en el mercado spot, es decir, aquellas empresas que no están totalmente contratadas en el mercado, cuyos ingresos por ventas en el mercado caen. En particular, las centrales hidroeléctricas que no pueden contratar toda su potencia en el período de avenida se ven perjudicadas. Por el contrario se ven beneficiadas las empresas que son compradoras netas en el sistema.

Durante la realización de este trabajo se realizaron reuniones con el Ministerio de Minería y Energía; Osinergmin; COES; empresas generadoras compradoras netas en el mercado spot y otras que son vendedoras netas; y con distribuidoras y generadoras del Estado, es decir, con la mayoría de los actores del sector. De estas reuniones se concluye que entre las distorsiones del mercado actual se cuentan: los bajos precios del gas, especialmente para generación, un monopolio del gas para consumo interno que impone condiciones demasiado estrictas en sus contratos, el exceso de capacidad de generación eficiente (entre ciclos combinados y potencia firme de hidráulicas hay 7.282MW), la sobrecontratación de las distribuidoras en relación al consumo actual y la declaración no auditada de precios de gas.

Entre las alternativas que se han propuestos están i) que se utilice el costo medio de las unidades térmicas de gas para el despacho los intercambios en el mercado spot, ii) utilizar el costo medio de las unidades térmicas de gas para las transacciones en el mercado spot, pero el costo declarado para el despacho de las centrales. Este trabajo propone una alternativa consistente con el objetivo de que los costos marginales declarados reflejen el significado efectivo de costo marginal, es decir, de un costo asociado (o ahorrado) a un incremento (o reducción) marginal en la generación de una unidad. La propuesta consiste en que el valor mínimo de la declaración de gas corresponda al valor de la parte variable del contrato de gas del operador. Dado que la fracción efectivamente *Take or Pay* (o TOP) corresponde a la fracción que se debe pagar tanto si se utiliza o no se utiliza, la fracción de gas contratado bajo esa cláusula puede ser considerado fijo, y por lo tanto no debería formar parte del costo marginal.²

²Se ha utilizado la calificación de “efectivamente *Take or Pay*”, pues los contratos tienen cláusulas de *make up* que le otorgan un cierto grado de flexibilidad al consumo incluido en la denominación de *Take or Pay*. La parte completamente inflexible es la que se denomina aquí “efectivamente *Take or Pay*”. Sin un análisis cuidadoso de las cláusulas de los contratos, lo que llevaría mucho tiempo para la urgencia de realizar las declaraciones del precio de gas, se ha optado por considerar que el *Take or Pay* nominal equivale al *Take or Pay* efectivo, dejando para el futuro una definición más precisa. Esto sería además un simple

Con esta propuesta, los costos marginales de las unidades de generación se acercan a sus costos marginales efectivos, recuperándose la señal de eficiencia. Bajo este esquema las centrales de gas de ciclo simple entran después de las centrales de ciclo combinado. Se evita el dilema del prisionero en que las unidades con contratos con una componente TOP declaran precios cero para no quedar fuera del orden de mérito, porque en ese caso deben pagar por gas no consumido sin recibir ingresos por vender en el mercado spot. Estos efectos corresponden a hacer que el mercado spot sea más eficiente. Como consecuencia se tiene además que las unidades hidráulicas reciben mayores ingresos por ventas en el mercado spot, la prima a los Recursos Energéticos Renovables (RER) se reduce, lo que hace caer los precios de electricidad a los usuarios. Por último, se reducen los incentivos a arbitrar en el mercado de clientes libres al reducirse los márgenes entre los precios de esos contratos y el costo marginal.

2. Antecedentes

Tanto en Perú como en Chile existe un sistema de despacho de acuerdo a los costos auditados (con la excepción de la declaración de precio de gas en el Perú). Es decir, se planifica el despacho de corto plazo de manera que las unidades se ordenen de acuerdo a su costo marginal de operar, el denominado orden de mérito, y las unidades que generan son las de menor costo que alcanzan a satisfacer la demanda.³ El precio spot que se utiliza en las transacciones de energía es el costo marginal de la última unidad operando en el sistema. El costo marginal de una unidad puede definirse como el costo asociado (o ahorrado) a un incremento (o reducción) marginal en la generación de esa unidad.

