

# REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL SECTOR GAS NATURAL

La operación del mercado de gas natural en los Estados Unidos y la Unión Europea: Un análisis comparativo

Año 4 – N° 5 – Diciembre 2015



## **Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar  
Lima – Perú

[www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)

Oficina de Estudios Económicos  
Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/estudios\\_economicos/oficina-estudios-economicos](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos)



## Índice

Presentación.....	3
Introducción .....	4
Características de la red de ductos de gas natural .....	5
Coordinación del mercado de gas en los Estados Unidos .....	6
Coordinación del mercado de gas en la Unión Europea .....	8
Regulación de tarifas de transporte de gas natural.....	10
Comentarios finales .....	13
Notas .....	14
Abreviaturas utilizadas .....	16

## Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), la Oficina de Estudios Económicos (OEE) realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en los Reportes de Análisis Económico Sectorial (RAES) sobre las industrias reguladas y supervisadas por Osinergmin (gas natural, hidrocarburos líquidos, electricidad y minería).

Los RAES buscan sintetizar los principales puntos de discusión de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de Osinergmin, dando a conocer el posible desarrollo o la evolución futura de estos sectores. El presente reporte correspondiente al sector gas natural aborda el tema “La operación del mercado de gas natural en los Estados Unidos y la Unión Europea: Una análisis comparativo”.

El reporte presenta un análisis comparativo de las diferentes opciones de coordinación en el mercado de gas natural de los Estados Unidos y la Unión Europea, así como una breve descripción de las metodologías que existen para establecer tarifas para los servicios de transporte de gas natural. En el caso de los Estados Unidos la coordinación de las transacciones se realiza a través de contratos bilaterales y se emplea el concepto de *hub* físico, mientras que en los países de la Unión Europea existe un operador de la red que se encarga de mantener el balance del sistema de ductos; asimismo, a diferencia de los Estados Unidos, se emplea el concepto de *hub* virtual.

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a la siguiente dirección de correo electrónico: [gpae@osinergmin.gob.pe](mailto:gpae@osinergmin.gob.pe).

Arturo L. Vásquez Cordano  
Gerente de Estudios Económicos

## *La operación del mercado de gas natural en los Estados Unidos y la Unión Europea: Un análisis comparativo*

---

### **Introducción**

En los últimos 10 años el inicio de la explotación de los yacimientos de gas natural de Camisea en el Perú ha tenido importantes implicancias económicas para el desarrollo del país <sup>[1]</sup>. La industria del gas natural se divide en tres actividades: explotación, transporte y distribución. Si bien cada una de estas actividades es importante, se resalta la importancia del segmento de transporte, pues sin redes de transporte por ductos el uso del gas natural se encontraría limitado a un área geográfica, mientras que la demanda de los centros de consumo no podría ser atendida.

A pesar que en el Perú la explotación del gas natural y por ende, la construcción de redes de ductos de transporte, es relativamente reciente, en el mundo esta industria tiene varias décadas operando, especialmente en los Estados Unidos y la Unión Europea (UE). La experiencia de la liberalización del mercado de gas natural en Estados Unidos y la UE muestra diferencias sustanciales. Sin embargo, en ambas el marco regulatorio ha estado enfocado en fomentar el libre mercado donde éste es posible, con el fin de generar efectos socialmente deseables.

De acuerdo con Vazquez *et al.* (2012),<sup>[2]</sup> la liberalización e introducción de competencia en la industria de gas natural ha tenido en cuenta la diferencia entre el *commodity* <sup>[3]</sup> con relativamente bajos costos de transacción y, por lo tanto, adecuado para la coordinación del mercado a corto plazo, y los

servicios de redes o gasoductos, que presentan economías de escala y la necesidad de coordinar y equilibrar las inyecciones y retiros del gas natural. Así, una de las principales características del desarrollo de mercados competitivos de gas, ha sido la separación de las transacciones del *commodity* de aquellas relacionadas con los servicios de transporte.

Uno de los aspectos más importantes en la creación de mercados competitivos de gas natural es el desarrollo de mercados mayoristas (*wholesale gas markets*). En los mercados de *commodities*, la organización de los mercados se convierte en un negocio en sí mismo. Las empresas comerciales compiten para desarrollar plataformas de mercado y ofrecer servicios que son utilizados por los diferentes agentes participantes.

