

Las tarifas de gas natural en el Perú

Una comparación de modelos regulatorios

Alfredo Dammert¹, Raúl García²

ABSTRACT

The natural gas primary industry is composed of three main activities: extraction, transportation and distribution. Transportation and distribution prices for natural gas are regulated in Peru. The transportation of natural gas is regulated by the method "efficient model company", and the distribution of natural gas is regulated by the same method but assigning prices for each use (power generation, industry, vehicles, and domestic consumers) proportionally to the price of substitutes. This paper compares natural gas distribution prices as these are determined in Peru, with that of an "efficient model company" followed by price allocation proportional to costs. The economic effects and recommendations are provided as conclusions.

Keywords: Natural gas production, transportation and distribution in Peru; comparison of price regulation methods

RESUMEN

La industria primaria de gas natural está compuesta por tres actividades principales: extracción, transporte y distribución. Los precios de transporte y distribución de gas natural están regulados en el Perú. El transporte de gas natural está regulado por el método de empresa modelo eficiente, y la distribución de gas natural está regulada por el método de empresa modelo eficiente, pero asignando precios para cada uso (generación de electricidad, industria, uso vehicular, y consumo doméstico) proporcionales a los sustitutos. Este estudio compara los precios de distribución de gas natural como se determinan en el Perú con los que se obtendrían bajo el modelo de empresa eficiente con asignación de precios proporcionales a los costos. Los efectos económicos y las recomendaciones se presentan como conclusiones.

Palabras clave: Producción, transporte y distribución de gas natural en el Perú; comparación de métodos de regulación de precios.

Received: 15 de abril del 2020

Accepted: 15 de mayo de 2020

Introducción

Actividades. En la industria del gas natural se realizan cinco actividades: exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización. Además, el gas natural se puede vender directamente a través de ductos o como gas natural licuado o comprimido que se transporta en barcos o camiones.

Características y Usos. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso y está compuesto por metano (CH₄) y etano (C₂H₆). Este producto es competitivo para la generación de electricidad, y como combustible para el transporte y producción de energía calorífica (industria de cerámica, cemento y vidrio entre otras). En cuanto a usos no energéticos se utiliza en petroquímica, y otros productos químicos. En el Perú los principales usos en 2017 según Promigas (web.cec.com.pe) de un total de millones 1,164 millones de pies cúbicos por día fueron exportación (47.2%), generación eléctrica (33.8%), industria (11.9%), vehículos (6.1%), y comercio y viviendas (1%).

Desarrollo de la industria en el Perú. Hasta antes de la entrada en operación del Proyecto Camisea, la industria de gas natural en el Perú tuvo un desarrollo limitado a la generación eléctrica con dos yacimientos: (a) Aguaytía en Curimaná-Ucayali con 0.44 TPC de reservas; y (b) Costa Norte Continental en Piura-Tumbes con 0.25TPC de reservas. En agosto 2004 se inició la operación del Proyecto Camisea en La Convención-Cusco con reservas de 10.7 TPC y una producción inicial de 200 millones de pies cúbicos por día. Con la entrada de este proyecto se inició

la era del gas en el Perú dadas las dimensiones del mismo, el cual cambió la matriz energética para la producción de electricidad, generación de calor para la industria, combustible para vehículos y calor para el comercio y la actividad doméstica.

Los yacimientos de San Martín y Cashiriari del Lote 88 de Camisea permiten extraer no sólo gas natural, sino también líquidos de gas natural (GLP, gasolinas y diésel). El Proyecto Camisea consta de cuatro etapas: Extracción (Consorcio liderado por Pluspetrol), Transporte de Gas y Líquidos (TGP), Distribución (Calidda y Contugas), y Exportación (Perú LNG). En la etapa de explotación y extracción se extraen el gas natural y líquidos que luego pasan a la Planta de Separación Primaria de las Malvinas donde se separan los líquidos y se extrae el agua. El gas natural, con un remanente de líquidos, entra a una planta criogénica donde se separan los líquidos restantes y el gas natural seco pasa a una planta compresora a partir de la cual el gas natural se inyecta a los ductos de transporte y el excedente se reinyecta a los reservorios. En la etapa de transporte se tiene el ducto de gas natural que va desde Malvinas hasta Pisco y luego un tramo se dirige a Lurín (City Gate), otro se dirige a Canete para la Planta de Licuefacción

