

# La electricidad como factor de competitividad: Evidencia empírica en el mercado de clientes libres en el contexto del gas de Camisea

MIGUEL PERALTA NEYRA <sup>1</sup>

RECIBIDO: 26/09/2019 ACEPTADO: 18/04/2021 PUBLICADO: 26/07/2021

## RESUMEN

La explotación del gas de Camisea supuso beneficios para las industrias con respecto a las tarifas eléctricas de las que son ingentes consumidoras. El mercado eléctrico nacional se rige por tres precios: precio en barra, costo marginal y precio de cliente libre. En este estudio se pretende establecer si la ventaja de un menor precio del gas natural se refleja en el precio de los clientes libres, que son aquellos que pueden negociar directamente su tarifa eléctrica con los generadores o distribuidores de electricidad. Esto se logró mediante un análisis de series de tiempo con modelos econométricos en el que se vincularon los tres precios del mercado eléctrico nacional y que indicó la correlación existente entre cada uno de ellos. Se efectuó la revisión de los modelos propuestos, su análisis correlacional y el análisis de autocorrelación de los residuos, lo que dio como resultado una correlación fuerte entre el precio del mercado libre y su primer rezago, hecho que desvincula una correlación con los otros precios; por tanto, no hay un traslado real del precio del gas en beneficio de una mejor tarifa para el cliente libre.

**Palabras clave:** matriz energética; consumidores no regulados; precio de barra; costo.

## INTRODUCCIÓN

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844, 19 de noviembre de 1992) se cambió el rol del Estado en el sector eléctrico, ya que pasó de una función de administración a una de supervisión. Con este fin, se reformularon y fortalecieron las funciones de entes reguladores ya existentes y posteriormente se crearon otros con tareas específicas. En la ley se especifican aspectos tales como la nueva estructura del sector, las actividades y mercados existentes, y los regímenes de precios. Asimismo, se definieron las funciones y la estructura de la Comisión de Tarifas Eléctricas (hoy llamada Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, GART, perteneciente a Osinermin), los procedimientos a seguirse para las concesiones, los derechos y obligaciones de los concesionarios, y las funciones del organismo encargado de la operación eficiente del sistema (COES). Paralelamente, se definieron las transacciones sujetas a regulación de precio, así como los procedimientos para la fijación de las tarifas.

Si bien con la Ley de Concesiones Eléctricas se desintegró el monopolio estatal, la privatización posterior debía asegurar que no se dieran las figuras de una integración vertical y concentración horizontal; así, la ley fue diseñada con la asignación de esta responsabilidad al organismo regulador Osinermin. Por otro lado, algunos autores ven la integración vertical como una ventaja por la posibilidad que ofrece de compartir sinergias y riesgos (Viscusi, Vernon y Harrington, 2005). La menor competencia, ligada a las menores opciones de elección de los consumidores y al aprovechamiento monopólico de una serie de especificidades como la localización, inversiones idiosincráticas, etc., no solo afecta al consumidor, sino que distorsiona el mercado. Con relación a la concentración horizontal, a partir del año 2012 el índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) fue menor a 1800, lo que significa que este mercado era moderadamente concentrado; cabe precisar que la tendencia del HHI es a la disminución (Cuadros y López, 2016).

<sup>1</sup> Graduado en Ingeniería Mecánica por la Pontificia Universidad Católica del Perú (Lima, Perú). Especialista en motores de gas natural y proyectos de generación eléctrica. Actualmente, es docente en tópicos de energía de la Pontificia Universidad Católica del Perú y asesor independiente en proyectos de gas natural (Lima, Perú).  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7769-7606>  
Autor de correspondencia: [peralta.m@pucp.pe](mailto:peralta.m@pucp.pe)

El precio de la energía eléctrica que obtienen los clientes libres, también denominado precio no regulado (Morandé y Soto, 1996), se establece a través de los contratos que adquieren en la negociación con los oferentes, que en este caso son los generadores y distribuidores del mercado eléctrico (Dammert, Mollinelli y Carbajal, 2011). La mayoría de estos clientes libres son grandes compañías del sector minero, fundiciones, cementeras, químicas, metalúrgicas, industriales, etc. El precio que pagan estos clientes reviste de una gran importancia, ya que es justamente en este segmento de clientes donde la competencia tiene, de acuerdo con la propia regulación, un mayor potencial.