El uso del orden de mérito en el despacho de unidades generadoras tiene la ventaja de minimizar los costos de operación del sistema. Además, provee incentivos a la inversión en centrales que minimizan los costos del sistema en respuesta al crecimiento de la demanda.

Esto significa que una central de pasada, que no controla el flujo que pasa por las turbinas, tiene un costo marginal cero. Pero una central de pasada con un estanque de regulación, puede llegar a tener un costo marginal positivo en algunas horas, dado que el agua se puede guardar para ser utilizada algo más tarde, si se espera que el precio spot sea mayor. Pero esta capacidad de manejar el costo marginal es limitada, dada que la

perfeccionamiento, sin alterar la naturaleza básica de la propuesta.

³Este ordenamiento puede verse afectado por indisponibilidades, salida forzada de unidades, problemas unitarios, etc, pero a grandes rasgos esto es lo que ocurre.

capacidad de los estanques es muy baja, pudiendo desplazar el uso del agua solo unas pocas horas antes de entrar en vertimiento y pasar a costo cero.

Ahora bien, para que las centrales de gas reciban el pago de potencia a su capacidad máxima, deben tener un contrato de transporte y distribución que cubra su demanda de gas a esa potencia. Por lo tanto, desde el punto de vista de las unidades generadoras de gas, este costo de transporte y distribución no es un costo variable, sino un costo fijo requerido para poder recibir el pago de potencia. El costo de transporte y el de distribución no pueden considerarse como parte variable de los costos, y no puede ser parte del costo marginal.

En un contrato de una central de gas que es 100% TOP de su capacidad máxima, la empresa siempre debe operar a su capacidad máxima, dado que una reducción en su generación no reduce sus costos; el gas que no se quema debe ser pagado. En ese caso, el costo marginal es cero, y todo es costo fijo, tal como una central de pasada sin capacidad de regulación.⁴ Por el contrario, una central de gas que tiene un contrato sin condición TOP es una central en la que el costo del gas en boca de pozo ingresa en su totalidad para determinar el costo marginal de la unidad.

2.1. Contratos con clientes libres

En condiciones en las cuales los precios spot difieren significativamente de los precios cobrados en distribución, hay un incentivo para algunos generadores para quitarle clientes libres a las empresas de distribución. En ese caso, una generadora que dispone de capacidad firme no contratada puede ofrecerle un precio más atractivo al cliente libre. Esto deja a la empresa distribuidora en una posición debilitada, pues sus contratos de potencia para el suministro en su red son de tipo TOP y no puede reducirlos para acomodar la menor demanda que enfrentan.

Si una empresa de generación tiene contratos con clientes libres que equivalen exactamente a su capacidad de generación, y su planta opera en base, sus ventas en el mercado spot se cancelan con el valor de sus compras para satisfacer sus contratos, por lo que le es indiferente el precio en el mercado spot. En el caso peruano existen empresas de generación que se encuentran en una posición de virtual sobrecontratación, como lo muestra el

⁴Por ejemplo, en Chile, la reciente Norma Técnica para la Programación y Coordinación de la Operación de Unidades que utilicen GNL Regasificado (Septiembre 2016) señala en su Artículo 3-8: “Las Unidades GNL que se encuentren operando con un volumen en condición de suministro inflexible, deberán ser consideradas para efectos del cálculo del costo marginal del sistema con un costo variable combustible igual a cero.”

cuadro 1. La tabla muestra que las tres empresas tienen mayor potencia contratada que la que pueden producir con sus centrales hidroeléctricas y de ciclo combinado. Por su parte tanto Enel como Engie tienen una mayor potencia contratada que la potencia firme de que disponen incluso cuando se incluye a las centrales de ciclo simple, de mayor costo.⁵

Cuadro 1: Empresas compradoras netas en el mercado spot

Empresa	Contratos (MW)	Potencia (MW) Hidro+CC	Potencia (MW) Hidro+CC+CS
Enel Perú	1.397	976	1.387
Engie	1.271	1.172	1.172
Kallpa	1.429	1.413	1.609

Fuente: Datos provisto por COES. Ver Apéndice.