¹Universidad de San Martín de Porres, Peru. E-mail: adammertl@usmp.pe

²Proinversión, Perú. E-mail: garciacarpiorl@gmail.com

How to cite: 1 INVESTIGADOR: Dammert, A., 2 INVESTIGADOR: García, R. (2020). Las tarifas de gas natural en el Perú - Una comparación de modelos regulatorios. Revista de Análisis Económico y Financiero, Vol.2,N.2, 1-7. DOI: 10.15446/ing.investig.xxxx



No Comercial-Compartir Igual 4.0 Internacional.

para su exportación, y un ramal se dirige a Ica para su distribución por Contugas.

Organización de la industria en el Perú. De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos 26221, las instituciones públicas comprometidas en el desarrollo de la industria de gas natural son: MINEM que tiene competencia normativa, Proinversión como entidad promotora de la inversión, PERUPETRO encargada de la suscripción de contratos de exploración y explotación, OSINERGMIN que tiene la facultad de regular las tarifas de transporte y distribución de gas natural y supervisar la calidad y seguridad de todas las instalaciones de gas natural, OEFA a cargo de la supervisión del medio ambiente y SUNAFIL encargada de supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad y salud ocupacional. En 1999 se promulgó la Ley 27133 Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su reglamento. Ese año, se promulgaron los reglamentos de transporte de hidrocarburos por ductos que regirían las actividades del Proyecto Camisea. Estos normaron los procedimientos para la fijación de tarifas de estas actividades, así como los aspectos técnicos y de seguridad. Sobre esta base, OSINERGMIN fija las tarifas de transporte y distribución, sujeto a lo indicado en los contratos de concesión del Estado con las empresas correspondientes.

Regulación de precios. La exploración, producción y procesamiento del gas natural se desarrollan en un mercado competitivo como está señalado en la Ley de Hidrocarburos. La excepción es el primer lote en Explotación, el Lote 88, el cual, de acuerdo con las medidas de promoción, el Estado estableció en el Contrato de Licencia precios tope para el gas natural. Por otra parte, los líquidos procedentes de dicho lote son de libre mercado. También el transporte y distribución de Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuado (para zonas donde no llega el gasoducto) son actividades sujetas al libre mercado. En cambio, las tarifas de transporte y distribución de gas natural por ductos se encuentran sujetas a regulación de tarifas por OSINERGMIN, pero según las cláusulas de los contratos de concesión correspondientes que establecen fórmulas tarifarias. Estas actividades incluyen: el sistema de transporte de gas natural de Camisea operado por TGP, el sistema de distribución de gas natural en Lima operado por Calidda, el sistema de distribución de gas natural por ductos de Ica operado por Contugas. Además, entre las actividades reguladas se encuentra el proyecto Masificación del Uso de Gas Natural, utilizando gas natural comprimido a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cuzco, Juliaca y Puno, para lo cual se tiene un contrato de Asociación Público-Privada con la empresa Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino (OSINERGMIN, 2014).

Fórmulas tarifarias. Caso del gas natural

La regulación de precios de los monopolios tiene por objeto evitar que estos ejerzan poder de mercado con precios que superen los costos marginales y los costos medios y, de esta manera, lograr mayores beneficios para los consumidores acercando los precios a los de los mercados competitivos. El siguiente gráfico muestra los precios y beneficios que obtendrían las empresas y consumidores en el caso de que no existiera regulación de precios y los compara con el

caso en que los precios fueran regulados. Además, en esta sección se describe la regulación de precios enfocada en el caso del gas natural (ver Figura 1).

FIGURA 1

Existen diferentes mecanismos para fijar tarifas para las industrias reguladas. Estos incluyen, entre otros: tasa interna de retorno (TIR), empresa modelo eficiente, y precio o ingreso tope. En el diseño de las tarifas finales existen mecanismos como las tarifas por bloques, precios no lineales y precios Ramsey-Boiteux, estos últimos para empresas multi producto. Además, en el caso del gas natural, Chile y Perú han desarrollado un sistema basado en tarifas competitivas con los sustitutos. En esta sección se presentarán el mecanismo de regulación por empresa modelo eficiente, el diseño de las tarifas Ramsey-Boiteux, y las tarifas competitivas con sustitutos, por ser las que más se adaptan al gas natural en el Perú como se dará a conocer más adelante. En las secciones que siguen se analizará cuál de estos modelos es más apropiado desde el punto de vista de maximizar el beneficio para la sociedad.