Por su parte, los clientes regulados, aquellos cuya tarifa es regulada, se encuentran bajo el amparo de Osinergmin, quien fija las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución. Los precios del mercado regulado están relacionados con los precios en barra, precio que los generadores o distribuidores aseguran hasta una barra física o punto de suministro localizado dentro de su red, y con los costos marginales. Ambos precios, los de barra (Osinergmin, 2017) y costo marginal (Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 013-2016-OS/CD, 2016), están influenciados por el valor del combustible, ya que genera la diferenciación de la inversión de tecnologías y costos; por ejemplo, las hidroeléctricas requieren de una gran inversión inicial con un bajo valor del “combustible” (el agua represada) para su operación, mientras que los turbogeneradores a diésel son de baja inversión de capital con un costo de combustible (hidrocarburo) mayor frente al recurso hídrico.

Osinergmin ha establecido que la tarifa de los clientes regulados no debe diferir ni en más ni en menos del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones en las que participan los clientes libres, es decir, los precios del mercado regulado son sensibles al precio del mercado libre (Resolución del Consejo Directivo Osinergmin N° 273-2010-OS/CD, 2010). De esta manera, es razonable pensar que, si los precios obtenidos por los clientes libres sufrieran una manipulación, este efecto se trasladaría al precio regulado (De La Cruz y García, 2002). Tomemos debida nota de que los mismos oferentes de energía eléctrica del mercado de clientes libres pueden, y de hecho son, suministradores de energía del mercado regulado. Se investiga cómo se están comportando los precios del mercado libre respecto a los precios que forman el mercado regulado (precio regulado) y si el gas de Camisea realmente contribuye a que el sector de clientes libres sea más competitivo.

Es común escuchar que el gas de Camisea, desde sus inicios, se considera una fuente de energía que mejora y mejorará la economía del país; sin embargo, no ha habido un estudio serio sobre su influencia en la mejora de los costos de producción en las industrias, más aún, sabiendo que la energía eléctrica es un insumo con gran peso específico en el costo de producción.

Dado que la energía eléctrica constituye un insumo importante dentro del proceso productivo de la mayoría de las industrias, principalmente en la minería, fundición, refinera, etc., se quiere establecer si el ingreso del gas natural en la nueva matriz energética peruana realmente contribuye a que la industria en general se esté beneficiando de ello y esté logrando ser más competitiva mediante tarifas menores por el hecho de que el gas natural es un combustible más barato que los demás hidrocarburos. Se vuelve a enfatizar que los precios que se establecen en el mercado eléctrico son: los precios de clientes libres, los precios regulados (que están en función de los precios en barra y el costo marginal) y el costo marginal. Como el precio en barra y el costo marginal están fuertemente influenciados por el costo del combustible, surge la necesidad de saber si los beneficios de un menor precio del gas están siendo trasladados a los clientes libres.

El objetivo de este trabajo es investigar si el gas natural, como nueva fuente en la matriz energética, contribuye a mejorar la competitividad de la industria peruana. Para este propósito se van a establecer las relaciones significativas de los precios del mercado eléctrico que influyen en el precio del mercado de clientes libres. También se busca determinar en qué nivel influyen los precios del cliente libre rezagados en el precio del cliente libre, y en qué nivel el costo marginal presente y sus rezagos influyen en el precio del cliente libre.

Este trabajo se justifica en la investigación de las relaciones que se suceden con los precios del mercado eléctrico. Se busca establecer si hay un traslado del beneficio de contar con un hidrocarburo más barato, como el gas natural, hacia una industria que es intensiva en el uso de la energía eléctrica en su proceso productivo. También se mostrará qué influencia tienen los precios en barra, el costo marginal y sus rezagos, incluyendo el propio precio del cliente libre, en el precio del cliente libre. Esta investigación se puede extender a otros mercados regulados como el de las telecomunicaciones, el servicio de agua potable y el transporte.

## METODOLOGÍA

En vista de que esta investigación tiene como elemento de análisis la influencia del desarrollo del gas de Camisea en el mercado de clientes libres, se debe especificar cuándo se empezó a contar con este hidrocarburo para la generación termoeléctrica. El proyecto del gas de Camisea concluyó con la puesta en marcha de la estación de compresión de Malvinas y las estaciones de bombeo de LNG en agosto del 2004 (El Comercio, 2014). Por su parte, las generadoras que a la fecha del presente estudio emplean gas de Camisea empezaron a operar a finales del 2004, siendo una de las más importantes la Planta de Etevenza en Ventanilla, que inició sus operaciones con ciclo simple y luego se consolidó en el segundo semestre del año 2006 con el ingreso de su ciclo combinado. Adicionalmente los grandes termogeneradores localizados en Chilca, que son alimentados exclusivamente por el gas proveniente de Camisea entraron en operación comercial como Kallpa I y Chilca I en el 2006 y 2007 con sus turbinas a gas T1 y T2 respectivamente. Lo anteriormente expuesto permite tener la confianza de que la muestra a elegir como población de estudio es la información referente del mercado eléctrico a partir del año 2008 en adelante, donde ya se consolida y estabiliza la operación, despacho y el mercado mismo.

