



## **Principios para la reconstrucción de la relación entre el Sistema Tarifario y el Requerimiento de Ingresos del Sistema de Transporte de Gas Argentino**

**Charles J Massano<sup>1</sup>**

**Buenos Aires, Enero de 2024**

El actual sistema de tarifas de transporte de gas por gasoductos está fundado en la aplicación de tarifas por la reserva de capacidad en rutas de transporte fijas, y hoy no resulta adecuado para resolver nuevas situaciones, como la reversión del gasoducto Norte y la incorporación de nuevos prospectos productivos. La propuesta para su modificación se basa en la aplicación de tarifas por la reserva de capacidad firme en puntos de Entrada y Salida del sistema, siguiendo el modelo europeo.-

The Tariff arrangement for pipeline gas transportation in Argentina is based on rates applied for the reservation of capacity on fixed transportation routes, and currently could be not as adequate to deal with new situations, such as the reversal of the Northern gas pipeline and the incorporation of new productive clusters. The proposal for its modification is based on rates for the reservation of firm capacity at Entry and Exit points of the pipeline system, following the European Tariff arrangement.-

---

<sup>1</sup> Licenciado en economía de la UNC, magister del ITDT (Buenos Aires). Fue Gerente de Desempeño y Economía del ENARGAS y Director del EnReSP de la Pvcia de Salta.



## Principios para la reconstrucción de la relación entre el Sistema Tarifario y el Requerimiento de Ingresos del Sistema de Transporte de Gas Argentino.

### Contenido

1	Introducción y conceptos generales.....	3
2	Estructura de este reporte. ....	4
3	Elementos de la propuesta tarifaria.....	5
3.1	Cargos por capacidad: proceso de asignación de costos para los cargos de E&S. ....	5
3.2	Cargos por capacidad: concepto de Parking de Equilibrio del Sistema (SBP)....	6
3.3	Cargos por capacidad: concepto de ingreso por cargos “estampilla”.....	8
3.4	Cargos por flujo: cargos por compresión/combustible y pérdidas. ....	9
3.5	Cargos por flujo: Cargo de Oferta/Demanda (COD). ....	9
4	Cuestiones relativas a la configuración de la red de gasoductos argentinos.....	10
4.1	Requisitos para un sistema de tarifas Entrada/Salida a utilizar en el transporte de gas por gasoductos en Argentina.....	10
4.2	Propuestas para el caso argentino. ....	11
4.2.1	Parking de Equilibrio del Sistema (SBP).....	11
4.2.1.1	Esquema del sistema tarifario propuesto cuando se utiliza el SBP.....	13
4.2.2	Alternativa a la Propuesta de uso del SBP. ....	13
4.2.3	Cargos de Oferta/Demanda (O/D): principios para su cálculo. ....	14
4.2.3.1	Rango de determinación de FCOD.....	15
4.2.3.1.1	Relación entre FCOD y el costo de gas de referencia. ....	17
4.2.3.1.2	Captura de rentas por utilización de los COD. ....	21
4.2.4	Servicio Prioritario. ....	21
4.3	Esquema de opciones para el cuadro tarifario propuesto.....	22
5	Ventajas de la propuesta. ....	22
	Apéndice I:.....	24
	Apéndice II:.....	27
	Glosario .....	36
	Bibliografía citada: .....	38

## Principios para la reconstrucción de la relación entre el Sistema Tarifario y el Requerimiento de Ingresos del Sistema de Transporte de Gas Argentino.

### Introducción y conceptos generales.

Los sistemas de servicios públicos regulados se apoyan en dos conceptos básicos:

- ✓ Los activos dedicados a la prestación del servicio están en manos privadas (o en empresas que responden a criterios privados de asignación de recursos)<sup>2</sup>; y
- ✓ El servicio se caracteriza por tener una función de producción con características de monopolio natural; esto es: la forma más eficiente de prestar el servicio es reservando el mercado (en una zona geográfica o producto/servicio, por ejemplo), para su explotación mediante un monopolio regulado. Ello así en tanto la apertura a competencia resultaría en mayores costos de prestación para un grupo relevante de usuarios.

El transporte de gas por cañerías, si bien ha evolucionado hasta tener segmentos del negocio que pueden ser sometidos a competencia sin que ello resulte en mayores costos para un grupo de usuarios (como puede ser la mera venta de servicios de capacidad interrumpible o de capacidad firme ociosa y por períodos limitados de tiempo), sigue siendo en esencia un monopolio natural: su mercado principal (el transporte de gas en firme por períodos prolongados) tiene características de monopolio natural y por lo tanto, debe ser regulado<sup>3</sup>.

El actual sistema de tarifas reguladas que remunera el transporte de gas en Argentina está basado en el concepto de “tarifas máximas” y las tarifas remuneran la disponibilidad de capacidad en el sistema para mover el gas entre dos puntos del sistema. Esas tarifas se establecieron para rutas determinadas, que permiten unir un Punto de Ingreso determinado (entrada al sistema) con uno de Entrega determinado (salida del sistema). En ese tipo de diseño de tarifas, la distancia entre esos puntos es un determinante de asignación de los costos totales de prestación (“cost-driver”), y cada vez que debe calcularse el costo a facturar por un servicio determinado, deben identificarse los puntos de entrada y de salida que se van a utilizar. Además del volumen a transportar y el período en que la capacidad para hacerlo estará disponible que será, también, un “cost driver” (por ejemplo, un mes calendario)<sup>4</sup>.

Hemos elaborado una propuesta para cambiar este sistema actual de tarifas por volumen reservado sobre una ruta determinada, por otro muy utilizado en el resto del mundo (sobre todo en Europa) que aplica tarifas a los volúmenes reservados en firme para ingresar gas al sistema en un punto determinado y, de manera independiente,

---

<sup>2</sup> Porque asumimos que las empresas públicas se “auto-regulan”; esto es, sus criterios de asignación de recursos, aún sometidos a una restricción presupuestaria, no incluyen -de manera prioritaria- la maximización de beneficios globales del negocio de prestación del servicio.

<sup>3</sup> Sin embargo, podríamos discutir si el gas por redes compite contra otras fuentes de energía, como el GLP envasado, la red eléctrica, o la “energía distribuida”, por ejemplo. Para una discusión más completa ver: “Regulación antisísmica” de C.A. Folgar.

<sup>4</sup> En el sistema argentino, el servicio interrumpible se factura por unidad transportada, asumiendo un factor de carga del 100% (como si el volumen transportado hubiese tenido el volumen de reserva exacta necesaria). Aunque este principio ha sido alterado con modificaciones “ad hoc” realizadas en las tarifas, como consecuencia de las necesidades de solventar expansiones al tiempo que se elegía minimizar el aumento total necesario en la facturación regulada. Aunque ello parezca un objetivo encomiable, resulta en señales ineficientes de precios, que incentivan el desplazamiento de la demanda adicional firme hacia demanda interrumpible, que podrá ser abastecida con la nueva capacidad solventada por los usuarios a los que les aplican los aumentos necesarios para solventar la expansión ocurrida.

extraer el gas del sistema en otro punto determinado, también con reserva de capacidad (en firme). Veremos que la distancia también juega un papel en la asignación de costos (y del Rdel), pero no depende exclusivamente de una única ruta que una los puntos de ingreso (entrada) con los de egreso (salida).

Como servicio regulado en manos privadas, asumimos que el sistema tarifario debe estar diseñado para:

- ✓ Obtener todo el Requerimiento de Ingresos<sup>5</sup> del Sistema de Transporte (Rdel), considerando que cada empresa (TGN/S, otras) recibirá los ingresos correspondientes a su sistema (por la remuneración que corresponde a las instalaciones de cada empresa).
- ✓ Obtener el Rdel a partir de cargos de Entrada y de Salida y un cargo estampilla (eventualmente), y otros ingresos mediante otros cargos como “parking”, cargos de oferta/demanda y servicios sin previo aviso (“no-notice service”).
- ✓ Implementar soluciones a la reversión del sistema Norte y la importación y exportación de gas, manteniendo la competitividad del gas y el menor costo del transporte en zonas de producción.
- ✓ Incentivar la conservación del line-pack, evitando el “desinflé” problemático del sistema (y el “parking” innecesario) y minimizando/evitando la necesidad de mantener un stock de gas en propiedad del operador del sistema.

## Estructura de este reporte.

Luego de la Introducción, en el Punto 0 describimos los elementos de la propuesta, distinguiendo entre (i) los cargos por capacidad; que son cargos de Entrada y Salida, cargos por el uso del mecanismo de Parking de Equilibrio del Sistema y, si fuese el caso, por E&S empleando cargos estampilla; y (ii) los cargos por flujo, distinguiendo entre los cargos por compresión/combustible y pérdidas, y los cargos por Oferta y Demanda<sup>6</sup>. En el Punto 0 atendemos las particularidades del sistema argentino de transporte de gas, distinguiendo entre (i) los requisitos que hemos identificado y (ii) las soluciones propuestas, que incluyen al servicio de Parking de Equilibrio del Sistema (SBP) y los cargos por Oferta y Demanda. En este punto, y luego de describir el mecanismo SBP, hemos presentado una alternativa a esa solución, considerando que la opinión calificada de los operadores del sistema podría entender que la solución SBP no agrega flexibilidad al sistema. Luego hemos presentado una descripción del mecanismo de cargos por oferta y demanda aplicables a demanda No firme en determinadas circunstancias de funcionamiento del sistema y hemos descrito la alternativa de agregar un servicio interrumpible prioritario. Por último, en el Punto 0 hemos presentado las ventajas que creemos que la propuesta aporta, en comparación a la situación actual. El Apéndice I presenta las definiciones y ecuaciones utilizadas para definir la

---

<sup>5</sup> Recaudación periódica posible de obtener mediante la facturación de servicios regulados, que resulta suficiente para cubrir los costos corrientes de prestación, reponer el capital y obtener una rentabilidad sobre el mismo compatible con el riesgo acotado para una prestación regulada. La inclusión de ingresos suficientes para cubrir costos incrementales (marginales) propios a la expansión/extensión de la prestación, depende del objetivo específico de la regulación adoptada y explícita en el contrato de concesión.

<sup>6</sup> El ingreso que proporcionen estos cargos, no está incluido en el Requerimiento de Ingresos y sirve para enviar señales de escasez de capacidad en los Puntos de Entrada y Salida del sistema.

metodología E&S según se describen en el REGLAMENTO (UE) 2017/460 DE LA COMISIÓN EUROPEA: “Reglamento para el diseño de estructuras tarifarias armonizadas de transporte de gas”. En el Apéndice II, hemos presentado los parámetros hipotéticos y los resultados de la aplicación de esas formulas a un caso esquematizado basado en el sistema argentino de transporte de gas por gasoductos. Por último, presentamos un Glosario de términos y la Bibliografía consultada.