Dado que estas empresas tienen una mayor potencia contratada que la que pueden producir con sus centrales de bajo costos (Hidro y CC), son compradoras netas en el mercado spot y se benefician de los bajos costos en ese mercado debido a las declaraciones de costo cero de gas. Por lo tanto, se benefician de la tendencia a subdeclarar el precio del gas en la medida en que esto hace caer el precio de la energía que requieren para satisfacer sus contratos.

2.2. El dilema del prisionero en las declaraciones de precio de gas

La fuente original de los problemas es que el sistema peruano esta desadaptado. Su oferta de ciclos combinados y centrales hidráulicas (la generación eficiente, que debería operar en base) es mucho mayor que su demanda máxima. En la figura 1 se muestra esta situación. La figura muestra la demanda diaria durante las distintas horas de dos días: un día de semana y un día de fin de semana. Asimismo, se muestra la oferta eficiente de generación como la línea constante en un valor de 7.782MW. Esta cifra supera la demanda del sistema en más de 1GW durante la mayor parte de las horas del día, y nunca es menor a 970MW. El sistema está desadaptado porque centrales que deberían operar solo en base son suficientes para cubrir las puntas de la demanda, e incluso en ese caso hay un exceso de capacidad. A esta oferta eficiente se le deben agregar los 1.2GW de centrales térmicas de ciclo simple, porque algunas de ellas también tienen contratos de suministro de gas con una componente TOP.

⁵Engie satisface la norma legal con sus centrales ineficientes.

El problema de tener un exceso de oferta eficiente combinado con contratos con componente TOP es que los generadores temen no ser despachados si declaran sus costos verdaderos. Esto es peor para el generador que declarar un precio por debajo de su costo de gas. Por ejemplo, una central de ciclo simple que tiene un contrato de suministro con una componente TOP similar al de una central de ciclo combinado no debería operar nunca si existe un exceso de oferta eficiente (de ciclos combinados e hidro). En tal caso, la central no recibiría ningún ingreso durante todo el período de declaración, pero debe pagar por el transporte y distribución, además de la componente TOP de su contrato de suministro de gas. Si esta central declara un valor de gas cero, operará a pérdida pues su gas tiene un mayor valor, pero al menos recibirá un ingreso por ventas en el mercado spot.

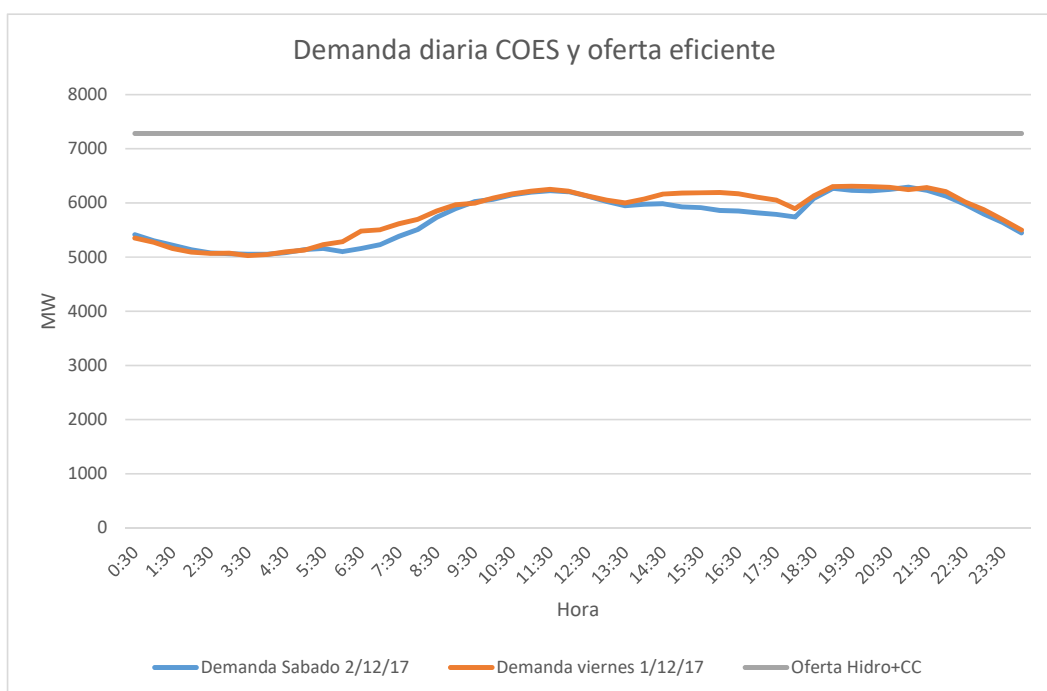


Figura 1: Demanda diaria días 1 y 2 de diciembre 2017 versus oferta eficiente. Fuente: Oferta: Cifras del COES. Demanda: Programación del despacho, COES.