Esta investigación está basada en el análisis de documentos proporcionados por Osinergmin y el COES, que son las autoridades competentes que monitorean y preparan las estadísticas del desempeño del mercado eléctrico en el Perú.

La información se recogió de la siguiente manera:

**Precio del mercado libre.** Se accedió a la página web <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>, luego a la opción “Evolución del Mercado Libre”, se desplegó el menú de “Variable” y se seleccionó “Precio medio (ctm/S/.kW.h)”; seguidamente se desplegó el menú “Clasificado por” y se seleccionó “Mercado Libre”; para finalizar, se seleccionó el periodo de consulta.

**Precio en barra y costo marginal.** Se accedió a la página web <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadísticas/>, luego, a “Publicaciones” y a “Estadísticas Anuales”; se ingresó a la carpeta signada con el año 2017, después a la carpeta 01\_EXCEL, a la subcarpeta 16\_COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO, y finalmente se ingresó al archivo Gráfico No 16.3\_COSTO MARGINAL PONDERADO Y TARIFA EN BARRA MENSUAL.

Esta investigación es de tipo cuantitativa, inductiva, básica, longitudinal, correlacional y no experimental. Las unidades de análisis se toman de los reportes de valores del mercado eléctrico peruano a través del Portal del Sistema de Usuarios Libres de Osinergmin (<http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>) y del portal del COES (<http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Informes/>).

Se presentan a continuación tres modelos correlacionales que se aplica a este estudio y que vinculan los precios que se dan en el mercado eléctrico peruano:

- Modelo 1  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln PB_t + \varepsilon_t$
- Modelo 2  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln CMgt + \varepsilon_t$
- Modelo 3  $\ln PL_t = \alpha + \beta \ln PL_{t-1} + \varepsilon_t$

Donde:

- $\alpha, \beta$  son coeficientes.
- $\varepsilon_t$  está definido como un shock aleatorio o estocástico.
- $\ln$  es la función logaritmo natural.
- $PL_t$  es el precio del mercado libre en el periodo t.
- $PL_{t-n}$  es el precio del mercado libre con rezago n.
- $PB_t$  es el precio de barra en el periodo t.
- $CMgt$  es el logaritmo natural del costo marginal en el periodo t.

Si la variabilidad de los datos crece con el nivel de los mismos, es decir, si hay cambios en los datos por los que la serie de tiempo fluctúa verticalmente de un periodo a otro, (por ejemplo, si de un año a otro el mínimo y máximo de la serie incrementa o disminuye), será necesario hacer una corrección, ya que representaría un problema; esto suele hacerse mediante una transformación logarítmica, aplicando logaritmos naturales a las observaciones y consiguiendo la estacionariedad en la varianza (Chong y Aguilar, 2016).

La población de estudio es el mercado eléctrico peruano, y para el tamaño de la muestra se han seleccionado los precios y costos del mercado eléctrico desde febrero del 2008 hasta diciembre del 2016. Estos valores se encuentran en la Tabla 1.

## RESULTADOS

Para el análisis correlacional se ha empleado el software IBM SPSS Statistics 23 y se han considerado las pruebas de correlación de Pearson y  $R^2$  más la

**Tabla 1.** Precios del mercado libre, precio en barra y costo marginal (ctv \$/kW.h) del periodo febrero de 2008 a diciembre de 2016.