## Elementos de la propuesta tarifaria.

La propuesta utiliza la metodología de diseño vigente en la Unión Europea, pero agrega un concepto independiente del Rdel (carga de Oferta/Demanda), destinado a enviar señales de escasez de capacidad (cuando ésta se verifica) y eventualmente solventar expansiones futuras requeridas para el sistema de transporte. La propuesta define dos objetivos: (i) obtener el Requerimiento de Ingresos periódico (anual) del sistema y (ii) enviar señales de escasez, útiles para orientar y solventar inversiones de expansión del sistema. Frente a ello, entendemos que:

- ✓ Los cargos deben diseñarse para obtener ingresos a través de dos conceptos diferentes, destinados a:
  - Cubrir el Rdel con cargos basados en la asignación de costos y
  - Obtener ingresos con un cargo que refleje señales de escasez, (“cargo de Oferta/Demanda”), que proporcionará un ingreso complementario, que se destinará, eventualmente, al ajuste de la recaudación en eventos periódicos (trimestral o semestral) si es que se observa un apartamiento evidente entre el Rdel efectivo y la recaudación; o al financiamiento específico de proyectos de expansión.
- ✓ En línea con la metodología europea, entendemos que los cargos de E&S destinados a la obtención de Rdel deben diseñarse como funciones de la capacidad de las instalaciones y de los flujos de gas.

## Cargos por capacidad: proceso de asignación de costos<sup>7</sup> para los cargos de E&S.

En principio, los cargos fijos -por capacidad- de Entrada y Salida, y acorde a la metodología europea, se calculan asignando el Rdel entre ellos, en base a criterios discrecionales (como, por ejemplo, que parte a cargos de Entrada y que parte a cargos de Salida) y a “cost drivers” tales como la capacidad reservada en cada punto y la distancia que transcurren en el sistema entre cada punto y cada uno de los otros puntos de la función inversa que pueden efectivamente vincularse con ese punto. Podemos resumir entonces puntualizando:

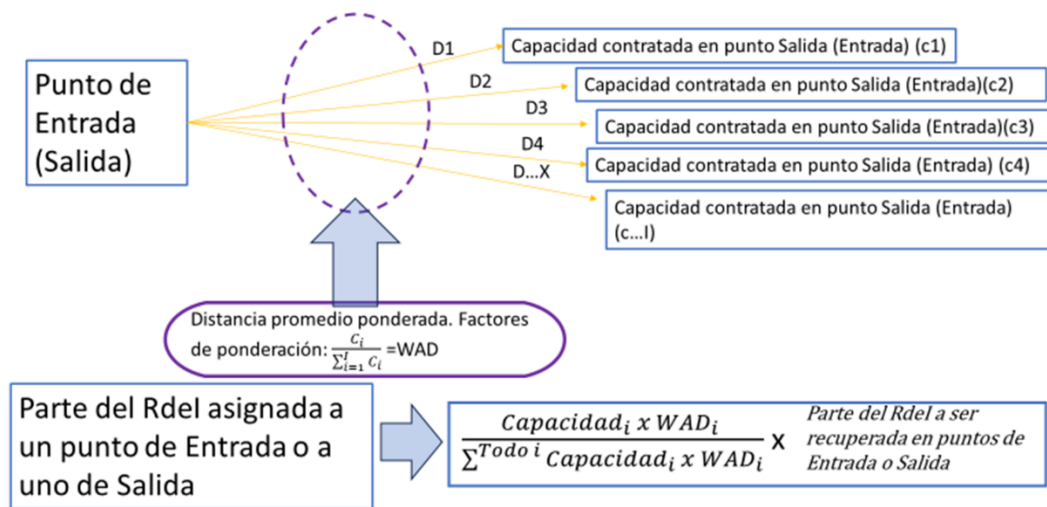
- Los cargos por reserva de capacidad se calculan asignando la porción correspondiente del Rdel (costos fijos) mediante “cost drivers” originados en la capacidad y flujos de gas (distancias) del sistema. De esta manera:

---

<sup>7</sup> Ver Apéndice I.

- La recuperación de inversiones y los gastos de mero funcionamiento de los puntos de Entrada y Salida se realiza mediante cargos surgidos de la asignación de esos costos<sup>8</sup>;
- Podrían ser estacionales, ya que el consumo durante la temporada de alta demanda define las necesidades de inversión en capacidad<sup>9</sup>;
- Se podría estabilizar la factura periódica, para estabilizar el impacto sobre los consumidores clientes de Distribuidoras.

El Sistema de Cargos por capacidad de Entrada y Salida puede esquematizarse así:



## Cargos por capacidad: concepto de Parking de Equilibrio del Sistema (SBP).

A los fines de considerar particularidades del caso argentino que se precisarán más abajo, hemos analizado características del sistema europeo tales como la utilización de puntos virtuales para definir los cargos de Entrada y Salida. El concepto de punto virtual puede ser meramente algorítmico o físico/geográfico, pero en general es un punto en el sistema al que se asume que converge el gas entrante, desde donde luego se enruta, virtualmente, hacia puntos de salida. En nuestra propuesta, el "System Balance Parking" o Parking de Equilibrio del Sistema no es en sí un punto virtual, sino un servicio que involucra la obligatoriedad de "parkear" el gas por un período mínimo, según sea la distancia que separa al punto de Entrada por el que se ingrese el gas, del de Salida que finalmente se use para extraerlo del sistema.

- ✓ El SBP es un concepto que afectaría a Puntos de Entrada seleccionados, desde donde puede cargarse gas destinado a "rutas largas" (puntos de Salida lejanos).

<sup>8</sup> También puede lograrse mediante la aplicación de cargos Estampilla; en tanto se trate de gastos fijos o de recuperación de inversiones.

<sup>9</sup> O bien, los cargos de oferta/demanda podrían hacer ese trabajo.



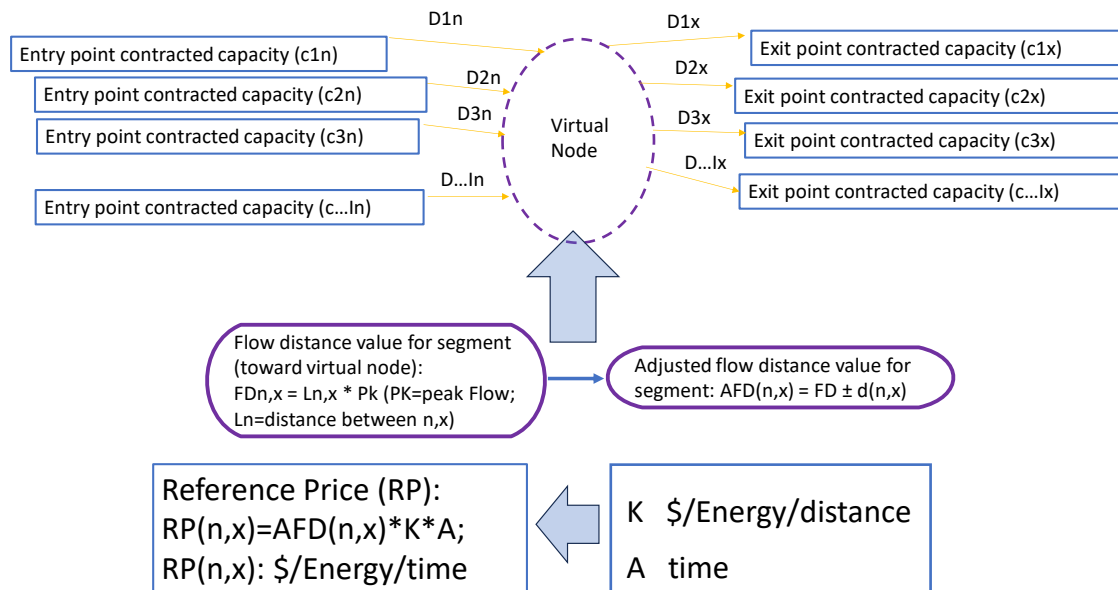
- ✓ El concepto de SBP es el de un mínimo de días de parking requerido para facilitar el manejo del sistema, cuando los puntos de Salida están alejados o muy alejados de los puntos de entrada.
- ✓ En esta propuesta serán puntos de Entrada especiales; que en realidad son los mismos Puntos de Entrada físicos seleccionados, dispuestos para acceder al servicio de "parking" y posterior entrega del gas, pero utilizando diferente denominación y diferentes tarifas (menores).
- ✓ El costo del parking mínimo es el mismo para cualquier alternativa de cantidad de Días Operativos (DO) de parking mínimo requerido (que dependerá del punto de Salida final elegido por el cargador).
- ✓ El servicio de "parking", no relacionado con el de SBP tendrá una tarifa diaria igual a la del servicio SBP, pero aplicable por cada día de parking que el cargador contrate.

El concepto de parking debe distinguirse del de almacenamiento. El parking es un servicio de corta duración, destinado a permitir que el sistema se mantenga balanceado por la relación entre los días de parking requeridos y el tiempo necesario para que el sistema pueda ajustar sus presiones. El arancelamiento del parking evitará utilizar el sistema como una instalación de almacenaje, lo cual resulta ineficiente o al menos, complica el manejo del line pack o inventario del sistema. Además, permite que el line pack de propiedad del operador sea mínimo, ya que la administración del SBP y el parking en general, facilitará al operador mantener el balance del sistema con un inventario que es de propiedad de los cargadores.

El concepto de Parking de Equilibrio del Sistema propuesto está inspirado en el Concepto de Punto Virtual analizado en FG-2013-G-01 de ACER<sup>10</sup>, que representamos en el siguiente esquema:

---

<sup>10</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators, [acer.europa.eu](http://acer.europa.eu)



Y la constante d se define resolviendo esta ecuación:

$$Split_{en} \cdot \frac{\sum \max(0, en_i + d)}{N_i} = Split_{ex} \cdot \frac{\sum \max(0, ex_j - d)}{N_j}$$

Donde Split (en,ex) es cada porcentaje de asignación del Rdel entre puntos de Entrada y de Salida (su suma da 100),  $en_i$  es la distancia marginal entre un punto de Entrada y el nodo virtual y  $en_x$  la distancia marginal entre un punto de Salida y el nodo virtual.

### Cargos por capacidad: concepto de ingreso por cargos “estampilla”.

Los cargos estampilla son aquellos cargos que se aplican por el uso de un sistema o instalación, aplicando el mismo cargo a cualquiera de los elementos de uso del sistema. En nuestro caso, se aplicarían en base firme (por unidad de demanda de capacidad) o interrumpible (unidad recibida o entregada), y por igual en todos los puntos de entrada y en todos los de salida (donde las proporciones de Entrada/Salida podrían ser distintas a 50/50, pero siempre sumarían 100).

- ✓ La porción del Rdel que debe recuperarse mediante un cargo estampilla debe decidirse considerando la configuración y el uso del sistema.
  - Cuando la distancia entre los puntos de Entrada y Salida es relevante o bastante relevante en la conformación de los gastos de inversión (que definirán la Base Tarifaria), la asignación de una porción relevante del Rdel a una modalidad de recuperación de cargos estampilla, podría resultar inadecuada o incluso inviable, dado que el cargo representa un costo medio, cuya diferencia respecto a los específicos identificables para cada punto del sistema podría ser muy grande (muy mayor y muy menor a ellos).
- ✓ Podría diseñarse como cualquiera, cargo fijo o variable (y ambos podrían aplicarse en el mismo Sistema Tarifario).



- ✓ Como cargo fijo, debe aplicarse como cargo por capacidad (\$/capacidad/período de facturación).
- ✓ Como cargo variable, responderá al flujo de gas.

## Cargos por flujo: cargos por compresión/combustible y pérdidas.

Hay costos variables que deben asignarse.