Consideremos, para simplificar, una central que tiene un contrato de gas con perio-

do de recuperación de 12 meses y declaraciones de precio de gas anuales, con un TOP de 50% de su demanda máxima. En tal caso, la unidad habría preferido declarar un costo variable de gas equivalente a la fracción no-TOP contratada. Supongamos que todas las unidades tuvieran esta estrategia al declarar su precio efectivo de gas. En tal caso, dado la sobreoferta de capacidad, las centrales de más alto costo y con TOP más bajos no operarían.

Supongamos que el riesgo es no operar durante todo el período en que se aplica la condición TOP (período de recuperación) debido a la sobreoferta de capacidad hidro y gas. En tal caso, la empresa tendrá que pagar el valor del gas bajo condición TOP, no tiene ingresos por ventas en el mercado spot, y debe comprar en ese mercado para satisfacer sus contratos. Si, por el contrario, reduce su precio declarado de manera de poder operar al menos el período TOP, recibe ingresos durante el período que consume ese gas, y tiene un menor costo neto satisfacer sus contratos. El problema es que nada garantiza que los otros generadores no cambien sus declaraciones por el mismo motivo. El resultado de estos incentivos es que todas las empresas declaran cero, aunque pierdan porque deben producir cuando no les conviene.

Por último, si una empresa está suficientemente sobrecontratada, tiene un incentivo adicional a declarar un precio cero del gas, ya que con ello puede ayudar a reducir el precio del mercado spot, lo que la favorece en las compras en el mercado spot que requiere para satisfacer sus contratos.

3. Alternativas propuestas por quienes quieren eliminar la declaración libre del precio de gas

Un grupo de empresas que se siente afectado por los efectos de las declaraciones no auditadas de los precios del gas han planteado dos alternativas para tratar de evitar lo que consideran las consecuencias negativas del sistema actual. La primera consiste en definir como regla un precio del gas equivalente al costo del gas en boca de pozo más el costo de distribución y transporte. Esta propuesta tiene varios inconvenientes: omite que el costo de transporte y distribución es un costo fijo de las generadoras que usan gas, así como que la componente TOP del contrato de gas es otro costo fijo, pues mientras la empresas se encuentra en el rango del TOP, sus costos no cambian si deja de producir. Es decir, es una propuesta que consiste en un simple traspaso de recursos desde un grupo de empresas a otra, sin ningún concepto económico que lo respalde, y sus efectos serían aumentar el

Cuadro 2: Estructura TOP de los contratos de suministro de gas

CLIENTE	CDM (MMPCD)	CDC (MMPCD)	%TOP	PERIODO DE RECUPERACIÓN (meses)
Enel	137,76	74,16	100 %	18
Kallpa	150,09	78,58	100 %	18
Engie	139,49	69,75	100 %	18
SDFE	14,13	7,06	100 %	18
Egasa	20,16	10,08	100 %	18
Egesur	–	4,59	75 %	6
Fenix	–	84,1	90 %	6
Termochilca	–	45,03	70 %	6

Fuente: PlusPetrol. CDM: Consumo diario máximo; CDC: Consumo diario contratado.

costo de operación del sistema, al perderse la señal de precios en el despacho.

La segunda alternativa consiste en usar el mismo valor del gas considerado en la propuesta anterior para valorar las transacciones en el mercado spot, pero seguir realizando el despacho de acuerdo a los costos marginales de gas declarados. Los generadores y distribuidores se harían cargo del déficit que se produjese, si este existiese. Esta propuesta tiene el mérito de variabilizar los costos en el despacho y mantener el orden de mérito en el despacho a los precios declarados, a diferencia del caso anterior. El problema es que aparentemente la propuesta solo compensaría las pérdidas debido a los contratos TOP de gas pero no las que se deben al costo fijo de transporte y distribución. Esto la hace inviable como propuesta, dado el costo que tendría para los generadores que usan gas, entre cuyos costos más importantes se encuentran estos ítemes.