(a) *Empresa Modelo Eficiente* (ver Dammert et al, 2013)

Bajo este esquema los precios se fijan partiendo de la condición de sostenibilidad financiera de la empresa a lo largo del tiempo. Ello implica que, dada la tasa de retorno considerada para el sector, los ingresos y costos generados a lo largo del tiempo descontados en el tiempo por esta tasa deben ser iguales a la inversión inicial. Es decir que, si k es la inversión por unidad de producto q , p es el precio y c es el costo variable unitario debe cumplirse que el valor presente (VP) de esta inversión en el período de evaluación debe ser igual a cero (ver Ecuación 1):

$$VP_0 = \int_0^T (p_t - c)q(p_t)e^{-rt} dt - kq = 0 \quad (1)$$

Por lo tanto, la tarifa resultante p es (ver Ecuación 2):

$$p = c + \frac{k}{\int_0^T e^{-rt} dt}$$

$$p = c + \frac{1}{R} * k \quad (2)$$

donde:

- p es la tarifa por unidad de gas natural
- c es el costo variable del proceso de gas natural
- k es la inversión por unidad de gas natural
- R es el factor de descuento
- T representa el tiempo.

La tarifa determinada para la empresa modelo eficiente tiene ciertas diferencias con la regulación por tasa de retorno, ya que en la primera no se incluyen los descuentos por depreciación, sino que esta está incorporada en el retorno al capital a lo largo de la vida del proyecto. Fijar los precios en base a este modelo implicaría que estos se ubiquen en el costo medio de largo plazo.

(b) *Precios Ramsey-Boiteux.* (ver Dammert et al).

Si bien las tarifas de empresa modelo eficiente pueden representar una aproximación a la maximización de beneficios para la sociedad buscando reconocer los costos eficientes, en el caso de una empresa multiproducto es posible incrementar aún más los beneficios sociales mediante el diseño de las tarifas. Ello se debe a que en el caso de diferentes elasticidades del consumo de cada producto se pueden incrementar los beneficios si los precios del gas natural para la combinación de productos se distribuyen en forma inversamente proporcional a la elasticidad de la demanda. Este esquema permite minimizar las pérdidas de excedente del consumidor derivadas de tener que cobrar por encima del costo marginal en los diferentes productos a fin de dar sostenibilidad al monopolio natural. En el gráfico siguiente se puede ver que las áreas de excedente del consumidor perdidas respecto a fijar un precio único son menores fijando precios diferentes en proporción inversa a la elasticidad de los productos, los cuales también pueden ser tipos de consumidores (ver Figura 2).

FIGURA 2

La regla de precios Ramsey-Boiteux indica que para cada producto (en el caso de demandas independientes) debe cumplirse la siguiente igualdad (ver Ecuación 3):

$$\left[\frac{p_i - CMg_i}{p_i} \right] = - \frac{\lambda}{1 + \lambda} * \frac{1}{|\varepsilon_i|}$$

$$\frac{p_i - CMg_i}{p_i} = R * \frac{1}{|\varepsilon_i|} \quad (3)$$

donde:

- λ es el multiplicador de Lagrange asociado con la condición de igualdad de ingresos y costos.
- R es el número de Ramsey-Boiteux que representa el nivel general de precios de la empresa regulada.
- ε_i es la elasticidad-precio de la demanda del bien i.
- CMg_i es el costo marginal de producir el bien i.

Es decir, dadas las elasticidades $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n$ para cada producto, y los costos marginales $CMg_1, CMg_2, \dots, CMg_n$ para cada producto, los precios p_1, p_2, \dots, p_n deben cumplir (ver Ecuación 4):

$$|\varepsilon_i| \frac{p_i - CMg_i}{p_i} = |\varepsilon_j| \frac{p_j - CMg_j}{p_j} \dots = |\varepsilon_n| \frac{p_n - CMg_n}{p_n} \quad (4)$$

En caso de que las elasticidades fueran iguales los precios serían iguales a los costos medios de cada producto.