Los cargos variables se calculan asignando esos costos específicos según “cost drivers” originados en el flujo de gas:

Los costos representados por estos cargos están relacionados con la compresión y el consiguiente consumo de combustible<sup>11</sup>. Es por eso que los cargos variables en los puntos de entrada donde una instalación de regasificación de GNL es el origen del gas, podrían ser cero o incluso negativos, como veremos adelante<sup>12</sup>.

## Cargos por flujo: Cargo de Oferta/Demanda (COD).

Hemos mencionado ya a los cargos de Oferta/Demanda destinados a proporcionar un ingreso complementario, que podría emplearse eventualmente para el ajuste de la recaudación en eventos periódicos (trimestrales o semestrales) si es que se observa un apartamiento evidente entre el Rdel y la recaudación efectiva; y si tales ajustes no son necesarios, la recaudación de esos cargos podría destinarse al financiamiento específico de proyectos de expansión.

La función de estos cargos es enviar una señal de escasez de capacidad en cada punto de Entrada y de Salida, calculados diariamente (en cada día operativo -DO) en función de la situación de cada punto, y capturar las rentas que se pueden generar en el transporte interrumpible de gas (por diferencia entre el costo del combustible alternativo y el city-gate de gas interrumpible), en beneficio de la eventual expansión del sistema.

Los trabajos europeos revisados se ocupan de presentar opciones para enviar señales de corto plazo al mercado de transporte de gas localizado (un punto de Salida o cluster de puntos de Salida, por ejemplo), y cuando la demanda es la generación de electricidad convocada en el corto plazo (mercados spot, y del “día después”). Ello en el intento de que esas señales resulten adecuadas para promover y solventar el desarrollo de infraestructura adicional, que elimine o limite la escasez relativa de capacidad en esa infraestructura localizada<sup>13</sup>.

Asimismo, los problemas que los sistemas de tarifas aplicables al uso de la infraestructura de transporte de gas por redes del tipo Entrada/Salida tiene para enviar

<sup>11</sup> El consumo de combustible debe calcularse como porcentaje retenido, de manera que no haya que aplicar un grossing-up.

<sup>12</sup> Cuando se inyecta GNL regasificado en condiciones en las que no se hace necesaria la compresión en un cierto tramo inicial, el cargo variable por compresión se reducirá para reconocer esa circunstancia.

<sup>13</sup> Economic Optimization of Intra-Day Gas Pipeline Flow Schedules using Transient Flow Models; A. Zlotnik, A.M. Rudkevich et al; Pipeline Simulation Interest Group Meeting, Atlanta, USA; 2017.

Gas/Electric Coordination and Natural Gas Pipeline Deployment; N. Jonathan Peress; prepared for the National Petroleum Council Study on Oil and Natural Gas Transportation Infrastructure; 2019.

señales de escasez de corto plazo, han sido considerados en estudios del sistema europeo de transporte de gas por redes de gasoductos<sup>14</sup>.

## Cuestiones relativas a la configuración de la red de gasoductos argentinos.

- ✓ El sistema de transporte argentino enfrenta la necesidad no sólo de recomponer los ingresos de tarifas reguladas, totalmente desfasados de los que surgirían de un proceso eficiente de asignación de costos<sup>15</sup>, sino también a la de encontrar un sistema de asignación eficiente de costos compatible con algunas características particulares del sistema; tal la necesidad de ampliación de la capacidad de inyección de gas desde Neuquén, debido al agotamiento paulatino de la inyección desde el extremo Norte del sistema, tanto doméstica como importada, y la consiguiente necesidad de invertir la dirección del flujo de gas, hacia el Norte. A ello se suma la posible futura necesidad de adaptar las capacidades de inyección del sistema Austral a la irrupción de Fénix, Palermo Aike y con menor preminencia Diadema<sup>16</sup>.

## Requisitos para un sistema de tarifas Entrada/Salida a utilizar en el transporte de gas por gasoductos en Argentina.

Frente a las particularidades expuestas recién, concluimos que un nuevo esquema de tarifas de transporte de gas debería cumplir estos requisitos:

- ✓ La reversión del sistema Norte no debería resultar en cargos mucho más altos por los servicios de transporte de gas en el Norte del país (se deberá priorizar la inyección de la cabecera norte en el abastecimiento de la zona Norte).
- ✓ Los cargos por servicios de transporte aplicados a la demanda de gas en las zonas de producción no deberían ser muy superiores a los actuales (o al menos, no muy diferentes de los que surgirían de aplicar la actual metodología).
- ✓ Las distribuidoras deben tener prioridad de asignación firme en puntos que se vinculen con rutas cortas.
- ✓ Las señales al sector productor de gas deberían ser útiles para orientar el esfuerzo inversor necesario a los nuevos horizontes productivos y facilitar el suministro importado:
  - Las instalaciones de regasificación de GNL deberían ubicarse cerca de las zonas de alto consumo y de fuerte consumo estacional, o sobre sistemas que permitan el suministro inmediato para cubrir los picos de demanda de gas.

<sup>14</sup> Study on Entry-Exit Regimes in Gas; Part A: Implementation of Entry-Exit Systems; Part B: Entry-Exit Market Area Integration; BK, MV, PS, AB, DB from DNV KEMA Energy & Sustainability. By order of the European Commission – DG ENERGY.

<sup>15</sup> Ello así, debido a varias cuestiones, que podemos resumir en i) desfasaje por inflación; ii) abandono de una metodología explícita de cálculo eficiente de costos de prestación y su asignación a tarifas, al no haberse aplicado, al menos desde 2019, los principios establecidos en la normativa, que sin embargo sigue vigente; y iii) la adaptación de las tarifas a objetivos distintos de la asignación eficiente de costos, desde 1999 en adelante.

<sup>16</sup> Prospectos exploratorios de las Cuencas Marina Austral (Fénix) y Austral (Palermo Aike) y Golfo San Jorge/Comodoro Rivadavia (Diadema)

- La viabilidad de nuevos horizontes productivos de gas (debido a los precios “net-back”) no debería verse muy limitada por la distancia a los centros de consumo, considerando el sistema de gasoductos ya existente.
- ✓ Los compromisos firmes de exportación anual deben adaptarse a (i) las características de la configuración del sistema de transporte de gas y (ii) a su uso interno; y el diseño tarifario debe reflejar estos requisitos.
- ✓ Las instalaciones de licuefacción de GNL deberían aprovechar el uso contra-estacional de las instalaciones existentes y proyectadas.
- ✓ El período de recuperación de las inversiones en instalaciones de transporte de gas debe considerar la reducción prevista en la proporción de la demanda energética del país y de la región que será abastecida por hidrocarburos, incluso gas natural; pero aún debemos considerar la necesidad efectiva de soluciones de respaldo alimentadas con hidrocarburos.
- ✓ La posibilidad de mezcla de gas con H<sub>2</sub> o biogas, no debe interferir con el Sistema Tarifario del transporte por gasoducto: no es necesario incentivar el transporte de estos combustibles mediante el sistema de transporte por gasoducto. En cambio, estos combustibles deberían producirse cerca de su demanda, ya que su transporte por ductos es altamente ineficiente (al menos mientras la capacidad de los gasoductos siga siendo un recurso escaso). Se debe preservar el contenido mínimo de energía para que un gas sea aceptado en el sistema de gasoductos.
- ✓ Un cargo por “parking” puede aplicarse no sólo para remunerar el servicio. También es un instrumento que procura el funcionamiento equilibrado del sistema mediante un servicio que denominamos “System Balance Parking” (SBP), que constituye un incentivo para dirigir el esfuerzo inversor hacia nuevos horizontes productivos (porque brinda una alternativa más barata de ingreso de gas al sistema) y abarata el uso de rutas largas. Mayores cargos a los puntos de Salida para exportación brindan los ingresos compensatorios a estos descuentos.
- ✓ Se podría considerar un “no-notice service” (NNS), que implicaría un cargo variable por (exceso de) demanda, más un cargo por desbalance de gas. No siempre estará disponible.
- ✓ La asignación del Rdel entre puntos de Entrada y de Salida y entre rutas desde Neuquén y las demás podrá realizarse de acuerdo con las necesidades y características del sistema.

## Propuestas para el caso argentino.

### Parking de Equilibrio del Sistema (SBP).

Los sistemas de tarifas de transporte de gas del tipo entrada/salida, como el propuesto, no prescinden de la utilización de la distancia a recorrer por el gas como “cost driver”.

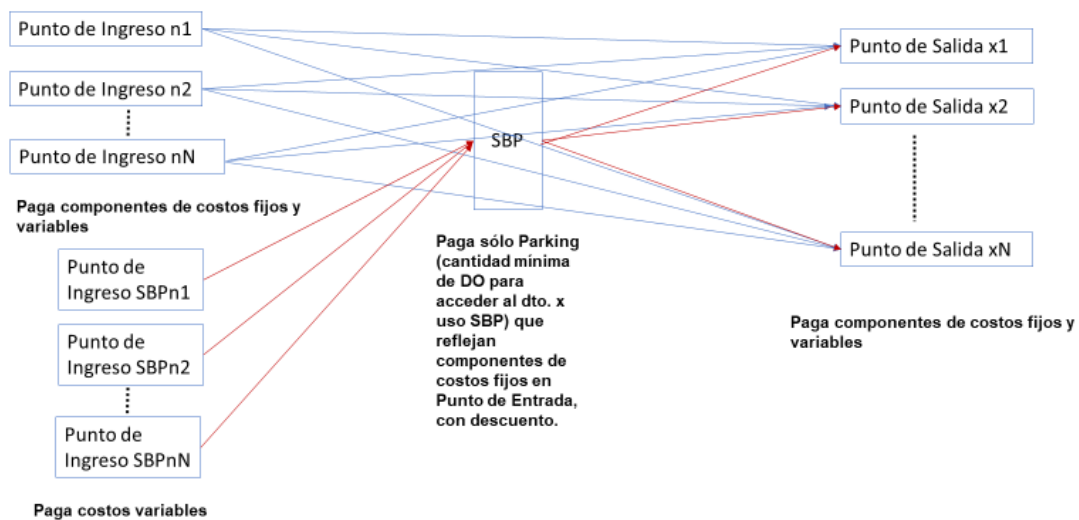
Por lo tanto, la reversión del sistema Norte y las grandes distancias que debe recorrer el gas en nuestro país para llegar a puntos del sistema que no siempre coinciden con zonas de alto desarrollo industrial (relativo) o de alta densidad poblacional, pueden ser un obstáculo para aplicar un sistema tarifario donde las distancias sean, sin atenuantes, un criterio preminente de asignación del Rdel. Frente a ello, se ha propuesto la utilización de un servicio denominado “System Balance Parking”, con los siguientes objetivos:

- ✓ Se procura morigerar el papel de la distancia en la determinación de los cargos de transporte, considerando (i) los incentivos necesarios para incorporar nuevos horizontes de producción, (ii) las particularidades del sistema, como es el caso de la reversión del sistema Norte, (iii) las opciones de oferta y de mercado de GNL, y (iv) la madurez del sistema y el período más corto previsto de recuperación de las inversiones.
- ✓ Se propone sustituir parcialmente el “driver” distancia por el “driver” tiempo → involucrando el concepto y costo del “parking”:
  - El cargo por “parking” debe aplicarse diariamente. Se debe calcular un período mínimo de “parking” para permitir el movimiento de gas desde un punto de entrada a un punto de salida lejano en el sistema, que también dependerá de la situación del sistema.
  - El costo del parking bajo SBP es el mismo, independientemente de los días de parking requeridos.
- ✓ El SBP no estará disponible para servicios interrumpibles.
- ✓ Los cargos fijos de Entrada SBP podría ser un instrumento para incorporar un subsidio cruzado en los cargos de salida de las zonas de producción y de las zonas revertidas:
  - La zona GBA y los puntos de Salida de exportaciones (con la posible excepción de la exportación de GNL) deberían considerarse zonas de demanda neta y allí podría aplicarse los cargos de Salida mayores.
- ✓ El servicio de SBP implica el Ingreso del gas por un punto de Entrada SBP con un descuento fijo en porcentaje, respecto al cargo por Entrada en rutas directas.
- ✓ Según la ruta seleccionada con SBP disponible, habrá una cantidad mínima de Días Operativos de “parking”.
- ✓ El servicio SBP estarán disponibles sólo en puntos de Entrada seleccionados correspondientes a rutas seleccionadas (las rutas más cortas no dispondrán de SBP).
- ✓ El SBP no estará disponible para exportar.
- ✓ Los cargos por compresión son los mismos que en rutas directas.
- ✓ No se aplicarían cargos de salida, en tanto el gas continúe en “parking”.
- ✓ No se aplican cargos de Oferta/Demanda.