Los mercados se desarrollan generalmente, donde existen algunas condiciones iniciales, es decir, en el cruce de rutas comerciales, o donde la abundancia de suministros atrae a los potenciales compradores. En el caso del gas natural, esto no es la excepción. Sin embargo, la característica especial del mercado de gas es la necesidad de tener acceso a la infraestructura física necesaria para llevar el *commodity* hacia los centros de consumo. En el caso del mercado de gas natural, se conoce como *hub* aquel lugar que sirve para facilitar el comercio mayorista, permitiendo la competencia *gas-to-gas* <sup>[4]</sup>. Uno de los puntos más importantes en el

diseño del mercado mayorista de gas natural, es la forma cómo el diseño del *hub* interactúa con la estructura física real de la red.

El desarrollo de la competencia en el mercado norteamericano y europeo ha considerado diferentes modelos de desarrollo de *hubs*. En Estados Unidos, el *hub* se ha desarrollado en el cruce de las principales redes de tuberías (*hub físico*), en donde se han desarrollado, además, otro tipo de infraestructura (*facilities*) que han permitido brindar una mayor eficiencia a las transacciones comerciales (almacenamiento, terminales GNL). En el caso de la UE, el mercado mayorista se ha desarrollado a través de *hubs* virtuales. Este último es una simplificación de la red física, de tal forma, de facilitar la liquidez en los mercados de gas natural.

Con respecto a la coordinación entre las transacciones financieras del *commodity*, con la operación de los flujos físicos de la red, la experiencia en mercados liberalizados muestra que no existe una única forma de coordinar tales servicios. Por ejemplo, en los Estados Unidos la coordinación de los servicios de transporte se realiza a través de acuerdo entre privados, mediante contratos de largo plazo, mientras que en la Unión Europea se realiza a través de entidades denominadas *Transmission System Operator* (TSO). Un entorno más liberalizado tiene, como el caso de los Estados Unidos, por definición menos requisitos con respecto al diseño de mercado necesario para fomentar la competencia.

En el caso de Estados Unidos, la regulación ha estado enfocada en proveer mayor liquidez en los mercados mayoristas, a través de medidas que faciliten la eficiencia de los mercados, evitando los efectos anticompetitivos de los contratos de largo plazo (es decir, reglas *use-it-or-lose-it*, *capacity release programs*)<sup>[5]</sup>, facilitando la estandarización de los contratos de corto plazo, y dando un mayor acceso a la información de los mercados a los agentes. En el caso de la UE, dadas las características centralizadas de la gestión de la red de transporte, se desarrollan mecanismos que permitan una asignación y tarificación eficiente de los servicios de la red.

En ese sentido, otro punto de vital importancia en el desarrollo de mercados competitivos es la tarificación de aquellos servicios regulados, los cuales tienen características de monopolio natural.

Por ello, en la primera parte del presente reporte se realizará una descripción general de la coordinación de la operación del mercado de gas natural en los Estados Unidos y la UE. Asimismo, en la segunda parte se describirá de manera general las metodologías que existen para establecer las tarifas de transporte de gas natural por red de ductos.

### **Características de la red de ductos de gas natural**

En las industrias de redes es necesario contar con una infraestructura física, costosa a replicar, que permita el transporte de estos recursos desde los puntos de producción hacia los puntos de consumo. Así, las

industrias de redes físicas de transporte de gas consisten en una serie de nodos (de producción, consumo, o producción/consumo), los cuales están conectados por una infraestructura física.

La actividad de transporte de gas natural se puede realizar a través de ductos, los cuales requieren una inversión que produce beneficios de largo plazo, pero que tiene la peculiaridad de ser específica e irreversible<sup>[6]</sup>.

La irreversibilidad y especificidad de las inversiones en la industria de transporte de gas natural se sustentan en el hecho de que la red de transporte es construida para abastecerse de una unidad de producción determinada y para suplir a una red de distribución específica. Estas características se constituyen en costos hundidos, los cuales provocan una asimetría entre las empresas ya establecidas y aquellas que no lo están, dado que dichos costos actúan como si fueran barreras a la entrada<sup>[7]</sup>, lo cual permite que las empresas dentro del mercado disfruten de cierto grado de poder monopólico.