Mes/año	Mercado Libre	Regulado barra Lima	Costo marginal	Mes/año	Mercado libre	Regulado barra Lima	Costo marginal
Feb-08	49.4999	43.5792	18.3336	Ago-12	58.5272	50.8816	35.0912
Mar-08	48.2512	45.0487	20.8422	Sep-12	58.9011	52.1772	36.4090
Abr-08	50.2247	44.4016	20.9027	Oct-12	59.5905	52.4412	28.7611
May-08	53.0576	44.1790	47.8629	Nov-12	58.0696	51.3352	14.3501
Jun-08	61.7507	44.8090	148.8524	Dic-12	57.7426	51.7424	13.7504
Jul-08	57.8397	40.1050	235.3823	Ene-13	59.1261	52.2300	19.3484
Ago-08	68.9169	41.5437	157.8758	Feb-13	60.2324	52.7082	31.4054
Sep-08	68.0654	39.8481	185.2081	Mar-13	57.7833	51.3073	19.7176
Oct-08	54.5291	40.9945	63.3530	Abr-13	59.7752	51.8077	18.7835
Nov-08	54.5909	41.1696	60.6917	May-13	59.3034	50.2321	27.1427
Dic-08	55.0423	39.1783	81.7817	Jun-13	58.1775	50.5006	26.6098
Ene-09	48.1669	37.7910	28.8897	Jul-13	58.7349	50.2361	44.8607
Feb-09	49.6494	37.5074	42.3859	Ago-13	58.5656	49.8932	34.7275
Mar-09	47.3418	37.8923	26.4559	Sep-13	58.6253	48.2247	28.2676
Abr-09	45.7491	41.1450	25.4261	Oct-13	58.0340	50.4502	19.4460
May-09	46.6875	39.7411	28.6713	Nov-13	58.7762	50.2010	23.0011
Jun-09	49.5528	39.9566	65.7041	Dic-13	58.6221	50.4372	24.8975
Jul-09	48.1972	39.8324	41.2193	Ene-14	59.3035	50.1908	21.3909
Ago-09	47.2772	39.4824	33.8807	Feb-14	60.1234	55.0746	29.8533
Sep-09	47.7056	40.1442	36.2248	Mar-14	59.6457	54.4080	34.3143
Oct-09	46.8315	40.5292	19.7863	Abr-14	60.7635	55.0021	28.1039
Nov-09	49.6828	40.7031	20.3717	May-14	59.7786	54.8269	25.4199
Dic-09	53.2740	38.5393	17.2423	Jun-14	60.6186	54.8215	30.9638
Ene-10	53.2165	39.0021	23.1519	Jul-14	60.1494	54.6584	24.9118
Feb-10	53.7494	39.8040	24.5490	Ago-14	61.0708	54.2496	27.4186
Mar-10	50.7876	39.1649	21.9672	Sep-14	61.2980	53.7230	23.8568
Abr-10	53.8770	39.8972	16.6041	Oct-14	60.9968	52.4992	17.9716
May-10	47.0575	37.0416	18.1607	Nov-14	60.2288	50.0767	23.4544
Jun-10	47.9560	36.9624	20.4322	Dic-14	59.7798	49.3496	15.1614
Jul-10	48.3525	37.1588	19.8814	Ene-15	59.9644	48.8229	14.1122
Ago-10	48.8606	37.5823	22.8932	Feb-15	60.9203	50.9184	16.2237
Sep-10	50.3119	38.0923	23.8426	Mar-15	58.9541	49.6404	17.0768
Oct-10	49.3977	37.6483	24.2287	Abr-15	59.5711	49.6373	13.1058
Nov-10	50.0032	37.6004	23.1013	May-15	58.8955	55.9126	14.8277
Dic-10	50.0807	37.2586	18.7580	Jun-15	59.0806	55.9179	16.9142
Ene-11	51.6746	37.7511	17.4892	Jul-15	58.2973	58.0145	10.9362
Feb-11	54.5046	38.4420	21.7420	Ago-15	57.9421	57.1395	21.4953
Mar-11	53.4987	37.6326	21.6263	Sep-15	59.0000	58.0990	14.4870
Abr-11	55.0812	39.2423	17.9153	Oct-15	58.0086	57.3931	14.2471
May-11	53.2369	41.8831	18.7874	Nov-15	57.5160	55.5090	11.5861
Jun-11	53.2595	42.2603	25.8559	Dic-15	56.0025	54.0816	11.3972
Jul-11	53.8045	42.4235	20.4480	Ene-16	54.7017	56.6792	10.9870
Ago-11	54.0971	42.4162	31.5137	Feb-16	53.6933	54.9479	12.4248
Sep-11	55.4634	42.7455	33.6255	Mar-16	50.8376	55.8568	12.3632
Oct-11	53.5310	42.4366	27.0617	Abr-16	52.0433	54.5576	13.2597
Nov-11	54.9701	43.2516	28.5765	May-16	Sin datos	Sin datos	19.9034
Dic-11	53.7427	43.1351	21.5721	Jun-16	Sin datos	Sin datos	60.3911
Ene-12	55.3760	43.4912	20.9235	Jul-16	53.7055	55.1906	34.1345
Feb-12	56.1628	44.3116	23.7337	Ago-16	53.3021	56.7516	18.9263
Mar-12	56.6856	43.6561	39.8348	Sep-16	52.8905	56.3791	27.5588
Abr-12	56.1615	44.1915	26.6761	Oct-16	51.5354	56.4675	17.9264
May-12	58.3578	49.7053	27.1751	Nov-16	51.8879	58.8807	27.5979
Jun-12	59.0050	50.1692	45.5229	Dic-16	50.9509	58.8439	23.0784
Jul-12	58.6341	51.0439	58.0489				