- ✓ No se autorizará entrega sin cumplir el tiempo mínimo de parking.
- ✓ Al proceder a la extracción del gas en SBP, se aplicarán (i) el cargo por compresión y (ii) el cargo fijo correspondiente al uso del Punto de Salida, según haya sido la ruta elegida.

### Esquema del sistema tarifario propuesto cuando se utiliza el SBP.

La variación propuesta del concepto de Nodo Virtual hacia el concepto de Punto de Equilibrio del Sistema podría esquematizarse de la siguiente manera:



**Sólo los servicios interrumpibles pagan cargos por oferta/demanda**

El concepto de SBP es una propuesta particular para el caso argentino. No corresponde a un concepto de nodo virtual único, sino a una alternativa para administrar de manera más sencilla el linepack (inventario de gas del sistema), y al mismo tiempo implementar un subsidio cruzado en beneficio de la carga de gas destinada a puntos alejados (que se traslada a un menor costo final de transporte) que es solventado con sobrecargos pagados por los puntos de salida para exportación; y eventualmente en GBA, en menor proporción.

El descuento efectivo dependerá de la importancia del cargo por entrada en el costo de transporte<sup>17</sup>, del descuento efectivo sobre ese costo que resulta del uso del servicio SBP, y de la importancia del costo de transporte en el costo total del servicio.

### Alternativa a la Propuesta de uso del SBP.

En lugar de utilizar el SBP, puede recurrirse a la sectorización del sistema de transporte, aplicando tarifas especiales para el tránsito entre sectores:

<sup>17</sup> La asignación del Rdel entre la recaudación pretendida por los Puntos de Entrada y la pretendida para Puntos de Salida es crucial en la determinación de la importancia del descuento sobre el costo total que resulta del uso del SBP.

- ✓ Puede aplicarse la metodología de distancia ponderada a “clusters” definidos como las zonas de influencia de las cuencas de origen del gas, con más las que entregan gas para exportación.
- ✓ Las tarifas dentro de cada “cluster” se determinarán con la metodología ya expuesta.
- ✓ Corresponderá definir tarifas “inter-clusters” para mover gas entre ellos.
- ✓ La parametrización del sistema tarifario deberá definir la participación de la recaudación “inter-clusters” en el Rdel total del sistema.
- ✓ La porción del Rdel asignado a la operatoria “inter-clusters” se asignará luego utilizando la metodología de distancia ponderada, definiendo previamente las “distancias” entre clusters, y considerando la capacidad firme agregada de entrada y de salida que corresponde a rutas entre clusters.
- ✓ La parametrización del modelo adquiere así una variable más y con ello mayor discrecionalidad y flexibilidad.

Será la parametrización del sistema lo que definirá la relación entre el costo de transporte para cada par de puntos de entrada y salida. Esa parametrización podría imponer subsidios cruzados en favor de las rutas extremas, como la que surge de cargar gas en Neuquén y llevarlo a Salta.

En última instancia, las tarifas influirán la carga efectiva de gas entre puntos y, por consiguiente, la recaudación efectiva que esas tarifas vayan a permitir obtener y su relación con el Rdel.

## Cargos de Oferta/Demanda (O/D): principios para su cálculo.

- ✓ Son cargos variables aplicables a la demanda No firme. No están destinados a obtener el Rdel.
- ✓ La idea es encarecer el servicio cuando la demanda supera la disponibilidad:
  - En los puntos de Entrada, cuando la demanda de inyección de gas supere la capacidad de diseño (la capacidad firme está siendo utilizada por completo y la demanda no firme remanente supera a la capacidad remanente).
  - En Puntos de Salida, cuando la demanda de entrega de gas supere cualquiera (o ambos), la capacidad de diseño o la disponibilidad de gas.
- ✓ El cargo podría definirse como el producto de un factor, definido como  $0 \leq \text{factor} \leq 1$  multiplicado por un costo diario de referencia del gas que se determinaría en función de un precio obtenido en un proceso de subasta<sup>18</sup> competitiva.

---

<sup>18</sup> La definición propuesta para estos procedimientos puede consultarse en “Como determinar los precios de gas natural en el mercado argentino”, CJ Massano. En [econojournal.com.ar](http://econojournal.com.ar), Septiembre de 2018.



- ✓ La demanda para generación eléctrica pagaría este cargo si utiliza el servicio Prioritario (no firme, y al que nos referiremos adelante) o interrumpible.
- ✓ Los contratos en firme de capacidad no estarán afectados por el cargo por O/D (cargos COD).
- ✓ Las distribuidoras y SBD no pagarían cargos COD si el despacho de gas para clientes de unbundling<sup>19</sup> del Punto de Salida o de la Subzona (si la SZ usa más de un PdeS), es cero en ese DO.
- ✓ Se podría aplicar cargos negativos cuando el gas se inyecta en un punto de salida o en un tramo del sistema con puntos de salida, donde la inyección de gas incrementa inmediatamente la capacidad de entrega de gas, y solo cuando algo de esto sucede en el momento en que la escasez de gas es verificable en ese punto o porción de sistema (cuando la demanda de suministro de gas excede la disponibilidad de gas, antes de la inyección directa sobre ese punto de salida o tramo del sistema con puntos de salida).

En esta propuesta, los cargos podrían ser negativos cuando se inyecta gas en un punto de Salida con alta demanda (Norte, inyección de GNL), y son positivos y proporcionales a la escasez relativa de capacidad en cada punto y en el caso de los de Salida, aún proporcionales a la escasez efectiva de gas en ese punto.

- ✓ El COD devendrá más caro con exceso de demanda; y viceversa. Asimismo, depende del costo de referencia del gas (**CGR**): El cargo podría definirse como  $0 \geq \text{FCOD} \geq 1$  multiplicado por una porción a determinar del precio diario de referencia del gas resultante de un proceso de subasta.
- ✓ El mayor precio del gas, per se, aumentará el cargo; y viceversa.
- ✓ Los servicios por contratos firmes de transporte no pagan COD.
- ✓ Las distribuidoras y SDB no pagan COD si en ese Día Operativo (DO) el despacho de gas para clientes de “unbundling” de la distribuidora en el Punto de Salida o en la Subzona (si la SZ usa más de un PdeS), es cero.
- ✓ La señal de escasez diaria para la capacidad de los puntos de Entrada y Salida que brinda el COD, resultará en la optimización de las operaciones de parking y en soluciones de trading de gas dentro del sistema, implementables en un mercado electrónico (Exchange).

### *Rango de determinación de FCOD.*

- ✓ En puntos de Salida:
  - Límite superior del factor (**FCOD**) =1 cuando:
    - Hay demanda No firme de entregas en el punto;
    - La capacidad firme contratada para entregas en el punto está totalmente demandada por sus tenedores/cargadores

<sup>19</sup> Clientes de distribución que adquieren el gas a otras entidades, distintas de la distribuidora que les brinda servicio de T&D o D.

- (incluyendo confirmaciones para reventa y para servicio Prioritario -que paga **COD**);
- La demanda por entregas supera el volumen máximo de entregas diarias que puede ser contratado en firme, aprobado por la Autoridad Regulatoria para ese PS, y se ha alcanzado la máxima capacidad operativa asignable a la demanda No firme autorizada por la Autoridad Regulatoria (AR) para ese punto.
  - Se autoriza entrega de volúmenes en esas condiciones.
- Límite inferior del **FCOD** = 0, cuando:
    - La demanda No firme de entregas de gas en el punto es nula.
  - **FCOD** se determinará como  $0 < \text{FCOD} < 1$  y será lineal y creciente, en proporción directa a la que la demanda No firme efectiva y suministrada de entregas en el día operativo (**DO**), tenga respecto a la máxima capacidad operativa asignable a la demanda No firme autorizada por la Autoridad Regulatoria (AR) para ese punto (**Coef**). Si esa proporción es  $\geq 1$ , **FCOD** = 1<sup>20</sup>.
- ✓ En puntos de Entrada sin influencia inmediata en PS cercanos:
- Límite superior del **FCOD** =1 cuando:
    - Hay demanda No firme de recepción en el punto;
    - La capacidad firme contratada para recepción en el punto está totalmente demandada por sus tenedores/cargadores, incluyendo reventa y servicio Prioritario;
    - La demanda por recepción supera el volumen máximo de recepción diaria que puede ser contratado en firme, aprobado por la Autoridad Regulatoria para ese PE, y se ha alcanzado la máxima capacidad operativa asignable a la demanda No firme autorizada por la Autoridad Regulatoria (AR) para ese punto.
    - Se autoriza recepción de volúmenes en esas condiciones.
  - Límite inferior del **FCOD** = 0, cuando:
    - La demanda No firme de recepción de gas en el punto es nula.
  - **FCOD** se determinará como  $0 < \text{FCOD} < 1$  y será lineal y creciente, en proporción directa a la que la demanda No firme efectiva y suministrada de recepción en el día operativo (**DO**), tenga respecto a la máxima capacidad operativa asignable a la demanda No firme autorizada por la Autoridad Regulatoria (AR) para ese punto (**Coef**). Si esa proporción es  $\geq 1$ , **FCOD** = 1.

<sup>20</sup> Debe considerarse la posibilidad de incluir a la reventa de capacidad en la base imponible por el COD. Eso significará mejorar el costo relativo del firme, además de incrementar la posibilidad de que Coef >1.