(c) *Tarifas competitivas con sustitutos.* Espinoza (2009).

presenta este tipo de tarifas que es el que utiliza OSINERGMIN en la regulación del gas natural para el caso de la distribución. En este caso las tarifas del gas natural se asignan por producto de tal manera que cubran los costos

y que su distribución relativa sea proporcional al ahorro del usuario de ese producto en comparación con el sustituto de menor precio. El siguiente gráfico presenta el esquema conceptual del diseño de estas tarifas (ver Figura 3):

FIGURA 3

Bajo este tipo de tarifas se maximiza el consumo del gas natural, en particular para los clientes residenciales mediante un esquema de subsidios cruzados. Este esquema busca promocionar el consumo de gas natural en base a garantizar una competitividad respecto a los combustibles sustitutos.

Precios y tarifas del gas natural en el Perú

De acuerdo a lo mencionado en la sección anterior, las tarifas de gas natural están compuestas por (ver Tabla 1):

TABLA 1

(a) *El precio en boca de pozo.*

Se fija como tope máximo en el contrato de licencia para el lote 88, pero en el resto de lotes los precios son determinados por el mercado. De acuerdo con el primer contrato, el precio para los generadores eléctricos era de US 1/MMBtu, de US 1.8/MMBtu para los demás consumidores, y de US 0.8/MMBtu para el gas natural vehicular (GNV). En el caso del gas natural para generación eléctrica la fórmula del factor de actualización cambió llegando el precio a US 1.8/MMBtu en 2018, y para los demás consumidores la tarifa es de US 3/MMBtu. Estos precios, que son máximos, se actualizan anualmente (ver Ecuación 5):

$$FA = 0.6 \frac{\ln d1(2)}{\ln d1(1)} + 0.4 \frac{\ln d2(2)}{\ln d2(1)} \quad (5)$$

donde:

- Ind1 es el promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191).
- Ind2 es el promedio aritmético del Índice Fuel and Related Products and Power (WPU05).

(b) *Tarifa de transporte por red de ductos.*

La tarifa de la red de transporte se obtiene como el cociente del costo de servicio (obtenido del proceso de licitación) y la demanda total del período de evaluación considerado la actualización de valores a 12% por año. La tarifa se actualiza cada 2 años. La fórmula tarifaria es (ver Ecuación 6):

$$\text{TarifadeTransporte} = \frac{CS}{\sum_{t=1}^{33} \frac{D_t}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

donde el Costo del Servicio (CS) es:

- CS=Inv+VACOYM
- Inv: inversión
- VACOYM: Valor Actual del Costo de Operación y Mantenimiento por 33 años.

(c) Tarifas de distribución.

La tarifa de distribución la fija OSINERGMIN en base a un esquema ad-hoc en función a la disposición a pagar por cada tipo de usuario, que en términos generales consiste en usuarios residenciales y comerciales, mediana industria, gran industria, gasocentros y generadores eléctricos. Una clasificación más exacta se presenta en la siguiente Tabla (2).

TABLA 2

Este esquema considera establecer un precio para el gas natural en el cual el consumidor paga un precio que equivale al mismo porcentaje de ahorro respecto al sustituto para cada tipo de consumidor. Por otra parte, el ingreso de los proveedores de gas natural debe cubrir los costos totales por lo que el porcentaje mencionado debe calibrarse con este fin. Por ejemplo, la tarifa de cada tipo de consumidor podría resultar, de acuerdo con los cálculos tarifarios, en 25% menos que el sustituto. Es decir, el dueño de un vehículo a gas natural pagaría 25% menos que si adquiriera gasolina, el propietario de una fábrica pagaría por el gas natural 25% menos que el combustible diésel, etc. Este modelo tarifario se tratará con más detalle en la siguiente sección en comparación con un esquema de empresa modelo eficiente basado en costos medios de largo plazo.

Datos sobre los precios y costos de producción, transporte y distribución del gas natural en el Perú.