Otra característica del mercado de transporte de gas natural es la presencia de economías de escala asociadas a la construcción, a la producción y a la capacidad utilizada de las redes de suministro, lo cual implica que la rentabilidad

del sector está en función del volumen de operación y en el caso de que el mercado no sea lo suficientemente grande, es económicamente eficiente que exista una sola empresa. Este escenario enfatiza la presencia de subaditividad de costos<sup>[8]</sup> en el transporte de gas natural, la cual es una característica esencial de los monopolios naturales.

Dada las características de monopolio natural en la actividad de transporte de gas natural es necesaria su regulación para garantizar tarifas y la calidad del servicio.

La actividad de transporte de gas natural se caracteriza por la presencia de costos hundidos los cuales generan barreras a la entrada, economías de escala y subaditividad de costos. Estas características determinan la existencia de monopolio natural en la actividad de transporte, por lo que el acceso al mercado y las tarifas deben ser regulados.

### Coordinación del mercado de gas en los Estados Unidos

En los Estados Unidos la industria del gas natural se caracteriza por estar organizada principalmente por empresas privadas, que se encuentran a cargo de decidir sobre la producción, el transporte, almacenamiento y entrega de gas en el segmento *downstream* (la distribución a los consumidores puede encontrarse regulada o ser realizada a través de una empresa pública). En este contexto, las inversiones en redes de transporte son decididas principalmente por las empresas privadas<sup>[9]</sup>.

Así, el mercado mayorista de gas está basado principalmente en contratos bilaterales, sin la necesidad de una entidad centralizada que organice las transacciones del mercado. Estos contratos, por lo general, son de largo

plazo, lo cual está relacionado a la significativa aversión de las partes a los riesgos de no inyectar o retirar gas de acuerdo a su plan de negocios inicial e inversión en capacidad.

Asimismo, los derechos de capacidad de transporte son comprados con anticipación. En este tipo de transacciones, los productores y los proveedores realizan contratos de largo plazo que contemplan el derecho de utilizar la red de transporte desde un punto hasta otro (*point-to-point*), cuyas contrapartes son los operadores de las redes de transporte entre ambos puntos.

En este sentido, los suministradores (*shippers*) deciden la ruta física del gas y pagan por el uso de la infraestructura asociada. Bajo este tipo de organización, la inversión en gasoductos es guiada por los contratos de largo plazo y por lo tanto las decisiones en planificación de nuevos gasoductos son realizadas a través de la interacción entre inversionistas privados y los consumidores (Vazquez *et al*, 2012).

En el corto plazo los patrones de consumo y producción de gas son altamente volátiles, por lo que es necesario equilibrar los flujos de gas en el sistema de gasoductos a través de diversas metodologías establecidas en los contratos firmados. Las transacciones en los mercados secundarios son un elemento central en el funcionamiento eficiente de los mercados de gas, ya que muchos de los componentes técnicos abordan la transferencia de los derechos de propiedad sobre la capacidad del ducto en el corto plazo.

Sobre este último punto, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ha establecido medidas para facilitar la liquidez en el mercado *spot*. Se han establecido reglas que permitan que las empresas que reservan capacidad pero no la utilizan puedan disponerla al mercado (*use-it-or-lose-it*). Del mismo modo, el mercado puede tener una liquidez reducida dada la existencia de costos de transacción, que hagan potencialmente difícil encontrar compradores o vendedores de capacidad de transporte. Asimismo, esto puede deberse a conductas anticompetitivas de las empresas que impidan el acceso a los usuarios al mercado *spot*.

La estandarización de productos y la disponibilidad de información son requisitos indispensables para la existencia de mercados líquidos. Por tal motivo, la FERC ha promovido junto con la *Gas Industry Standard Board* (desde 2001, *North America Energy Standard Board*, NAESB) <sup>[10]</sup> la estandarización de los contratos de corto plazo para promover la liquidez del mercado. De igual forma, la autoridad regulatoria demanda información a los operadores de las redes sobre las operaciones recientes, las previsiones de la demanda de capacidad, la cantidad de capacidad reservada, entre otras (i.e. *Electronic Bulletin Board*) <sup>[11]</sup>.