- ✓ En Puntos de Entrada con influencia inmediata en PS cercanos<sup>21</sup> en los que la capacidad máxima de esos PS supera a la máxima del o de los PE<sup>22</sup> cercanos, y que han sido seleccionados a estos efectos:
  - El **FCOD** de cada PE seleccionado será el negativo del **FCOD** correspondiente a los PSs cercanos.
  - La suma de su **COD** y los demás componentes del costo total de transporte aplicable tendrá un valor mínimo de cero.
  - A los efectos del cálculo del **FCOD** de los PSs cercanos, se considerará la suma de sus capacidades (por una parte) y la de los volúmenes entregados en ellos en el DO analizado (por la otra).
  - *Los demás PEs que ingresan gas en el mismo sistema de los PEs seleccionados, tendrán un **FCOD** = 0 mientras los **FCOD** de los PSs cercanos de los PEs seleccionados sea uno.*
- ✓ Previo al cálculo del **COD** aplicando el **FCOD** al costo del gas de referencia (**CGR**), éste se obtiene aplicando a un precio de referencia (**PGR**) un coeficiente multiplicador  $0 < M \leq 1$ , de manera que el costo de referencia para el cálculo del **COD** sea menor al precio del gas de referencia. Más abajo veremos cómo se obtendría **M**.

## Relación entre **FCOD** y el costo de gas de referencia.

Los siguientes gráficos exponen las relaciones entre **FCOD**, el costo del gas de referencia, la proporción que ocupa en un **DO** la demanda No firme, en el máximo técnicamente posible de capacidad No firme que el punto puede recibir o entregar (**Coef**), y el **COD**.

En los dos siguiente, vemos la relación entre **FCOD** y **Coef**.

La relación entre **FCOD** y **Coef** para puntos de Entrada sin influencia inmediata en PSs cercanos, y en PSs, puede representarse como sigue.

## Comportamiento de **FCOD** en PEs sin influencia inmediata en PSs cercanos; y en

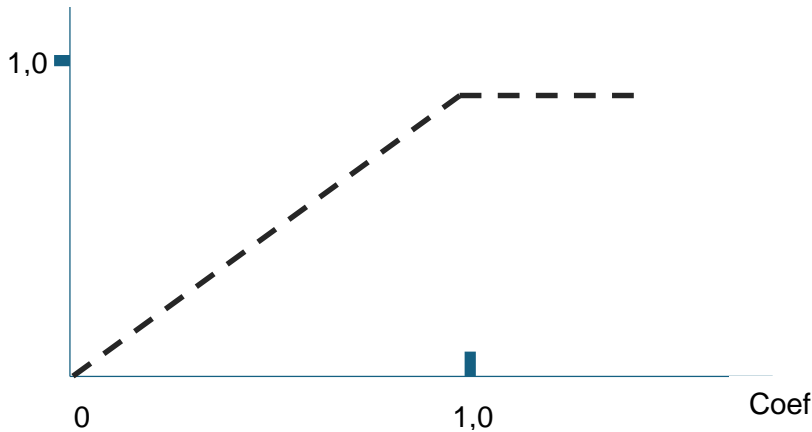
**F** **FCOD**

<sup>21</sup> Se considerará a un PS como "cercano" a un PE seleccionado, cuando la inyección de gas en ese PE tenga como efecto el inmediato aumento de la capacidad efectiva de entrega de ese PS y cuando en general ese PS recibe gas nacional desde otros PEs. A estos efectos, inmediato/a significa dentro del mismo DO en que se realiza la inyección.

<sup>22</sup> Es el caso de PE de desembarque de GNL, cuando el flujo de GNL regasificado tenga influencia inmediata en un tramo o tramos del sistema, permitiendo, de manera inmediata, aumentar la capacidad de entrega de PSs cercanos, aguas arriba y/o aguas abajo del ingreso del GNL regasificado.

También es el caso de PEs ubicados cerca de PSs que importan gas de Bolivia y GNL regasificado de Chile.

En todas esas partes del sistema, los PSs generalmente reciben gas nacional inyectado en otros PEs.



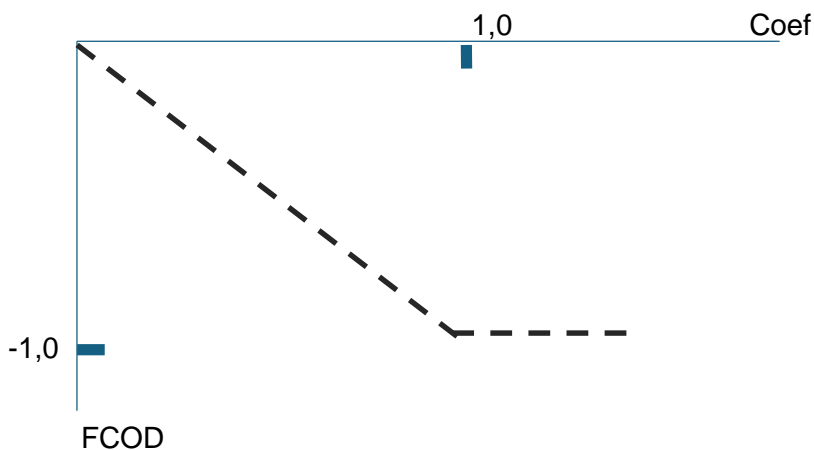
Donde:

**FCOD**: Factor de determinación del “Cargo por Oferta / Demanda”, y  $0 \geq \mathbf{FCOD} \geq 1$

**Coef = DNF/CNFA**: proporción directa que la demanda No firme efectiva y suministrada de recepción o de entregas en el día operativo (**DO**) en un Punto de Entrada o de Salida (**DNF**), tenga respecto a la máxima capacidad operativa asignable a demanda No firme en un **DO**, aprobada por la Autoridad Regulatoria para ese punto (**CNFA**).

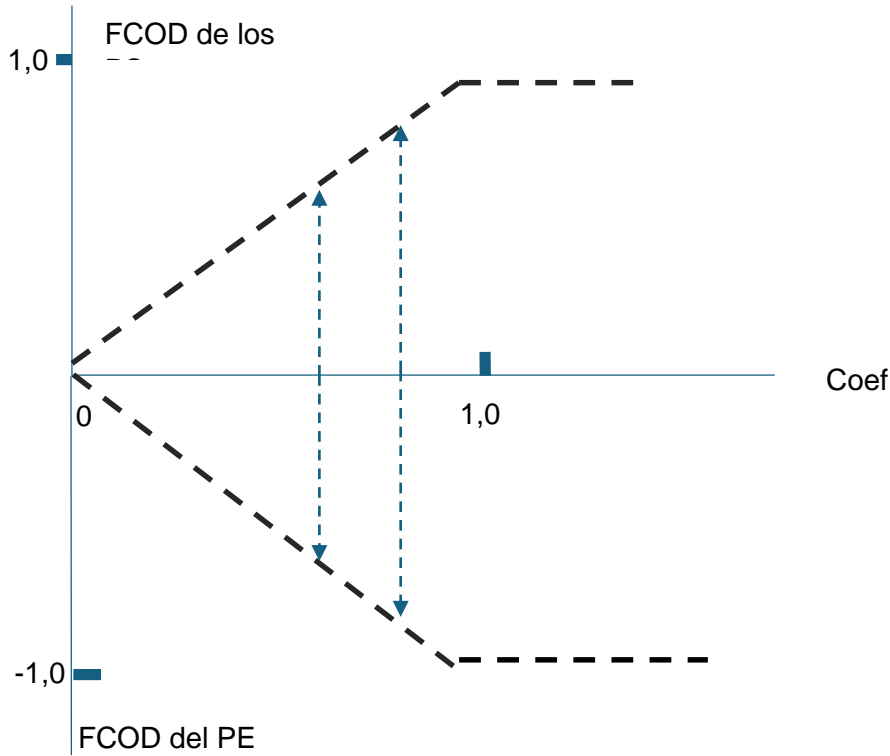
Para los PE seleccionados que pueden tener un **COD** negativo (cuyo módulo nunca puede ser mayor a la facturación diaria unitaria por la suma del resto de los cargos fijos de transporte), la relación entre **FCOD** y **Coef** puede representarse como sigue:

**Comportamiento de FCOD en PEs seleccionados con influencia inmediata en PS cercanos en los que la capacidad máxima de esos PS supera a la máxima del o los PE.**



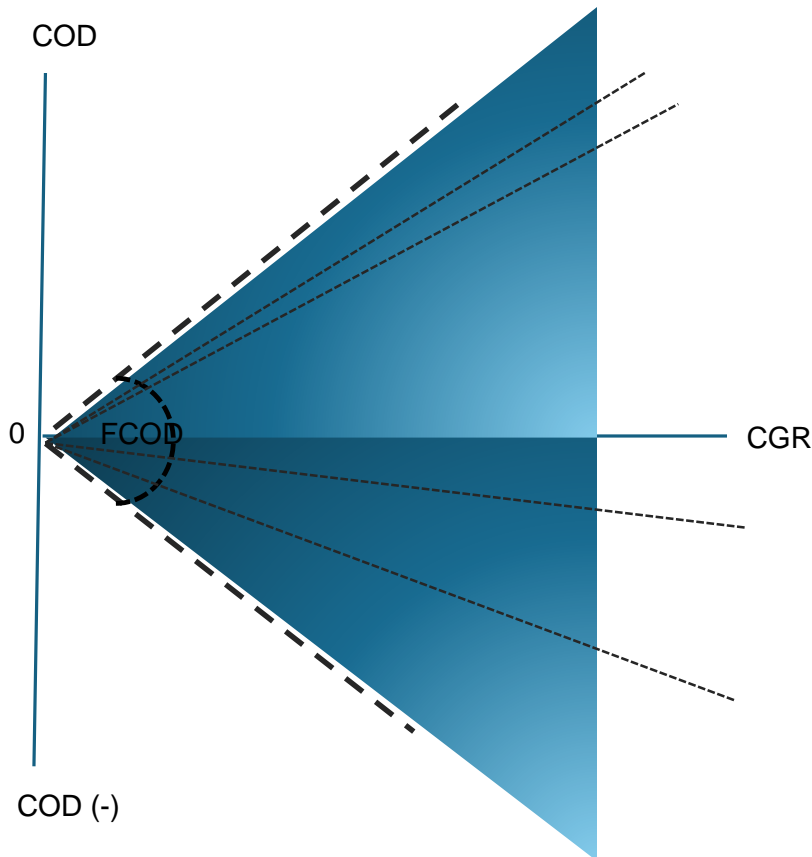
La relación entre FCOD y Coef, para el caso de PEs seleccionados y PSs cercanos, puede representarse como sigue:

## Relación entre los FCOD en PEs con influencia inmediata en PSs cercanos y FCOD de esos PSs.



La relación entre **COD**, **FCOD** y el costo del gas de referencia (**CGR**), para el caso general, puede representarse como sigue:

## Relación entre COD, FCOD y el costo del gas de referencia (CGR).



Donde **FCOD**, es el ángulo que determina una relación de entre las infinitas posibles entre el costo de gas de referencia **CGR** y el **COD**, siendo  $45^\circ$  su máximo valor, correspondiente a un **FCOD** = 1; y en el cuadrante negativo, a un **FCOD** = -1.