De acuerdo a la información disponible, los precios del gas natural en boca de pozo y para el transporte de gas natural son (ver Tabla 3):

TABLA 3

Estos precios deben sumarse a los precios establecidos para la distribución. Este estudio busca comparar las tarifas de gas natural bajo los tres métodos tarifarios antes mencionados: empresa eficiente (costo medio de largo plazo), tarifas Ramsey-Boiteux, y tarifas que resulten en igual ahorro para cada usuario respecto al sustituto. Con motivo de esta comparación no es necesario calcular las tarifas de gas en boca de pozo ni las tarifas de transporte, que ya están establecidas. Sin embargo, estas se necesitan pues, tanto en el caso de precios Ramsey { Boiteux como el basado en la disposición a pagar, los cálculos deben realizarse en función a los costos totales. La razón de esto es que la función de consumo que es la base de cálculo para los últimos dos casos considera el precio total y no solamente el costo de distribución. Con objeto de determinar las tarifas para los tres casos, se debe contar con los costos de distribución. Los datos con que se cuenta para el 2013 son (ver Tabla 4):

TABLA 4

Es decir, del cuadro anterior se puede apreciar que el costo medio para los otros usuarios es el total de las primeras dos categorías, o sea US 0.43/ millón de BTU y para los usuarios residenciales es de US 12.66/ millón BTU.

Cálculos de las tarifas para cada caso y comparación.

En esta sección se presentarán las tarifas para el modelo de empresa eficiente y el modelo desarrollado por OSINERGMIN. Si bien las tarifas Ramsey-Boiteaux podrían ser una opción más eficiente, no se cuenta con información sobre elasticidades de demanda que permitan hacer una comparación. Por otro lado, para la comparación en este estudio es suficiente contar con estos dos modelos, pues permiten comparar el primero con el caso de las tarifas calculadas por OSINERGMIN ya que el no empleo de los precios Ramsey-Boiteux no desvirtúa las conclusiones generales.

(a) Empresa Modelo Eficiente (costo medio de largo plazo).

En este caso las tarifas de distribución corresponden a los costos estimados del cuadro presentado más arriba, y los costos totales que debe pagar el cliente debe ser la suma del precio del gas natural en boca de pozo, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. Los resultados son (ver Ecuación 5):

TABLA 5

(b) Tarifas según disposición a pagar.

En este caso, como se ha mencionado anteriormente cada tarifa se establece como el mismo porcentaje de ahorro del sustituto. Luego este porcentaje debe calibrarse para que el ingreso total de la distribuidora sea igual al costo total. Por ejemplo, supongamos que la disposición a pagar para la gran industria es de US 24/MMBTU que es el precio del diésel y para los vehículos es de US 37/MMBTU que es el precio de la gasolina. En ese caso la tarifa total para cada uno de estos tipos de consumidores sería:

$$P_{agroindustria} = k(US24/MMBTU - Costoconversion) \quad (7)$$

$$p_{GNV} = k(US37/MMBTU - Costoconversion) \quad (8)$$

Es decir,

$$p_{el} = k(p_{suel} - ccon_{el}) \quad (9)$$

$$p_{GNV} = k(p_{SGNV} - ccon_{GNV}) \quad (10)$$

$$p_{IMa} = k(p_{SIMa} - ccon_{IMa}) \quad (11)$$

$$p_{IMC} = k(p_{SIMC} - ccon_{IMC}) \quad (12)$$

$$p_{IMC} = k(p_{sRe} - ccon_{Re}) \quad (13)$$

donde:

- p_{el} y p_{suel} son el precio del gas para electricidad y para el combustible sustituto para producir electricidad y $ccon_{el}$ son el costo del gas, transporte y conversión.

- p_{GNV} y ps_{GNV} son el precio del gas para vehículos y el precio del sustituto para vehículos (gasolina) y $ccon_{GNV}$ son el costo del gas transporte y conversión.
- p_{IMA} y ps_{IMA} son el precio del gas para industria mayor y el precio del sustituto (diésel) y $ccon_{IMA}$ son el costo del gas, transporte y conversión.
- p_{IMC} y ps_{IMC} son el precio del gas para industria mediana y comercio y el precio del sustituto (GLP) y $ccon_{IMC}$ son el costo del gas, transporte y conversión.
- p_{Re} y ps_{Re} son el precio del gas para consumo residencial y el precio del sustituto (electricidad y GLP) y $ccon_{Re}$ son el costo del gas, transporte y conversión.