Por lo tanto, ninguna de las dos alternativas es satisfactoria, al traspasar costos a los generadores a gas que no deberían asumir, de acuerdo a la Ley Eléctrica.

4. Propuesta

La pregunta es como determinar un valor apropiado del costo marginal para una central que tiene un TOP por una fracción de su capacidad máxima, como se muestra en el cuadro 2. Si las declaraciones del costo del gas fueran horarias, la empresa podría manejar el costo que declara, tal como el estanke de regulación en una central de pasada. Pero eventualmente, la empresa se vería obligada a consumir el gas en forma forzada porque las restricciones TOP comienzan a ser activas. Dado que las declaraciones de costo

de gas son semestrales o anuales, hay una menor posibilidad de manejar este valor, y la unidad generadora siempre teme no poder consumir el gas contratado bajo la cláusula TOP. Una posibilidad, por ejemplo, es que la unidad consuma inicialmente todo el gas bajo la cláusula TOP, y luego pudiera declarar que el gas tiene el costo de boca de pozo. Esta propuesta es similar a la que se propone aquí, pero puede ser más manipulable que ella, ya que las declaraciones de costo positivo de gas ocurrirían en distintas fechas para distintas empresas.

Es por ello que se propone utilizar como costo mínimo en la declaración de una central la siguiente expresión:

$$\left(1 - \left[\frac{\text{CDC}}{24 \cdot P_{\text{Max}} \cdot \text{CE}} \right]_{\text{TOP}}\right) \text{PBP} \quad (1)$$

donde:⁶

- CDC: Consumo diario contratado en MMPC.
- P_{Max}: Potencia máxima de la unidad en MW. Supone que esta potencia se mide durante 1 hora.
- CE: Consumo específico de la unidad (Consumo de Gas/Energía neta) en MMPC/MW. Supone que es el consumo de gas durante una hora de operación a máxima potencia.
- TOP: Porcentaje del consumo diario contratado sujeto a la condición *Take or pay*.
- PBP: Precio del gas en boca de pozo.

Esta formulación tiene varias ventajas. por definición, evita el Dilema del Prisionero que ocurre en la actualidad y que hace que las centrales declaren costo de gas cero. Dado que es una buena aproximación a la componente variable de los costos de combustible de las centrales a gas, permite recuperar el orden de mérito.⁷ Por ejemplo, si una central de gas de ciclo simple tiene un consumo específico que es un 60% mayor que una central de ciclo combinado, y si ambas tienen el mismo TOP, la central de ciclo combinado entrará antes que la central de ciclo simple, algo que no ocurre en la actualidad y que es una

⁶La complejidad en esta expresión se debe a que los TOP están definidos sobre distintas bases en los contratos con Pluspetrol.

⁷Es por ello que la alternativa de usar un promedio de los *take or pay* es inapropiado. Tiene el potencial de alterar el orden de mérito del despacho y hacer que una central de ciclo combinado opere antes que una de ciclo simple, por ejemplo.

muestra de deficiencias del actual sistema, ya que se despacha primero a la central de ciclo simple cuando ambas declaran costo de gas cero, pues la de ciclo simple tienen menores CVNC.⁸ Esto muestra la ineficiencia del actual sistema, pues una central de ciclo simple no debería operar nunca en base si existe capacidad excedentaria hidráulica y de ciclos combinados.⁹ Al operar antes que los ciclos combinados, se consume gas que la sociedad podría utilizar en forma más productiva, generando más electricidad. Además, aumenta la contribución al calentamiento global por unidad de producto nacional.

4.1. Ventajas prácticas

Además de ser un mecanismo con propiedades de eficiencia, el mínimo establecido para la declaración de precio del gas tiene ventajas de orden práctico que tienden a reducir o eliminar algunas de los problemas que han generado presiones sobre el Ministerio de Energía y Minería. Estos efectos se deben a que actualmente el precio spot del sistema es artificialmente bajo debido al Dilema del Prisionero descrito en la sección anterior.