Recordemos que el mínimo valor del costo total de transporte (sin considerar el gas retenido en compresión y pérdidas autorizado) para ingresar gas, aún sumado el **COD** con su signo (cuando se trata de PEs seleccionados), será cero. El **COD** deberá ajustarse a esa restricción, tal que:

$$0 \geq \text{CTDO}/\text{VDO} \pm \overline{\text{COD}}$$

Donde:

**CTDO** = suma de cargos fijos por transporte en un PE a facturar a un cargador en un **DO**

**VDO** = volumen de gas a ingresar en un **DO** en un PE por ese cargador

$\overline{\text{COD}}$  = **COD** para ese **DO** y ese cargador; por lo cual:

$$\overline{\text{COD}} \leq \text{CTDO}/\text{VDO}$$



## Captura de rentas por utilización de los COD.

El costo de gas de referencia (**CGR**) resulta de la relación entre el costo efectivo del gas en City Gate, el consiguiente valor Net-Back del gas y el costo de combustibles alternativos que resulte ser el costo de oportunidad de la demanda No firme.

Esas relaciones pueden representarse con la siguiente ecuación:

$$CCA = \overline{CT} + PG \times (1+\alpha),$$

Donde **CCA** es el costo del combustible alternativo para la demanda No firme en un PS;  $\overline{CT}$  es el costo total fijo del transporte de gas en ese PS<sup>23</sup>;  $\alpha$  un coeficiente que incluye las influencias del **FCOD**, de **M** y del porcentaje efectivo de gas retenido (**gr**); y **PG** es el precio del gas que la demanda interrumpible de ese punto de Salida está dispuesta a pagar en un **DO** determinado, que es un valor net-back para el gas.

Por lo tanto,

$$PG = \frac{CCA - \overline{CT}}{(1+\alpha)}$$

Por lo tanto, **PG** podría ser inferior al precio que la demanda firme está dispuesta a pagar por el gas. Por lo que, si se utilizara para el cálculo del **COD** el mero precio de mercado del gas en cada PE como **CGR**, la transacción podría ser imposible. De allí la posible necesidad de activar el coeficiente **M**<sup>24</sup> para poder utilizar la señal que brinda el **COD**.

De esta manera, el **COD** resulta ser un modo (a) de identificar la renta del gas, por la eventual diferencia de su precio city-gate respecto del (mayor) costo del combustible alternativo; (b) generar una señal de escasez de gas en city-gate, cuando las condiciones de mercado generan esa escasez; y (c) capturar parte de esa renta en beneficio de (i) la futura reducción de esa escasez (si esa renta capturada se invierte en expansiones), y de (ii) su utilización inmediata para obtener un equilibrio eficiente entre oferta y demanda de gas (porque contribuye a construir un costo del gas en city-gate y otro en cabecera similares a los respectivos costos marginales de largo plazo), en las circunstancias de tiempo y localización en el sistema en que se genera el **COD**.

## Servicio Prioritario.

- ✓ Para la generación térmica, se propone diseñar un nuevo servicio, que complemente el concepto “interrumpible” con uno “prioritario”, que permita una mayor recaudación de dinero que con cargos interrumpibles = [precio unitario equivalente al fijo con un 100% de factor de carga]; con prioridad sobre el Interrumpible y posiblemente sobre la reventa.

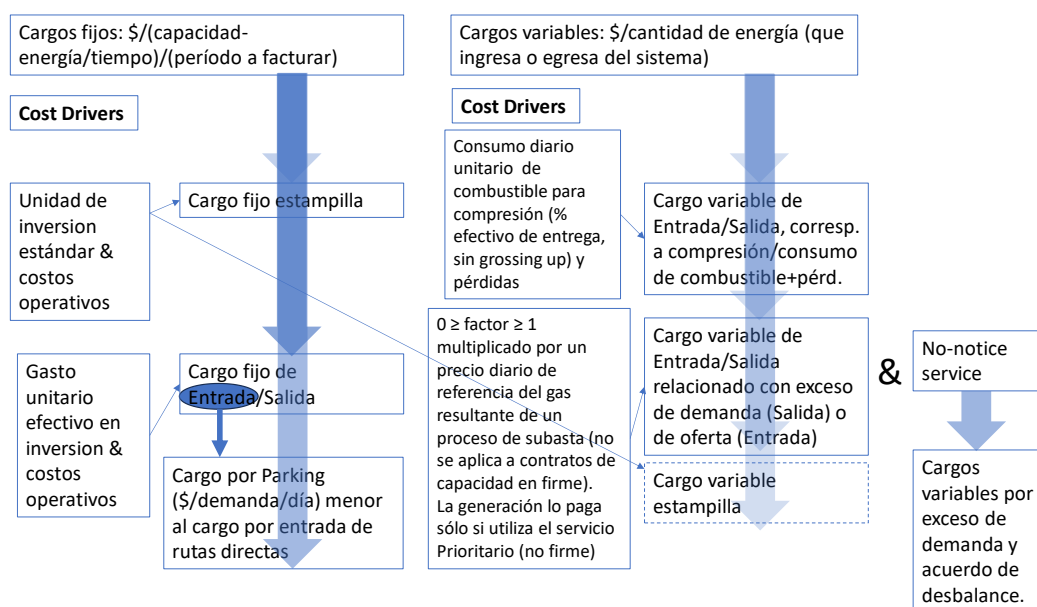
<sup>23</sup> CT puede construirse utilizando el costo de la capacidad en cada PE que tiene ruta hacia ese PS, utilizando como ponderadores los mismos que se usan para calcular el cargo fijo de utilización de ese PS, y sumando ese costo al de capacidad en ese PS.

<sup>24</sup> Podría calcularse un M óptimo tal que  $PGR * M = \frac{CCA - \overline{CT}}{(1+\alpha)}$ . A mayor frecuencia de actualización de M, más eficiente será el procedimiento de cálculo y aplicación del COD. Además, M es un coeficiente aplicable a los PEs y a los PSs; por lo cual, para cada punto de Salida habrá un M, y en cada punto de Entrada, M se puede determinar como un promedio ponderado de los M de los puntos de Salida que se vinculan a ese punto de entrada, con los mismos ponderadores que se usan para calcular el cargo fijo de utilización de ese punto de Entrada.

- Ello atiende la cuestión de un período de recuperación de la inversión más corto y el bajo factor de uso de la generación de backup. El servicio “Prioritario” debe entenderse como un servicio de base “firme condicionado”<sup>25</sup>. Incluso si el factor de carga del sector de generación de electricidad en el sistema de transporte de gas comienza a reducirse a medida que aumenta la proporción de generación renovable, el sistema de generación de electricidad seguirá necesitando instalaciones convencionales alimentadas con gas como backup.

## Esquema de opciones para el cuadro tarifario propuesto.

El esquema de opciones tarifarias que surge de las propuestas realizadas se representa a continuación:



## Ventajas de la propuesta.

Las ventajas que entendemos esta propuesta representa respecto al sistema vigente, pueden sintetizarse como sigue:

- ✓ Permite facturar el Requerimiento de Ingresos con la mera aplicación de los cargos fijos a reservas de capacidad, dejando otras fuentes de ingresos para usos tales como el repago del financiamiento de extensiones/ampliaciones del sistema (TI, Prioritario, Parking, NNS).
- ✓ El modelo tarifario recurre a varios parámetros, cuya determinación depende de las necesidades del sistema, y cuya adaptación a las circunstancias que aparezcan en cada Período de Revisión, constituirá la base de cada Revisión Tarifaria.

<sup>25</sup> Condicionado únicamente por el uso efectivo de los servicios de capacidad contratados en firme.



- ✓ Al utilizar capacidad a ser contratada en puntos de Entrada y de Salida, permite la elección de rutas según la conveniencia de cada cargador, que elegirá el Punto de Salida de cada entrega en evento distinto y posterior al de ingreso del gas por un punto de Entrada<sup>26</sup>. Esto permitirá que cargadores comercializadores de gas y capacidad (bundle<sup>27</sup> o no), actúen con mayor facilidad. También facilitará las negociaciones en mercados de gas organizados, con contratos a término y spot<sup>28</sup>.
- ✓ El recurso SBP permite aplicar un descuento sobre la tarifa de ciertos puntos de Entrega a ser utilizados en “rutas largas”, a cambio de mantener un mínimo tiempo de Parking (que no afecta el costo del servicio).
- ✓ La relación entre la cantidad de DOs de parking requeridos y la distancia a recorrer por el gas tiende a facilitar la operación del sistema. En el uso del SBP, NO hay relación entre la cantidad de DOs de parking mínimo y su costo.
- ✓ Se minimiza el linepack “propio” del sistema, y su consiguiente impacto en la Base Tarifaria.
- ✓ El servicio de Parking no relacionado con el de SBP, se facturará por cada día completo de Parking y dependerá del PE donde ingresó el gas. No integra el Requerimiento de Ingresos, al igual que el NNS (y otros servicios).
- ✓ Las tarifas de O/D y otras por servicio no relacionados con la obtención del Rdel, serán instrumentos para financiar extensiones/expansiones o completar el Ingreso Requerido, de resultar necesario.

---

<sup>26</sup> Si pretende no desbalancearse.

<sup>27</sup> Producto constituido por gas más su capacidad de transporte en el sistema de gasoductos.

<sup>28</sup> En esta propuesta el mercado spot de gas equivale a un mercado de desbalances institucionalizado.

Apéndice I:

## REGLAMENTO (UE) 2017/460 DE LA COMISIÓN EUROPEA: “Reglamento para el diseño de estructuras tarifarias armonizadas de transporte de gas”.

### Fórmulas relevantes en el diseño de cargos de E/S

La distancia media ponderada se define como:

$$A.- \quad AD_{En} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

Dónde:

$AD_{En}$  es la distancia promedio ponderada para un punto de entrada o un grupo de puntos de entrada;

$CAP_{Ex}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de salida o en un grupo de puntos de salida;

$D_{En,Ex}$  es la distancia entre un punto de entrada determinado o un grupo de puntos de entrada y un punto de salida determinado o un grupo de puntos de salida.

$$B.- \quad AD_{Ex} = \frac{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ En} CAP_{En}}$$

Dónde:

$AD_{Ex}$  es la distancia promedio ponderada para un punto de salida o un grupo de puntos de salida;

$CAP_{En}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada o un grupo de puntos de entrada;

$D_{En,Ex}$  es la distancia entre un punto de entrada determinado o un grupo de puntos de entrada y un punto de salida determinado o un grupo de puntos de salida.

$$C.- \quad W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Dónde:

$W_{c,En}$  es el ponderador del costo para un punto de entrada determinado o un grupo de puntos de entrada;

$W_{c,Ex}$  es el ponderador del costo para un punto de salida determinado o un grupo de puntos de salida;

$CAP_{En}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada o un grupo de puntos de entrada;

$CAP_{Ex}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de salida o un grupo de puntos de salida.

$AD_{En}$  es la distancia promedio ponderada para un punto de entrada o un grupo de puntos de entrada;

$AD_{Ex}$  es la distancia promedio ponderada para un punto de salida o un grupo de puntos de salida.

La división entrada/salida, es decir, la asignación entre los ingresos de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de entrada y los ingresos de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de salida determina los valores de  $R_{\Sigma En,x}$ <sup>29</sup>.

$$D.- \quad R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

Dónde:

$R_{En}$  es la parte de los ingresos por servicios de transporte que debe recuperarse de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de entrada o en un grupo de puntos de entrada;

$R_{Ex}$  es la parte de los ingresos por servicios de transporte que se recuperará de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en un punto de salida o en un grupo de puntos de salida;

$R_{\Sigma En}$  es la parte de los ingresos por servicios de transporte que debe recuperarse de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de entrada;

$R_{\Sigma Ex}$  es la parte de los ingresos por servicios de transporte que debe recuperarse de las tarifas de transporte basadas en la capacidad en todos los puntos de salida; y  $R_{\Sigma En} = R_{\Sigma Ex}$  si por la asignación Entrada/Salida es 50%/50%.