En Estados Unidos, los mercados mayoristas están directamente asociados con la definición de un lugar en el cual la entrega física del gas se lleva a cabo: un *hub* físico. De acuerdo con Vazquez *et al.* (2012) un *hub* es un lugar donde el comercio mayorista de gas natural se ve facilitado por la reunión de una gran cantidad de gasoductos y donde un

monto significativo de gas es vendido y comprado, así como donde los compradores y vendedores pueden obtener servicios de almacenamiento. Los *hubs* a menudo son vistos como un prerrequisito para que exista un esquema de formación de precios *gas-to-gas*, debido a que facilitan la coordinación de los sistemas de gas en el corto plazo.

El desarrollo de *hubs* en los Estados Unidos, ha desplazado el comercio del *commodity* desde la “boca de pozo” hasta los *hubs* físicos, los cuales son operados por las empresas de ductos interestatales. Los *hubs* permiten a los mercaderes de gas (*shippers*) abastecerse del *commodity* de varias fuentes, y enviarlas hacia los mercados de destino. Esto elimina la necesidad de realizar transacciones del *commodity* y la capacidad del gasoducto desde la “boca de pozo” hasta el lugar de consumo. En su lugar, los *shippers* pueden combinar diferentes rutas de suministro a través de varios *hubs* para diversificar riesgos de suministro y reducir al mínimo los costos (Juris, 1998)<sup>[12]</sup>.

### **Coordinación del mercado de gas en la Unión Europea**

La liberalización de la industria del gas en la UE ocurrió posteriormente a la liberalización en los Estados Unidos. Sin embargo, el diseño de los mercados de gas en Europa se asemeja más al diseño de los mercados eléctricos en la UE que al mercado de gas de los Estados Unidos. Vazquez *et al.* (2012) señalan que es muy probable que estas diferencias se puedan deber a que los países miembros de la Unión Europea prefieren tener las actividades de redes organizadas

como negocio regulado y “centralizado por el Estado”.

Según señalan Joskow y Schmalensee (1983)<sup>[13]</sup> la razón para adoptar esta decisión puede haber sido el hecho que las actividades de transporte de gas natural por ductos tienen la estructura de un monopolio natural o un oligopolio muy concentrado y así fueron reconocidos como la principal barrera a la apertura del mercado. En tal situación, las actividades relacionadas a la producción y suministro son consideradas como abiertas a la competencia, mientras que las actividades de redes tienen que mantenerse sujetas a regulación pública. Asimismo, Vazquez *et al.* (2012) señalan que la opción eficiente es establecer un *Transmission System Operator (TSO)* para que centralice las operaciones de coordinación del sistema. Sin embargo, en la práctica la operación centralizada solo se ha dado a nivel nacional, e inclusive en algunos países (Francia y Alemania) existen aún áreas geográficas de coordinación separadas.

El diseño de mercado que sostiene la competencia en la UE se basa en una minuciosa regulación de las actividades de la red de ductos (la reserva y asignación de capacidad, la administración de la congestión, la fijación de tarifas en los puntos de entrada y salida, entre otros). De tal forma, el mercado de gas natural en la UE se basa en la fuerte separación de las transacciones del *commodity* con los derechos de uso de la red. Así, el derecho de uso de la red de gas natural se convierte en un elemento central del diseño del mercado.

El diseño del mercado se puede analizar desde dos perspectivas: una de largo plazo y

otra de corto plazo. En el largo plazo los derechos para el uso de los gasoductos se encuentran relacionados con la firma de contratos de largo plazo entre los productores y consumidores. En este sentido, el diseño de los contratos es un aspecto central del diseño del mercado en un sistema centralizado, por lo que dichos contratos tienen que contener aspectos que permitan coordinar la asignación de capacidad de los gasoductos con los contratos de *commodities*.

Por otro lado, desde una perspectiva de corto plazo, el diseño de mercado tiene que tomar en cuenta la forma en la cual el TSO asignará los derechos de capacidad entre los diferentes actores del mercado, debido a que es en este periodo de tiempo que se manifiestan los problemas de congestión o desbalances de los flujos de gas.