- Reduce el incentivo al arbitraje de clientes libres, al elevar el precio spot. Esto significa que el margen operacional que obtiene una empresa que debe comprar en el mercado spot para atender a un nuevo cliente libre es menor. Dado que los costos de atención de estos clientes ubicados en la zona de concesión de distribución son mayores que el de atender grandes clientes, es probable que el margen global (incluyendo costo de atención) del arbitraje de los generadores sea bajo.
- Por el mismo motivo, el mecanismo favorece a la generación hidráulica. Estas unidades solo pueden contratar hasta su potencia firme, usualmente el 70% de su potencia máxima, por lo que necesariamente deben vender el remanente en el mercado spot. Dado que ese precio se eleva, sus ingresos aumentan. Centrales de ciclo combinado que están subcontratadas también se benefician.
- Debido al alza en el precio spot, la prima que deben pagar los consumidores (libres o regulados) para compensar los contratos de las Energías Renovables no Convencionales (ERNCC) se reducen, lo que se traduce, entre otros en una pequeña caída en el costo del servicio regulado.

⁸CVNC: Costos variables no combustibles.

⁹En una reunión en el Ministerio de Energía y Minería, el Gerente de Egasa señaló que las centrales térmicas de ciclo simple en Pisco operaban el 90% del tiempo, luego de la declaración de gas a precio 0, es decir estaban en base. Su TOP era de 50%.

Es incluso posible que algunas unidades que actualmente declaran un precio 0 se vean beneficiadas. Como se señaló antes, esta declaración es forzada por la posibilidad de quedar fuera de la operación si hubieran declarado su costo real dado por (4). Por su parte los clientes libres de distribución que son suministrados por generadores seguirán recibiendo los menores precios en sus contratos respecto al costo de los contratos de suministro de distribución.

Para el futuro se puede pensar en perfeccionar la definición del mínimo en la declaración de precio de gas, de manera de incorporar la flexibilidad que otorgan las condiciones de *make up* en los contratos. Esto requeriría un acuerdo en la interpretación de las cláusulas de los contratos de suministro de gas, y requiere simulaciones de la operación del sistema, para conocer el impacto real de las condiciones del contrato sobre la flexibilidad efectiva de operación de las empresas.

5. Conclusión y recomendaciones

El mercado de generación en Perú está desadaptado en el sentido de tener un exceso de capacidad de generación eficiente en relación a la demanda. Si bien esto puede ocurrir cuando hay cambios importantes en la tendencia de crecimiento de la demanda, la magnitud de la sobreoferta parece deberse en parte a la intervención del Estado en el mercado del gas y en el de generación. Por ejemplo, el bajo precio del gas para generación en comparación con el precio al resto del consumo frena un mercado secundario de gas, porque con razón, Pluspetrol prohíbe la venta de gas para generación a otros mercados, pues ese arbitraje la afectará directamente. Con menos argumentos, también prohíbe la transferencia de gas entre generadoras. La no existencia de un mercado secundario rigidiza más los contratos TOP en generación porque las empresas no tienen posibilidad de vender su gas excedentario.

Asimismo, los bajos precios de gas para generación hacen poco competitivos los proyectos de ERNC, por lo que se les debe subsidiar a costa de los usuarios de electricidad, ya que las ventas en el mercado spot no cubren los costos. Esto eleva el costo que deben pagar los usuarios, los que aumentan cada vez que el precio spot cae.

La sobreoferta de capacidad de generación, combinada con la posibilidad de declarar en forma libre los costos de suministro genera un Dilema del Prisionero en que las empresas se ven forzadas a declarar un precio de gas 0, para evitar ser desplazadas del despacho en forma permanente durante el período de la declaración. su vez, esto significa que una

central de ciclo simple, con menores CVNC entra a operar antes que una central de ciclo combinado.