Con estos elementos podemos definir las tarifas (“precios de referencia”) firmes en los puntos de entrada y de salida, de manera que:

$$E.- \quad T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Ex}}$$

$T_{En}$  es el precio de referencia en un punto de entrada o en cada punto de entrada dentro de un grupo de puntos de entrada; y

<sup>29</sup> Podrían aplicarse diferentes proporciones de asignación, por lo que  $\alpha * R_{\Sigma En} + \beta * R_{\Sigma Ex} = R_{delE,S}$  y  $(\alpha + \beta = 1)$ , donde  $R_{delE,S}$  es el Requerimiento de Ingreso a obtener con los cargos de Entrada y Salida, considerando los Cargos de Fijos de Entrada y de Salida, ya que los cargos variables corresponden a la asignación del costo de compresión.



$T_{Ex}$  es el precio de referencia en un punto de salida o en cada punto de salida dentro de un grupo de puntos de salida; donde:

$CAP_{En}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de entrada o un grupo de puntos de entrada;

$CAP_{Ex}$  es la capacidad contratada prevista en un punto de salida o un grupo de puntos de salida.



## Apéndice II:

### Ejemplo numérico simplificado.

El siguiente ejemplo toma una configuración simplificada y las identificaciones (ID) del Sistema Argentino de gasoductos, y las utiliza para un ejemplo hipotético de aplicación de la propuesta de reconstrucción del sistema tarifario del transporte de gas por cañerías para el país. Sólo nos hemos ocupado de los cargos fijos por Entrada y Salida del sistema, y no hemos avanzado sobre alternativas de tarifa estampilla ni incorporado los cargos de Oferta/Demanda propuestos. Hemos utilizado la alternativa de SBP propuesta. Los costos por gas retenido para cubrir el consumo de compresión y pérdidas se utilizaron sólo para estimar precios net-back de gas, al final de este ejercicio.

Las siguientes tablas exhiben los supuestos adoptados sobre dimensiones de un sistema hipotético (distancia a recorrer por el gas y capacidades en volúmenes -MMm<sup>3</sup> por día- de cada punto de entrada y de salida identificado):

Sistema 1

Subsistema	Tramo	Longitud (Km)	Inicio	Final
N	S11	1700	Sa/Bol	GBA
CO	S12	1900	Nq	GBA

	Puntos de Entrada S1	Capacidad (MMsm <sup>3</sup> /d)	Origen	Capacidad / Destinos					
				Sa	NA	Tuc	CN		GBA
N	S11PE1	2	Sa	2	0	0	0	0	0
N	S11PE2	11	Bol	0		6	5	0	0
CO	S12PE1	44	Nq						
N	S11PE1SPB	2	Sa						
N	S11PE2SPB	11	Bol						
CO	S12PE1SPB	44	Nq						

	Puntos de Salida S1	Capacidad (MMsm <sup>3</sup> /d)	Progresiva	Origen	Destino
N	S11PS1	2	350	Sa/Bol	Sa
N	S11PS2	3	100	Sa	NA
N	S11PS3	6	600	Sa/Bol	Tuc
N	S11PS4	5	967	Sa/Bol	CeN
N	S11PS5	0	1333	Sa/Bol	Lit
N	S11PS6	0	1700	Sa/Bol	GBA
CO	S12PS1	0	115	Nq	Nq
CO	S12PS2	4	200	Nq	LP
CO	S12PS3	8	557	Nq	Cuy
CO	S12PS4	4	914	Nq	CeS
CO	S12PS5	8	1271	Nq	Lit
CO	S12PS6	8	1900	Nq	GBA
CO	S12PS7	5	1085	Nq	CeN
CO	S12PS8	2	1451	Nq	Tuc



CO	S12P29	1	1910	Nq	Sa
CO	S12PS10	3	1431	Nq	AB
CO	S12PS11	6	307	Nq	GA

## Sistema 2

Subsistema	Tramo	Longitud (Km)	Inicio	Final
NI	S21	500	Nq	Nq(RN)
NII	S22	1600	Nq	GBA
SM	S23	2800	TDF	GBA
SM	S24	1760	CHS	GBA
SM	S25	2500	SCS	GBA
SM	S26	600	BBGNL	GBA

	Puntos de Entrada S2	Capacidad (MMsm3/d)	Origen
NI	S21PE1	13	NI
NII	S22PE1	54	NII
SM	S23PE1	23	TDF
SM	S24PE1	2	SCS
SM	S25PE1	3	CHS
SM	S26PE1	12	BBGNL
SM	S22PE1SBP	54	NII
SM	S23PE1SBP	23	TDF
SM	S26PE1SBP	12	BBGNL

	Puntos de Salida	Capacidad (MMsm3/d)	Progresiva	Origen	Destino
NI	S21PS1	8	115	Nq	Nq
NI	S21PS2	5	500	Nq	Nq(RN)
NII	S22PS1	3	115	Nq	Nq
NII	S22PS2	5	486,25	Nq	LP
NII	S22PS3	10	857,5	Nq	BB
NII	S22PS4	15	1228,75	Nq	BA
NII	S22PS5	14	1600	Nq	GBA
NII	S22PS6	7	1967	Nq	Lit
NII	S22PS7	1	1600	Nq	Ur
SM	S23PS1	5	300	TDF	TDF
SM	S23PS2	1	150	TDF	SCS
SM	S23PS3	1	680	TDF	CHS
SM	S23PS4	2	1210	TDF	BSS
SM	S23PS5	2	1740	TDF	BB
SM	S23PS6	7	2270	TDF	BA
SM	S23PS7	7	2800	TDF	GBA
SM	S23PS8	1	2800	TDF	Ur
SM	S24PS1	1	50	SCS	SCS
SM	S24PS2	1	530	SCS	CHS
SM	S25PS1	2	400	CHS	CHS

# PANORAMA DEL SECTOR ENERGÉTICO

Abril 2024 | Número 38 | ISSN: 2683-6726

CIEPE - Centro de Investigación en Economía y Planificación Energética



Escuela de  
Economía y Negocios  
EEyN\_UNSAM

SM	S25PS2	1	500	CHS	BSS
SM	S26PS1	6	530	BBGNL	BA
SM	S26PS2	6	742,5	BBGNL	GBA

El Rdel objetivo se fijó en \$1038.000.000. La asignación entre sistemas se hizo en función de la capacidad asignada a cada uno.

Asignación entre Sistemas	\$	Capacidad por sistema	% de \$
		MMm3/d	
Requerimiento de Ingresos S1	372.000.000	62	0,358
Requerimiento de Ingresos S2	666.000.000	111	0,642
Total Rdel	1.038.000.000		1,000

Los factores de uso asumidos por subsistema se exponen a continuación:

Sistema	Ingreso	ID FdeC	FdeC
N	Sal&Bol	Factor de carga S11	0,7
CO	Nq	Factor de carga S12	0,6
NI	NI	Factor de carga S21	0,5
NII	NII	Factor de carga S22	0,7
SM	TDF	Factor de carga S23	0,7
	SCS	Factor de carga S24	0,5
	CHS	Factor de carga S25	0,6
	BBGNL	Factor de carga S26	0,2

La participación de cada elemento en el Rdel surge del modelo de asignación y de su ajuste a las condiciones requeridas, como: la obtención del Rdel, la similitud entre el costo de transporte para rutas entre Nq y GBA, el descuento asignado al uso del SBP (del 15% en el ejercicio) y el sobrecargo que el modelo asigna sobre tarifas para exportación (así le fue requerido), para compensar ese descuento.

La asignación del Rdel entre Puntos de Entrada y de Salida (30%/70%) y entre rutas desde Neuquén y el resto (35%/65%) se realizó discrecionalmente: la parametrización del modelo responde a objetivos sobre costos relativos de transporte, como no encarecer rutas largas provenientes de la Patagonia Sur y cargar más la Salida que la Entrada para facilitar el parking y el comercio intra-sistema. Además, por supuesto, surge de la metodología europea de asignación de costos por puntos de Entrada y de Salida, expuesta en el Apéndice I.

Asignación del Rdel		Participación en Rdel definitiva (x/1)	
Asignación entre Puntos por función y ruta			
Adicional inicial Puntos de salida X para compensar descuento PESBP		0,03047	
Rutas Nq-GBA		0,26388	
Puntos de Entrada		0,01888	
Puntos de Salida		0,24500	
Resto de rutas		0,70565	
Puntos de Entrada		0,19065	
Puntos de Salida		0,51500	
		1,00000	1,00000

Las siguientes tablas exponen las tarifas obtenidas para el servicio firme en los puntos de Entrada y Salida del sistema hipotético analizado:

## Cargos fijos de transporte, E+S (\$/m3/d/mes)

Rutas directas

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida					
			Sistema Norte					
			Sa	NA	Tuc	CeN	Lit	GBA
			S11PS1	S11PS2	S11PS3	S11PS4	S11PS5	S11PS6
N	Sal	S11PE1	0,19	-	0,28	0,41	-	-
	Bol	S11PE2	0,26	-	0,35	0,48	-	-
CO	Nq	S12PE1	-	-	-	-	-	-
NI	NI	S21PE1	-	-	-	-	-	-
NII	NII	S22PE1	-	-	-	-	-	-
SM	TDF	S23PE1	-	-	-	-	-	-
	SCS	S24PE1	-	-	-	-	-	-
	CHS	S25PE1	-	-	-	-	-	-
	BBGNL	S26PE1	-	-	-	-	-	-

Rutas con SBP cargos fijos \$/m3/d/mes según días de parking mínimos

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida					
			Sistema Norte					
			Sa	NA	Tuc	CeN	Lit	GBA
			S11PS1	S11PS2	S11PS3	S11PS4	S11PS5	S11PS6
		Días de parking mínimos					1	1
SBPS1	Sal	S11PE1SPB	-	-	-	-	-	-
	Bol	S11PE2SPB	-	-	-	-	-	-
	Nq	S12PE1SPB	-	-	-	-	-	-
SBPS2	NII	S22PE1SPB	-	-	-	-	-	-
	TDF	S23PE1SPB	-	-	-	-	-	-
	BBGNL	S26PE1SPB	-	-	-	-	-	-



## Cargos fijos de transporte, E+S (\$/m3/d/mes)

Rutas directas

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida											
			Sistema CO + reversión Norte											
			Nq	LP	Cuy	CeS	Lit	GBA	CeN	Tuc	Sa	AB	GA	
N	Sal	S11PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Boi	S11PE2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO	Nq	S12PE1	-	0,16	0,29	0,43	0,56	1,05	0,49	0,62	0,79	0,97	0,28	
NI	NI	S21PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
NII	NII	S22PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SM	TDF	S23PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	SCS	S24PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CHS	S25PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	BBGNL	S26PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Rutas con SBP cargos fijos \$/m3/d/mes según días de parking mínimos