### **El *hub* virtual y la coordinación en la Unión Europea**

Para describir el mecanismo de coordinación del mercado de gas en la Unión Europea se tiene que tener en cuenta el diseño del mercado en la asignación de los derechos sobre la capacidad de transporte, el cual es realizado por un ente regulado (*TSO*). Respecto a dicha asignación se tienen 2 opciones: una asignación explícita (es decir, solo se asigna capacidad) o una asignación implícita (la capacidad se asigna conjuntamente cuando se comercializa el *commodity*). De acuerdo con Vazquez *et al.* (2012) los defensores de la asignación implícita basan sus argumentos en 2 ideas. La primera idea es que realizar las

operaciones de compra y venta del gas natural y de la capacidad de transporte de manera independiente en un periodo de tiempo muy reducido (diaria o interdiaria) puede tener asociados costos de transacción importantes para los operadores, conllevando a un uso ineficiente de la capacidad de transporte reservada. La segunda idea para implementar una asignación implícita en la UE es que la existencia de concentración horizontal y vertical en el mercado de gas. Por ello, se tiene que tomar en cuenta potenciales comportamientos estratégicos de las empresas a través del manejo de la congestión en la red. Vazquez *et al.* (2012) señalan que cuando el mercado del *commodity* asigna “implícitamente” los derechos por el uso de los gasoductos, no existe necesidad de contar con derechos de uso de red antes de comprar el gas.

Para implementar la asignación implícita los mercados de gas de la UE organizan las transacciones alrededor de un *hub* virtual.

Un *hub* virtual es una representación simplificada de los ductos reales (red “comercial”) que posee un conjunto de puntos de entrega que se emplearán para realizar las transacciones mayoristas del *commodity*. Con la implementación de los *hubs* virtuales se busca que la liquidez de las transacciones sea mayor al simplificar el diseño de la red por la que se transporta el gas.

El enfoque del *hub* virtual implica que el mercado utiliza en las transacciones del *commodity* una red comercial que es diferente de la red física. Por lo tanto, el

diseño de mercado requiere de un conjunto de elementos adicionales para cerrar los desequilibrios entre la red comercial y la red física, denominados mecanismos de equilibrio (*balancing mechanism*).

En el corto plazo la administración de los desbalances en la inyección y retiro de gas tiene que ser acordada por los actores del mercado dentro de un cierto periodo de tiempo (una hora, un día o una semana); mientras que los TSO asignan los derechos sobre la capacidad de los ductos. Asimismo, las empresas pueden cambiar sus capacidades reservadas a través de la reasignación de las capacidades.

La obligación del TSO es para permitir el flujo de gas en tiempo real por la red y la obligación de los *shippers* es tener un nivel de inyección y retiro equilibrado durante el periodo. En caso, las operaciones no se encuentren equilibradas, los *shippers* deben pagar una penalidad por los desequilibrios generados en el sistema.

En el largo plazo, a diferencia de los Estados Unidos, se requiere de algún tipo de planificación para el desarrollo de nuevos gasoductos.

### Regulación de tarifas de transporte de gas natural

De acuerdo con David y Percebois (2002) <sup>[14]</sup> cuando un sistema de precios o cargos de acceso es establecido se tienen que resolver tres preguntas de manera simultánea: i) la naturaleza de las tarifas o cargos (es decir, el rol que desempeñará la distancia en el costo asumido por los usuarios), ii) el nivel de las

tarifas (es decir, la relación que existe entre el peaje o cargo de acceso y los costos de la red) y iii) la estructura de las tarifas (es decir, la proporción entre los costos fijos y los costos variables asignada a cada usuario de la red).

### La naturaleza de las tarifas o peajes

Básicamente existen 3 métodos para establecer las tarifas o peajes de transporte de gas natural por ductos:

#### a) Tarifas postales o tipo estampilla.

Consiste en establecer una tarifa o peaje constante independientemente de la distancia, generalmente a la entrada de la red, es decir, se define una misma tarifa de manera independiente al punto de inyección o retiro. La tarifa se calcula para recuperar el costo medio de uso de la infraestructura de transporte y se expresa en unidades monetarias por unidad de volumen o energía. Este sistema en general no refleja la incidencia de los costos fijos y penaliza a los consumidores localizados cerca de los puntos de entrada.

#### b) Tarifas “distance based point-to-point”.

El peaje o tarifa de acceso es proporcional a la distancia que los puntos de inyección y retiro del gas, y puede ser expresada en unidades monetarias por unidad de volumen por unidad de distancia.