Fuente: Elaboración propia tomando como base la información de <http://svrgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx> y <http://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

de Durbin Watson (Daza, 2016). Los resultados de cada uno de los modelos propuestos se encuentran en el Anexo A.

La Tabla 2 muestra los valores de los coeficientes, constantes y estadísticos que se consideraron para la presente evaluación.

**Tabla 2.** Resultado de los modelos propuestos en el software IBM SPSS Statistics 23.

Valores	Modelos		
	1	2	3
$\alpha$	2.784	4.097	0.602
$\beta$	0.319	-0.078	0.850
R <sup>2</sup>	0.564	0.081	0.725
R <sup>2</sup> ajustado	0.318	0.072	0.722
Pearson	0.311	-0.285	0.852
F	48.863	9.270	269.120
Durbin Watson	0.387	0.093	2.133

Fuente: Elaboración propia a partir de los resultados del software SPSS.

Una medida de la dependencia lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas es explicada por el coeficiente de correlación de Pearson: cuando sus valores están más cercanos a 1 se evidencia una marcada relación entre las variables. De los tres modelos estudiados, se observó que el que mayor correlación tiene con las variables consideradas para su caso es el modelo tres, ya que fue el que obtuvo el mayor coeficiente de correlación de Pearson, y este resultado fue refrendado por el coeficiente de determinación R<sup>2</sup>. Este modelo, confrontado con los valores reales, produce residuos que también deben ser analizados para descartar una autocorrelación de ellos, así, si se encuentra autocorrelación entre los residuos, se puede asegurar que el modelo no es el adecuado para explicar las relaciones de las variables y se presume la ausencia de una variable no tomada en cuenta y que debe ser incluida. El estadístico Durbin Watson es el que muestra con certeza si los residuos de las muestras no están correlacionados y, para el modelo 3, este valor se encuentra en la zona de no autocorrelación por lo que el modelo presentado produce residuos no autocorrelacionados y explica mejor la relación de las variables en estudio. Como prueba de contraste para validar el modelo, se ejecutó el modelo ARIMA.

## DISCUSIÓN

El modelo propuesto también debe mostrar que no hay autocorrelación, y para ello empleamos el

estadístico Durbin Watson (DB) proporcionado por el mismo software SPSS (Gujarati, 1997). Según la Tabla 2, el DB de nuestro modelo es 2.132 y debe compararse con la hipótesis nula que indica que no hay autocorrelación para los valores de DB entre  $d_u$  y  $4-d_u$ , que, para un 5% de significancia, da un valor de  $d_u$  igual a 1.694 y un valor de  $4-d_u$  igual a 2.346; por lo tanto, la hipótesis nula de no autocorrelación queda validada. El modelo ARIMA proporciona un valor del estadístico Ljung Box de 0.529, superior a la mínima aceptada de 0.05, por lo que el modelo es válido.

## CONCLUSIONES

Existe una desvinculación del precio del cliente libre con los precios en barra y los costos marginales, ya que, a pesar de que estos valores son dependientes del costo del combustible, el precio del cliente libre no está conectado con el precio del gas natural. El modelo que mejor explica la relación del precio del cliente libre con los precios del mercado eléctrico es, precisamente, el modelo 3, que vincula el precio del cliente libre rezagado un periodo; en el estudio, ese periodo es de un mes.