Donde k representa la misma fracción del precio de los sustitutos. Por otro lado, el valor de k debe determinarse de modo que la suma de los ingresos de la distribuidora de gas sea igual a su costo total. Esto se puede determinar de la siguiente forma:

$$k(ps_{usel} - ccon_{el})q_{el} + k(ps_{GNV} - ccon_{GNV})q_{GNV} + k(ps_{IMA} - ccon_{IMA})q_{IMA} + k(ps_{IMC} - ccon_{IMC})q_{IMC} + k(ps_{Re} - ccon_{Re})q_{Re} = CT_{Total}$$

donde el CT_{Total} es el costo total de explotación, transporte y distribución menos el costo de explotación y transporte.

Dado que los ps , los qs , CT_{Total} Transporte y C_{gasBP} son conocidos, la ecuación (14) puede resolverse para obtener el valor k . Luego los precios de distribución para cada uso se obtienen de las ecuaciones (9) a (13). Nótese que los costos de gas, transporte y distribución son diferentes para cada caso: el costo del gas natural y su transporte para electricidad son más bajos que para los otros usos, y los costos de conversión son diferentes para cada tipo de consumidor (costo de inversión y operación del gasocentro; tubería de conexión y acometida para consumo residencial, etc.).

Las siguientes Tablas 6 7 8 9 muestran el costo de los sustitutos para cada tipo de uso:

TABLA 6

TABLA 7

TABLA 8

TABLA 9

Utilizando la fórmula da $k = 2948/3598 = 0.82$. Con este valor se puede obtener el precio total del gas para cada usuario multiplicando (precio del sustituto { conversión) por k . Los resultados se dan en la siguiente Tabla 10:

TABLA 10

Conclusiones

En el presente análisis se han establecido las tarifas que resultarían en caso de que el regulador hubiera empleado la empresa modelo eficiente como base del cálculo tarifario. Estos resultados se han comparado con

las tarifas establecidas por OSINERGMIN basadas en el modelo de disposición a pagar. Se puede apreciar que las tarifas para usuarios domésticos son muy inferiores en el caso de las establecidas por OSINERGMIN lo cual se ha debido compensar con mayores tarifas para industria, GNV y comercio. Como consecuencia, estas no representarían un máximo beneficio para la sociedad. Sin embargo, dichas tarifas podrían justificarse hasta cierto punto si se tienen en cuenta las diferencias de ingresos de los consumidores residenciales con los otros usuarios, excluyendo el GNV. A pesar de ello, si se quiere promover el consumo de gas natural residencial debería contemplarse la alternativa de usar la regulación por empresa modelo (ajustando como opción por tarifas Ramsey-Boiteaux) y otorgar un subsidio directo a los usuarios residenciales lo cual evitaría una serie de distorsiones incluyendo la mencionada; además de que en las regiones se estaría incentivando el gas natural residencial sin considerar que el uso de GLP (balones de gas) podría ser más eficiente.

El presente estudio podría extenderse para comparar las tarifas con tarifas Ramsey-Boiteaux. Para ello sería necesario realizar un análisis de elasticidades para cada sector.

Agradecimientos

Los autores agradecen al apoyo de la Escuela Profesional de Economía y del Instituto de Investigación de la Facultad de Ciencias Contables y Económicas y Financieras de la Universidad de San Martín de Porres.