Dentro de esta categoría se encuentran las tarifas de tipo punto a punto (*point to point*) y zonal. En las tarifas de punto a punto se calcula un costo unitario por

distancia, la cual se multiplica a la distancia que existe entre cada punto de inyección y retiro del gas. Por su parte, en las tarifas de tipo zonal el área atendida por el gasoducto se divide en diferentes zonas, dentro de las cuales la tarifa es la misma.

Este sistema toma en cuenta la realidad física de la red y se justifica si la red de gasoductos está diseñada bajo un esquema “en forma de árbol”<sup>[15]</sup>. De otro lado, este esquema es cuestionable si la red es enmallada<sup>[16]</sup>, debido a que la realidad física de los flujos de gas no necesariamente coincide con la distancia geográfica y no brindan señales de los costos de congestión de las redes (i.e. flujos bidireccionales).

Este sistema puede proveer incentivos al operador a desarrollar nuevos puntos de entrada, pero también surge el riesgo de penalizar a los consumidores alejados de los puntos de inyección; por ello, algunos países introdujeron un límite superior (topes en 200 o 500 km) a la tarifa por distancia para evitar penalizar a los consumidores localizados muy alejados de los puntos de inyección.

En el modelo norteamericano, la FERC establece las tarifas interestatales de ductos mediante un esquema point-to-point, relacionado con la distancia.

**c) Tarifas de entrada y salida o “input-output”.**

En las tarifas de entrada y salida, se calcula la tarifa para cada punto de inyección/retiro de la red, la misma que refleja los costos de transporte

desde/hasta dicho punto hacia un “punto de equilibrio” (*balancing point*) del sistema de transporte. La determinación de las tarifas de salida y de entrada y salida es independiente, y no se necesita conocer el camino que seguirá el *commodity* a través de la red. Como resultado de esto, los usuarios de la red no necesitan especificar una ruta específica del camino del *commodity*, sino exclusivamente los puntos de la red tienen la intención de utilizar para la entrada y salida del gas en la red.

Las tarifas de entrada y salida brindan señales de congestión en los puntos de entrada y/o salida del sistema, lo que a su vez permite guiar las inversiones de manera eficiente.

Las tarifas son determinadas de acuerdo a diferentes criterios, siendo la distancia un parámetro entre varios. Este método es muy cercano a un sistema de precios nodales en el caso de la electricidad, debido a la diferenciación de los cargos de acceso de acuerdo a los diferentes nodos de una red de gasoducto enmallada, la cual toma en cuenta la operación del sistema y los costos asociados con la congestión.

La Unión Europea a través de su *Third Package for Gas* del año 2009, ordena la adopción de la tarifa exit/entry como modelo para la tarificación del uso de la red de gas natural.

### El nivel de las tarifas o cargos

De forma general, los mecanismos empleados para determinar el nivel de tarifas pueden agruparse en dos conjuntos: i) regulación por costos y ii) regulación por incentivos. Dentro del primer grupo se encuentra la regulación por tasa de retorno (*cost plus*); mientras que en el segundo se hallan la regulación por precios tope (*price cap*), ingresos tope (*revenue cap*), por comparación (*yardstick competition*) y la regulación basada en el desempeño (*performance based regulation*).

ACER (2014)<sup>[17]</sup> señala que a nivel internacional se emplea tanto la regulación por costos como la regulación por incentivos, específicamente el *cost plus* y el *price cap* o *revenue cap*. Bajo el enfoque del *cost plus* las tarifas son calculadas para cubrir los costos observados de las empresas; mientras que en el *price cap* o *revenue cap* las tarifas cubren los costos eficientes de las empresas, mediante el establecimiento de una trayectoria para la evolución de las tarifas, en el caso del *price cap*; o para los ingresos, en el caso del *revenue cap*, por un largo periodo.

Una vez que se establezca el nivel de tarifas se tiene que determinar la estructura o diseño tarifario mediante la cual se determinarán los cargos por el servicio de transporte. A continuación, se describen las metodologías que se pueden emplear para este propósito.

### La estructura de tarifas o peajes

Generalmente se considera que los costos del transporte de gas se reparten entre costos fijos (relacionados con los costos de inversión en la infraestructura) y costos variables (proporcionales al volumen de gas transportado en el ducto). El cargo fijo por lo general remunera la capacidad reservada del gasoducto y el variable es una tarifa o peaje que se encuentra en función de la cantidad transportada.