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida										
			Sistema CO + reversión Norte										
			Nq	LP	Cuy	CeS	Lit	GBA	CeN	Tuc	Sa	AB	GA
			S12PS1	S12PS2	S12PS3	S12PS4	S12PS5	S12PS6	S12PS7	S12PS8	S12PS9	S12PS10	S12PS11
			Días de parking mínimos										
			1 1 2 2 3 3 3										
SBPS1	Sal	S11PE1SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Boi	S11PE2SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nq	S12PE1SPB	-	-	0,28	0,41	0,54	1,04	0,48	0,61	0,78	-	-
SBPS2	NII	S22PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TDF	S23PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BBGNL	S26PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Cargos fijos de transporte, E+S (\$/m3/d/mes)

Rutas directas

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida					Sistema NII				
			Sistema NI		Sistema NII							
			Nq	Nq(RN)	Nq	LP	BB	BA	GBA	Lit	Ur	
N	Sal	S11PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bol	S11PE2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO	Nq	S12PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NI	NI	S21PE1	0,07	0,18	-	-	-	-	-	-	-	-
SM	NII	S22PE1	-	-	0,12	0,22	0,32	0,42	1,05	0,62	0,83	-
	TDF	S23PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	SCS	S24PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CHS	S25PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BBGNL	S26PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Rutas con SBP cargos fijos \$/m3/d/mes según días de parking mínimos

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida									
			Sistema NI					Sistema NII				
			Nq	Nq(RN)	Nq	LP	BB	BA	GBA	Lit	Ur	
SBPS1	Sal	S11PE1SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bol	S11PE2SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Nq	S12PE1SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SBPS2	NII	S22PE1SBP	-	-	0,11	0,21	0,31	0,41	1,04	0,61	-	-
	TDF	S23PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	BBGNL	S26PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## Cargos fijos de transporte, E+S (\$/m3/d/mes)

Rutas directas

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida													
			Sistema San Martín													
			TDF	SCS	CHS	BSS	BB	BA	GBA	Ur	SCS	CHS	CHS	BSS	BA	GBA
N	Sal	S11PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Bol	S11PE2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
CO	Nq	S12PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
SM	NII	S22PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	TDF	S23PE1	0,37	0,31	0,48	0,62	0,76	0,91	1,05	1,59	-	-	-	-		
	SCS	S24PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06	0,20	-	-		
	CHS	S25PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,18	0,21		
	BBGNL	S26PE1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	0,31	

Rutas con SBP cargos fijos \$/m3/d/mes según días de parking mínimos

Sistema	Puntos de Entrada		Puntos de Salida													
			Sistema San Martín													
			TDF	SCS	CHS	BSS	BB	BA	GBA	Ur	SCS	CHS	CHS	BSS	BA	GBA
SBPS1	Sal	S11PE1SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Bol	S11PE2SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Nq	S12PE1SPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
SBPS2	NII	S22PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
	TDF	S23PE1SBP	-	-	0,43	0,58	0,72	0,86	1,01	-	-	-	-	-		
	BBGNL	S26PE1SBP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,23	0,29	

Puede observarse que el servicio SBP está disponible sólo para las rutas "largas". El descuento SBP (15%) se dispara sólo cuando se elige como punto de salida alguno que, junto al de entrada utilizado, configura una ruta "larga". Si se dispone del volumen de gas "parkeado" por el mínimo de días requerido y que haya sido ingresado por un Punto de Entrega que califica para el servicio SBP, al elegir un punto de salida de una ruta "larga", el descuento se aplica automáticamente (sólo en servicios firmes).

El costo comparado de cada ruta (combinación de punto de Entrada con punto de Salida), por m3/día y mes de facturación, se expone en las tablas siguientes:





Puede observarse que las rutas entre Neuquén y GBA tienen el mismo costo en ambos sistemas. Ello se logra incorporando esa restricción al modelo, y ajustándolo en forma iterativa. Además, el balance de recaudaciones entre rutas de Neuquén y las demás, y el sobrecargo a la exportación, junto al descuento SBP, logran tarifas muy competitivas para las rutas desde la Cuenca Austral y la del Golfo San Jorge. Los Rdel de ambos sistemas se logran incorporando también esa restricción al modelo.

Los descuentos SBP no resultarán de alto impacto, en tanto la proporción Entrada/Salida le quita peso al primer rubro, que es aquél en el que el descuento SBP se aplica.

Las recaudaciones obtenidas se exponen a continuación.

## Recaudación

RECAUDACIÓN DEFINITIVA (\$/año)	S1	S2	Total
Recaudación total PE con uso SBP	63.660.417	153.836.347	217.496.764
Rutas Nq-GBA	7.126.211	12.471.062	19.597.273
Resto de rutas	56.534.206	141.365.285	197.899.491
Recaudación PS	285.327.440	503.551.615	788.879.055
Rutas Nq-GBA	92.476.780	161.833.220	254.310.000
Resto de rutas	192.850.660	341.718.395	534.569.055
Recaudación adicional PSX definitiva	23.012.468	8.612.725	31.625.193
	372.000.324	666.000.687	1.038.001.012
Verifica			1.038.001.012
%	0,358381466	0,641618534	

Por último, asumiendo un precio de gas en Neuquén de 4,5 USD/MMBTU y ciertos porcentajes hipotéticos totales de gas retenido (propusimos calcularlos de manera que no haya que realizar un “grossing-up”), obtuvimos estos net-back hipotéticos:

Origen del gas y \$/MMBTU	Ruta de Transporte \$/MMBTU	Gas retenido %	Gas retenido \$	Total GBA \$/MMBTU
Nq (VM) 4,500	Nq-GBA (NII) SBP 1,038	5,000	0,225	5,763
Nq (VM) 4,500	Nq-GBA (CO) 1,038	5,000	0,225	5,763
TDF 4,272	TDF-GBA 1,008	11,300	0,483	5,763
GSI 4,809	Estimado CHS-GBA 0,574	7,900	0,380	5,763



## Glosario

\$: Unidad monetaria, referenciada al dólar de los EE. UU.

AB: Punto de Salida Aldea Brasileira de vínculo con el Gasoducto Entrerriano; en nuestro ejemplo se lo toma como punto de exportación a Brasil.

Base Tarifaria: Valor asignado a los activos afectados al servicio regulado, que es luego afectado de una tasa de rentabilidad adecuada para determinar el monto que será parte del Rdel y que corresponde a la remuneración regulada del capital invertido en la actividad regulada.

BB: Subzona Bahía Blanca.

BBGNL: Punto de Entrada del Gas Natural Licuado importado, ubicado en Bahía Blanca, Pvcia. de BsAs.

Bol: origen de gas ubicado en Bolivia.

BSS: Subzona Buenos Aires Sur.

CeN: Subzona Centro Norte.

CeS: Subzona Centro Sur.

CHS: Subzona Chubut Sur y origen de gas.

City gate: Instalación de regulación y medición correspondiente a un punto de Salida.

CO: ID del sistema Centro Oeste de gasoductos.

Cuy: Zona Cuyo.

DO: Día Operativo. Período de 24 horas durante el cual se suceden los procedimientos y eventos del despacho diario de gas en los sistemas de gasoductos. En Argentina se define a partir del as 06:00hs.

Factor de uso: Cociente entre el volumen medio diario de capacidad utilizada en un período (por lo general un año calendario) y el volumen diario máximo de capacidad utilizada en ese mismo período.

GA: Punto de Salida Gas Andes (exportación a Chile).

GBA: Subzona Gran Buenos Aires.

GSJ: Cuenca del Golfo San Jorge, y origen de gas.

Lit: Zona Litoral.

LP: Subzona La Pampa.

N: ID del sistema Norte de gasoductos.

NA: Punto de salida Norandino; en nuestro ejemplo se lo toma como punto de exportación a Chile.

NI: ID del sistema de gasoductos Neuba I.

NII: ID del sistema de gasoductos Neuba II.

NNS: No-notice service. Cargo por exceso de demanda y acuerdo de desbalance.

Nq(RN) Punto de salida del sistema Neuba I (ubicado en Pvcia. de Río Negro).

Nq: Subzona Neuquén y origen de gas.



PE o PdeE: Punto de Entrada (ingreso de gas) de un sistema de transporte de gas por gasoductos.

PS o PdeS: Punto de Salida (egreso de gas) de un sistema de transporte de gas por gasoductos.

Rdel: Requerimiento de Ingresos. Monto anual de los ingresos necesarios para que la actividad regulada cubra los costos eficientes de prestación, incluyendo una rentabilidad adecuada sobre el valor del capital neto inmovilizado en la actividad regulada y los costos corrientes de la prestación regulada.

Sa/Sal: Subzona Salta y origen de gas

SBP: "System Balance Parking" o Parking de Equilibrio del Sistema, ver 0

SCS: Subzona Santa Cruz Sur y origen de gas

SDB: Subdistribuidor/a de gas por redes.

SM: ID del sistema San Martín de gasoductos.

SZ: Subzona de transporte (división actual de las zonas geográficas tarifarias).

TDF: Subzona Tierra del Fuego, y origen de gas.

Tuc: Zona Tucumán.

Ur: Punto de Salida para exportar a Uruguay por el gasoducto Cruz del Sur.

VM: Vaca Muerta. Formación geológica de esquistos generadora de gas natural, ubicada casi totalmente en la provincia de Neuquén.



## Bibliografía citada:

Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER): Framework Guidelines on Harmonised Gas Transmission Tariff Structures, FG-2 013-G-01. Ljubljana, 2013.

COMMISSION REGULATION (EU) 2017/460 of 16 March 2017: establishing a Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas - Text with EEA relevance<sup>30</sup>, (conocido como "NC\_TAR").

DNV KEMA (Netherlands) with participation of COWI (Belgium): Study on Entry-Exit Regimes in Gas, Part A: Implementation of Entry-Exit Systems, Part B: Entry-Exit Market Area Integration; by BK, MV, PS, AB, DB. By order of the European Commission – DG ENERGY. Groningen, 2013.

Folgar, CA.: Regulación antisísmica. Panorama del Sector Energético, N° 36; Noviembre de 2023; Centro de Investigación en Economía y Planificación Energética; Escuela de Economía y Negocios de la Universidad Nacional de San Martín (EEyN\_UNSAM).

Jonathan Peress, N.: Gas/Electric Coordination and Natural Gas Pipeline Deployment. National Petroleum Council Study on Oil and Natural Gas Transportation Infrastructure, Topic Paper #3-3. Washington, 2019.

Massano, CJ: Como determinar los precios de gas natural en el mercado argentino, [econojournal.com.ar](http://econojournal.com.ar) , Septiembre de 2018.

Zlotnik, A., Rudkevich, A.M. et al.: Economic Optimization of Intra-Day Gas Pipeline Flow Schedules using Transient Flow Models: Pipeline Simulation Interest Group Meeting (psig.org). Atlanta, 2017.

Elaborado por Charles J. Massano

CIEPE - Centro de Investigación en Economía y Planeamiento Energético

Editado por la Escuela de Economía y Negocios - Universidad Nacional de San Martín

[inveeyn@unsam.edu.ar](mailto:inveeyn@unsam.edu.ar) | Tel.: +54 (11) 4580-7250 Int. 136/140

---

<sup>30</sup> Significa que la reglamentación debe ser considerada para ser incorporada en el Acuerdo sobre el Área Económica Europea (EEA)