Referencias

- Armstrong, Mark y David E. M. Sappington (2007). Recent Developments in the Theory of Regulation. Handbook of Industrial Organization (Volume III). Edited by M. Armstrong and R. Porter. Elsevier Science Publishers B. V.
- Armstrong, Mark, Simon Cowan, y John Vickers (1994). Regulatory Reform: Economic Analysis and the British Experience. The MIT Press, London.
- Bailey, Elizabeth E, y Ann F. Friedlander (1982). Market Structure and Multiproduct Industries. Journal of Economic Literature, 20(3), 1024-1048.
- Boiteux, Marcel (1956). Sur la gestion des Monopoles Publics astreints a l'équilibre budgétaire. Econometrica, 24(1), 22-40.
- Braeutigam, Ronald (1989). Optimal Policies for Natural Monopolies. Handbook of Industrial Organization, 2(1), Cap. 23.
- Bustos, Álvaro y Alexander Galetovic (2002). Regulación por Empresa Eficiente. ¿Quién es Realmente Usted? Estudios Públicos, N° 26.
- Dammert Lira, Alfredo, Max Carbajal y Fiorella Molinelli (2013). Teoría de la Regulación Económica. Fondo Editorial Universidad San Martín de Porres. Lima-Perú.
- Dammert Lira, Alfredo y Fiorella Molinelli. (2006). ¿Qué Significa el Proyecto Camisea? OSINERGMIN. Lima-Perú.
- Dammert Lira, Alfredo y Raúl García Carpio (2011). Formación de Tarifas a Clientes Finales del Gas Natural. Apuntes de Clase. Lima-Perú.



Dammert, A, R, García y Arturo Vásquez (2006). Efectos Económicos del Proyecto Camisea, 2005-2014. Documento de Trabajo No. 14, Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN.

Espinoza Quiñones, Luis (2009). Las Tarifas de Distribución de Gas Natural en el Perú. La Revista del Gas Natural. OSINERGMIN. Lima-Perú.

Joskow, Paul I. y Nancy Rose (1989). The Effects of Economic Regulation. Handbook of Industrial Organization. Vol. II. Elsevier Science Publishers, B.V.

Lasheras, José (1999). La Regulación Económica. Editorial Ariel.

Viscusi, W. Kip, Joseph E. Harrington y John M. Vernon (1996) Economics of Regulation and Antitrust. MIT Pres.

Wilson, Robert B. (1993) Nonlinear Pricing, Oxford University Press, New York.

FIGURAS Y CUADROS

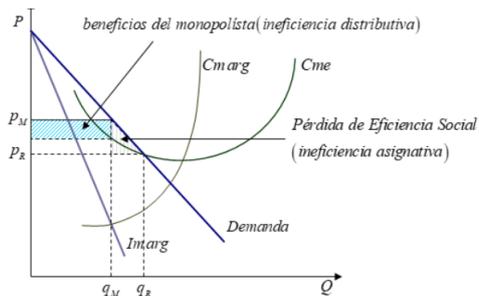
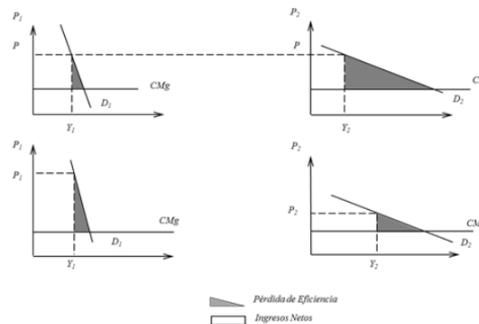
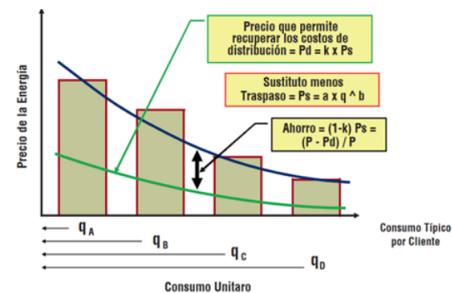


Figura 1. Pérdida de Eficiencia en Monopolio



[Fuente]: Breautigam (1989)

Figura 2. Pérdidas de bienestar con diferentes regimenes de precios



[Fuente]: Espinoza (2008)

Figura 3. Esquema Tarifario de OSINERGMIN

Cuadro 1. Composición de las tarifas de gas natural

Precio boca de pozo	+ Tarifa de Transporte	+ Tarifa de Distribucion
Tarifas maximas lote 88 segun contrato de licencia de Camisea	Ley 27133 Reg. DS 040-99-MEM - Contratos BOOT	D.S. 048-2008-EM

[Fuente] Elaboracion propia.

Cuadro 2. Categorías de Usuarios de Gas Natural (consumo mensual)

A. Residencial	Hasta 300 m ³
B. Comercial	301-17000 m ³
C. Industria Mediana	17,501-300,000 m ³
D. Gran Industria y GNV	+ de 300,000 m ³
A. Generacion Electrica	-

[Fuente] OSINERGMIN (2008).