Existen varios métodos para asignar los costos fijos, uno de los cuales es el método SFV (Straight Fixed Variable) empleado en los Estados Unidos, que establece que la totalidad de los costos fijos tiene que ser recuperado a través de cargos por capacidad (servicio firme), mientras que también existen usuarios a los que se puede interrumpir el servicio y por lo tanto no pagan el cargo por capacidad (servicio interrumpible). Todos los costos variables son recuperados a través de tarifas o peajes aplicados a los usuarios que consumen el volumen de gas transportado.

El método SFV conlleva a un incremento de los peajes de transporte para los clientes con bajo factor de carga promedio. Los usuarios que tienen una demanda muy estacional son obligados a reservar capacidad equivalente a su máxima producción, mientras que emplearán dicha capacidad reservada por cortos periodos. Por otro lado, los usuarios con alto factor de carga verán sus costos de transporte reducirse significativamente.

Antes de que se iniciara la aplicación el método SFV en 1992, se empleaba el método

MFV (Modified Fixed Variable) que recuperaba el 87% de los costos fijos a través de cargos por reserva de capacidad y el 13% a través del volumen transportado.

### Comentarios finales

La coordinación del mercado de gas natural ha seguido dos modelos diferentes en los Estados Unidos y la Unión Europea.

En los Estados Unidos se ha implementado un esquema de transacciones bilaterales que regulan las obligaciones de mantener balanceado las inyecciones y retiros de gas natural; esto ha conllevado a la existencia de *hubs* físicos en los cuales se llevan a cabo muchas transacciones de compra y venta de gas natural.

En el caso de la Unión Europea se han creado entidades que se encargan de mantener balanceado el sistema (TSO) para lo cual se emplea la figura de los *hubs* virtuales a través

de la simplificación de las redes de transporte.

En el caso del Perú, la red de transporte aún no se encuentra muy desarrollada, ya que a la fecha solo existe un ducto de transporte de gas natural, que es operado por una sola empresa, que a su vez se encarga de coordinar el mantenimiento del balance de las transacciones. Por ello, la evaluación de la operación de mercados de gas natural con mayor grado de desarrollo resulta importante en la medida que permitiría implementar las mejores prácticas que se llevan a cabo a nivel internacional.

Por otra parte, en la regulación de las tarifas de transporte de gas natural se tienen que definir tres aspectos: i) la relación que existe entre la distancia de los puntos de inyección y retiro de gas y los costos, ii) el nivel de las tarifas, y iii) la estructura tarifaria.

**Cuadro N° 1: Resumen de las principales características de la operación del mercado de gas natural**

Aspecto	Estados Unidos	Unión Europea
Hubs	Físicos	Virtual
Operador del sistema	No existe. Se organiza de acuerdo a contratos bilaterales de largo plazo	Existe a nivel de país, pero no a nivel de toda la UE
Balance de transacciones	Mediante contratos	La realiza el operador del sistema
Planificación de las redes	Iniciativa de los agentes privados	Indicativa por parte de los Estados

Elaboración: OEE-Osinergmin

## Notas

### ***La operación del mercado de gas natural en los Estados Unidos y la Unión Europea: Un análisis comparativo***

[1] Los impactos económicos del proyecto Camisea se pueden apreciar en Tamayo, J.; Salvador, J.; Vásquez, A. y R. García (2014), *La industria del gas natural en el Perú: A 10 años del Proyecto Camisea*. Lima: Osinergmin.

[2] Vazquez, M.; Hallack, M. y J. Glachant (2012). “*Building gas markets: US versus EU, market versus market model*”. EUI Working Papers RSCAS 2012/10

[3] La molécula de gas natural.

[4] En una competencia *gas-to-gas*, el precio de dicho commodity se establece de acuerdo a la interacción de la oferta y la demanda. En mercados poco líquidos de gas natural, el precio del *commodity* esta generalmente indexado al precio de combustibles con mercados más líquidos (e.g. petróleo).

[5] La regla “*use-it-or-lose-it*” requiere capacidad de transporte reservada pero no utilizada por las empresas para que pueda ser puesta a disposición de otros usuarios de la red. Otra opción consiste en que el operador de la red venda una capacidad por encima de la capacidad técnica del gaseoducto. Los *capacity release programs* permiten a los transportadores de gas tener acceso a aquella capacidad que otros agentes han reservado en exceso.