Las grandes industrias deberían poder gozar de los mismos beneficios que los generadores que, por ejemplo, son capaces de generar su propia energía. Las tarifas de gas natural para consumo industrial y para generación se encuentran diferenciadas y, de la misma manera, los mayores consumidores de gas para generación tienen mejores tarifas. La desconcentración de las líneas de alta tensión, gracias a la autogeneración, puede mejorar la calidad del servicio mismo que es bastante pobre en zonas extremas de las líneas y, a su vez, puede reforzarse con la inyección de los excedentes de las industrias.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Chong, M., y Aguilar, R. (2016). Proyección de series de tiempo para el consumo de la energía eléctrica a clientes residenciales en Ecuador. *Revista Tecnológica ESPOL*, 29(1), 56-76.
- [2] El Comercio (30 de abril de 2014). El recorrido de Camisea, un proyecto que esperó dos décadas. *El Comercio*.
- [3] Cuadros, A., y López, G. (2015). *Análisis de condiciones de competencia en el mercado de generación eléctrica en el Perú, periodo 2010 - 2014*. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Articulos/>
- [4] Dammert, A., Mollinelli, F. y Carbajal, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos*

- del Sector Eléctrico Peruano*. Lima, Perú: Osinergmin.
- [5] Daza, J. (2016). *Análisis Estadístico SPSS Statistics*. Lima, Perú: Megabyte SAC.
- [6] De La Cruz, R. y García, R. (Febrero de 2002). *Mecanismos de Competencia en Generación de Energía y su impacto en la Eficiencia: El caso peruano*. Recuperado de <https://cies.org.pe/sites/default/files/investigaciones/mecanismos-de-competencia-en-generacion-de-energia-y-su-impacto-en-la-eficiencia.pdf>
- [7] Gujarati, D. (1997). *Econometría*. Sante Fé de Bogotá, Colombia: McGraw-Hill.
- [8] Ley N° 25844 (19 de noviembre de 1992). Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial El Peruano. Recuperado de [https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf)
- [9] Morandé, F., y Soto, R. (1996). *El Mercado de clientes no regulados en la industria eléctrica*. ILADES/Georgetow .
- [10] Osinergmin (16 de Marzo de 2017). *Procedimiento de Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2017 - abril 2018*.
- [11] Resolución del Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin N° 273-2010-OS/CD. Aprueban "Procedimiento para la comparación de precios regulados". Diario Oficial El Peruano (2010). Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/Resoluciones/ConsejoDirectivo/2010/OSINERGMIN%20No.273-2010-OS-CD.pdf>
- [12] Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería Osinergmin N° 013-2016-OS/CD. Diario Oficial El Peruano. Recuperado de <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/OSINERGMIN%20No.013-2016-OS-CD.pdf>
- [13] Viscusi, W., Harrington, Jr., J., y Vernon, J. (2005). *Economics of Regulation and Antitrust*. Cambridge, MA, Estados Unidos: The MIT Press.

ANEXO

Anexo A. Resultados del software IBM SPSS Statistics 2 para los modelos propuestos.

Resumen de los modelos<sup>(e)</sup>

Modelo	R	R cuadrado	R cuadrado ajustado	Pearson	Durbin-Watson
1	0.564 <sup>(a)</sup>	0.318	0.311	0.564	0.387
2	0.091 <sup>(b)</sup>	0.008	-0.001	-0.091	2,232
3	0.285 <sup>(c)</sup>	0.081	0.072	-0.285	0.093
4	0.852 <sup>(d)</sup>	0.725	0.722	0.852	2,133

a. Predictores: (Constante), lnPB

b. Predictores: (Constante), var(lnPBt-1)

c. Predictores: (Constante), ln(CMg)

d. Predictores: (Constante), ln(PLt-1)

Coefficientes<sup>(a)</sup>

Modelo		Coeficientes no estandarizados		Coeficientes estandarizados	T	Sig.
		B	Error estándar	Beta		
1	(Constante)	2.784	0.176		15.857	0.000
	lnPB	0.319	0.046	0.564	6.990	0.000
2	(Constante)	0.001	0.005		0.191	0.849
	var(lnPBt-1)	-0.120	0.131	-0.091	-0.923	0.358
3	(Constante)	4.097	0.084		48.733	0.000
	ln(CMg)	-0.078	0.026	-0.285	-3.045	0.003
4	(Constante)	0.602	0.208		2.893	0.005
	ln(PLt-1)	0.850	0.052	0.852	16.405	0.000

a. Variable dependiente: ln(PLt)

Contraste con el modelo ARIMA

Estadísticos del modelo

Modelo	Número de predictores	Estadísticos de ajuste del modelo	Ljung-Box Q(18)		
		R cuadrado estacionaria	Estadísticos	GL	Sig.
ln(PLt)-Modelo_1	1	0.728	15.931	17	0.529