Cuadro 3. Precios del Gas Natural en el Peru: Boca de Pozo y Transporte-Año 2013

Categoría	Precio US/millon BTU
GN Boca de Pozo Electricidad	1.65
GN Boca de Pozo Otros Usos	3.00
Transporte GN Electricidad	0.79
Transporte Otros Usos	1.13

[Fuente] PROMIGAS. Informe del sector Gas en el Peru 2018. Elaboracion propia

Cuadro 4. Costos de Distribucion del Gas Natural en el Peru - 2013

	US millones	Costo US/Millon BTU	Medio
Red Principal	92		0.19
Red de Acero de Media Presion	62		0.24
Red Polietileno (residencial)	55		12.23

[Fuente] Notas de Clase (Regulacion de Energia { Maestria de Regulacion de Servicios Publicos), calculos de los autores en base a informacion proporcionada por OSINERGMIN

Cuadro 5. Precio del Gas Natural por Tipo de Usuario { Empresa Modelo Año 2013

	US/MMBTU
Generacion Electrica	
- Precio Boca de Pozo	1.65
- Tarifa de Transporte	0.79
- Tarifa de Distribucion	0.41
- TOTAL	2.85
Gran Industria y GNV / Industria Mediana / Comercial	
- Precio Boca de Pozo	3.00
- Tarifa de Transporte	1.13
- Tarifa de Distribucion	0.41
- TOTAL	4.54
Residencial	
- Precio Boca de Pozo	3.00
- Tarifa de Transporte	1.13
- Tarifa de Distribucion	12.66
- TOTAL	16.79

[Fuente] Elaboracion propia

Cuadro 6. Costo de Sustitutos por Tipo de Usuario de Gas Natural - Año 2013 (US/MMBTU)

Tipo de Usuario	Umbral para no Pagar ^{1/}
Generacion Electrica	3.5 (sust. hidroelectric)
Gran Industria - GNV	7.4 - 23
Industria Pequeña - Comercio	17
Residencial	5.3 - 17

^{1/}Es igual al Precio del Sustituto - Costo Gas y Transporte - Costo Conversion.
[Fuente] Espinoza (2009)

Cuadro 7. Precio Sustitutos de Gas Natural y Costo de Conversion por tipo de Usuario US/MMBTU. Año 2013

Tipo de Usuario	Precio de Sustituto	Costo de Conversion
Generacion Electrica	3.5	0
Gran Industria	15.1	0.25
GNV	35	20.5
Industria Pequeña - Comercio	17	1.47
Domestico	11.1	11.35

[Fuente] Espinoza (2009)

Cuadro 8. Consumo de Gas Natural por Tipo de Usuario { MMBTU Año 2013

Tipo de Usuario	Consumo
Generacion Electrica	285
Gran Industria	114
GNV	60
Industria Pequeña { Comercio	2.3
Domestico	2.3

[Fuente] Estimados en base a porcentajes de OSINERGMIN (2014)

Cuadro 9. Costo Total del Gas Natural { Año 2013

Tipo de Usuario	Volumen MMBTU	Costo Unitario	Costo Total	Costo de Distribucion
Generacion Electrica	285	2.85	812	118
Industria	114	4.78	545	47
GNV	60	25.24	1514	25
Comercio	2.3	5.97	13.6	1
Domestico	2.3	27.55	63.4	29
Total	463.4	-	2948	220

[Fuente] Elaboracion propia.

Cuadro 10. Comparacion entre Tarifas segun Modelo de Disposicion a Pagar y Empresa Modelo Eficiente

Tipo de Usuario	(a) Precio Sustituto menos Conversion	(b) Costo Conversion	(c) Precio distribucion = (a) x k + conversion donde k=0.82	Empresa Modelo Eficiente (incluye conversion)
Generacion Electrica	3.5	0	2.87	2.85
Industria	14.85	0.25	12.42	4.79
GNV	14.5	20.5	32.39	25.04
Comercio	15.53	1.47	14.2	6.01
Domestico	0	11.35	11.35	27.14

[Fuente] Elaboracion propia