[6] La especificidad de las inversiones, según Paredes *et al.* (2001), radica en el hecho de que dichas inversiones poseen un valor de uso alternativo muy bajo. Por otro lado, Pindyck (1990) define a la irreversibilidad como aquella que usualmente surge porque el capital es específico a una industria; es decir, no se puede utilizar de manera productiva en una industria diferente o por una empresa diferente.

[7] La definición canónica de barrera a la entrada es el costo en que incurre una empresa entrante y no la establecida. (Spulber, 1989).

[8] La subaditividad de costos implica que una empresa puede proveer un bien o servicio al mercado completo, a un costo menor del que ofrecerían dos o más empresas (Baumol, Panzar y Willig 1982).

[9] Uno de los primeros países que promovieron la apertura de la competencia en el mercado de gas fue los Estados Unidos. El inicio de la liberalización fue establecido mediante el Natural Gas Act de 1978, cuando se dejó de controlar el precio de gas a boca de pozo (wellhead prices). Sin embargo, hasta 1985, los operadores de la red de ductos debían ser propietarios del gas que transportaban. De tal forma, el producto que ofrecían era un bien compuesto (bundle) de servicios de almacenamiento, transporte, y el commodity en sí mismo (Cremer, Gasmi y Laffont, 2003). En 1985, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a través de la Orden N° 436, autorizó a los operadores a ofrecer exclusivamente servicios de transporte, el cual debían brindar a los consumidores que comercializaban directamente el commodity con los productores. En 1992, a través de la Orden N° 636, la separación de ambos productos se convirtió en una obligación, estableciéndose libre acceso a los productores y consumidores que quisieran realizar transacciones del commodity.

[10] La NAESB sirve como un foro de la industria para el desarrollo y promoción de las normas que conducen a una mayor transparencia del mercado mayorista de gas natural y electricidad. La normas

son voluntarias; sin embargo, la FERC puede ordenar la adopción de algunas sobre el mercado mayorista.

[11] El *Electronic Bulletin Board* (EBB) es un sistema de comunicación que permite a los agentes participantes acceder a información relevante sobre los operadores de redes de gas natural a través de computadoras y líneas telefónicas. La Orden N° 636 obligó a los operadores de redes a proveer información fácil de usar a tiempo real sobre la capacidad disponible en las redes.

[12] Juris, A. (1998). *The Emergence of Markets in the Natural Gas Industry*. World Bank Group Policy Research. Working Paper.

[13] Joskow, P. y Schmalensee, R. (1983). *Markets for power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation*. Cambridge, Massachusetts: MIT Press. Citado por Vazquez, M.; Hallack, M. y J. Glachant (2012).

[14] David, L. y J. Percebois (2002). *Third Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum: the case of natural gas*. Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie – CREDEN, Université de Montpellier I.

[15] En un sistema de ductos de transporte en forma de árbol solo existe una ruta para ir desde un nodo a otro de la red.

[16] En un sistema enmallado existen por lo menos dos rutas para ir de un nodo a otro de la red.

[17] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2014). *Assessment of Policy Options*.

### Abreviaturas utilizadas

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
EE.UU.	Estados Unidos
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GNL	Gas natural licuado
MFV	Modified Fixed Variable
NAESB	North America Energy Standard Board
OEE	Oficina de Estudios Económicos
Osinerghmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SFV	Straight Fixed Variable
TSO	Transmission System Operator
UE	Unión Europea

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinermin**  
**Oficina de Estudios Económicos – OEE**  
**Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 4 – N° 5 – Diciembre 2015**

**Alta Dirección**

Jesús Tamayo Pacheco                      Presidente del Consejo Directivo

Julio Salvador Jácome                      Gerente General

**Equipo de Trabajo de la OEE que preparó el Reporte**

Arturo Vásquez Cordano                      Gerente de Estudios Económicos

Carlo Vilches Cevallos                      Economista

Edison Chávez Huamán                      Analista

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Oficina de Estudios Económicos de Osinermin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad del Osinermin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como: Vásquez, A.; Vilches, C. y E. Chávez (2015). *Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural*, Año 4 - Número 5. Oficina de Estudios Económicos, Osinermin - Perú.

Osinermin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los artículos del reporte pertenecen a sus autores. La información contenida en el presente reporte se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinermin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.