La propuesta que se hace en este trabajo es la imponer un mínimo en la declaración de precio de gas, el que correspondería a la componente variable del contrato multiplicada por el valor del gas en boca de pozo. La alternativa sugerida es una buena aproximación a la componente variable del precio del gas, y permitiría aminorar los problemas que actualmente se observan en el mercado

A. Potencia Firme y Contratada: COES

POTENCIA EFECTIVA Y CONTRATA A OCTUBRE 2017

EMPRESA	POTENCIA EFECTIVA (MW)		POTENCIA FIRME (MW)				POTENCIA CONTRATADA TOTAL PCF + PCV (MW)				REGULADO	
	TOTAL	SUB TOTAL EFICIENTE	TERMO EFICIENTE		TERMO NO EFICIENTE	TOTAL	LIBRE		PCV	SUB TOTAL	PCF	PCV
			HIPO EFICIENTE	CICLO COMB.			CICLO SIMPLE	SUB TOTAL				
AGROAURORA S.A.C.	16.1	0.0	0.0	0.0	0.0	14.0	14.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CELEPSA	222.5	222.5	222.5	0.0	0.0	210.0	80.0	80.0	0.0	130.0	96.3	33.7
CHINANGO S.A.C.	197.9	165.8	165.8	0.0	0.0	135.0	0.0	0.0	0.0	135.0	112.5	22.5
EGASA	295.0	280.4	165.0	69.9	45.5	165.7	5.7	5.7	0.0	160.0	133.3	26.7
EGEMSA	166.8	110.0	110.0	0.0	0.0	89.9	39.1	36.6	2.5	90.8	42.5	8.3
EGESUR	57.9	57.8	34.9	22.9	39.3	39.8	0.5	0.3	0.2	39.3	32.5	6.8
ELECTROPERU	914.1	898.2	898.2	0.0	15.5	1,056.3	652.6	652.6	0.0	413.6	322.1	91.6
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	476.7	408.8	408.8	0.0	0.0	284.0	27.6	27.6	0.0	256.4	256.4	0.0
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	98.3	98.3	98.3	0.0	0.0	87.0	87.0	87.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ENEL GENERACION PERU S.A.	1,397.9	1,386.6	501.7	474.7	410.2	1,519.1	690.7	690.7	0.0	828.4	707.0	121.4
ENEL GENERACION PIURA S.A.	157.2	154.1	0.0	154.1	0.0	157.5	36.0	28.2	7.9	121.5	91.5	30.0
ENGIE	2,045.9	1,171.8	254.5	917.3	846.8	1,376.9	730.6	730.6	0.0	646.3	540.5	105.8
FENIX POWER PERU	565.5	555.6	0.0	555.6	0.0	507.4	116.3	115.3	1.0	391.1	325.9	65.2
HIROELECTRICA HUANCHORS.S.A.C.	19.8	19.8	19.8	0.0	0.0	25.0	20.5	20.5	0.0	4.5	3.8	0.8
KALLPA GENERACION S.A.	1,615.2	1,608.6	555.0	857.9	195.7	1,530.7	751.1	751.1	0.0	779.6	678.2	101.3
LUZ DEL SUR	89.8	61.6	61.6	0.0	0.0	102.0	102.0	102.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ORAZULI ENERGY	375.8	361.7	361.7	0.0	0.0	263.7	83.0	83.0	0.0	180.7	151.8	29.0
SAN GABAN	115.7	115.6	115.6	0.0	0.0	60.0	16.0	16.0	0.0	44.0	32.7	11.3
SDF ENERGIA	29.4	27.1	0.0	27.1	0.0	24.7	11.7	11.7	0.0	13.0	10.8	2.2
SHOUGESA	63.5	62.6	0.0	62.6	0.0	54.9	54.8	54.8	0.0	0.0	0.0	0.0
STATKRAFT	447.9	432.9	432.9	0.0	0.0	377.9	146.5	146.5	0.0	231.5	221.2	10.3
TERMOCHILCA	201.5	199.8	0.0	199.8	0.0	260.7	74.2	74.2	0.0	186.5	155.4	31.1
TERMOSELVA	176.3	176.1	0.0	176.1	0.0	183.2	18.4	18.4	0.0	164.8	137.4	27.5
OTROS	996.1	866.1	70.3	15.6	780.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL GENERAL	10,744.8	8,553.4	4,476.6	2,805.6	1,271.2	8,535.3	3,758.2	3,746.6	11.6	4,777.2	4,051.9	725.3