

**CONSORCIO**



**CONTRATO No. ANH-FEN 01-49/2010**

**“DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS  
TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA  
PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE LOS  
MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION”**

**INFORME FASE IA y IB**

## Tabla de contenidos

- FASE 1 A – Diagnóstico y análisis
  1. Introducción
  2. Régimen normativo del gas natural en Colombia
  3. Revisión de resultados sobre confiabilidad en estudios anteriores
  4. Identificación de los riesgos de restricción del servicio asociados a la infraestructura de suministro y transporte
  
- FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración
  1. Definición de las opciones de infraestructura
  2. Metodología para la valoración económica de cada una de las alternativas y para la determinación de su viabilidad técnica y económica
  3. Propuestas regulatorias para la remuneración de la infraestructura e inclusión de los mecanismos de remuneración en la fórmula tarifaria

# FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis

- 1. Introducción
  - La oferta insuficiente de gas natural o de capacidad de transporte (con la infraestructura operando normalmente) que origina interrupciones o restricciones (semanas o meses), afecta la **SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO**.
  - Las salidas temporarias de operación de la infraestructura de producción o de transporte, o bien una demanda diaria excepcionalmente alta, que originan interrupciones o restricciones de corto plazo (días u horas), representan fallas en la **CONFIABILIDAD** del servicio.
  - Las señales regulatorias inadecuadas o una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes pueden repercutir negativamente en la **CONTINUIDAD** de las prestaciones.

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis

- 1. Introducción – Definiciones
  - **CONFIABILIDAD:** complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones de corto plazo (algunas horas o unos pocos días) en el abastecimiento de clientes con contratos firmes de transporte y producción con respaldo físico.
  - **SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO:** capacidad del sistema (con la infraestructura operando normalmente) de proveer respaldo físico de corto, mediano y largo plazo de producción y transporte para la demanda firme.

En los últimos años ha habido cierta confusión entre estos conceptos debido a que los mismos se han superpuesto con motivo del significativo aumento de la demanda de gas natural para generación térmica asociada con los efectos del fenómeno de "El Niño" sobre la generación hidráulica. Este aspecto es una característica particular del sistema de gas natural de Colombia y requerirá soluciones en las que la combinación óptima de tipo de infraestructura y decisiones regulatorias será diferente a la de otros países con sistemas desarrollados de gas natural.

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 1. Alcance
  - El presente estudio no incluye el análisis de la situación de oferta y demanda de gas, y de las expansiones de transporte que se requerirán a largo plazo para garantizar la seguridad de abastecimiento. No obstante, las proyecciones y posibles medidas para el abastecimiento a largo plazo serán tenidas en cuenta por su incidencia en las soluciones que se propongan en materia de confiabilidad.
  - Si bien los términos de referencia limitan expresamente el análisis de confiabilidad y continuidad al suministro a los usuarios regulados de los mercados relevantes, el Consultor ha considerado que la metodología para identificar soluciones óptimas de confiabilidad y continuidad para tales usuarios requiere la consideración de todo el mercado.

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 2. Régimen normativo del gas natural en Colombia

### 2.1 Régimen normativo general

- Fundamentos constitucionales
- Regulación de la cadena de valor del gas natural
- Los servicios públicos domiciliarios

### 2.2 Confiabilidad y continuidad en el SP domiciliario de gas combustible

- Alcance de la obligación legal de confiabilidad y continuidad
- Normas recientes

### 2.3 Marco normativo para proyectos de confiabilidad

- Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte (UPME)
- Gestión ambiental, Permisos municipales y Planes de Ordenamiento Territorial

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 3. Revisión de resultados sobre confiabilidad en estudios anteriores

*3.1 Evaluación de riesgos de abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo, Arthur D. Little Inc, (2008)*

*3.2 Costos de racionamiento de electricidad y gas natural, UPME-UNIS (2004)*

*3.3 Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural, UPME (2009)*

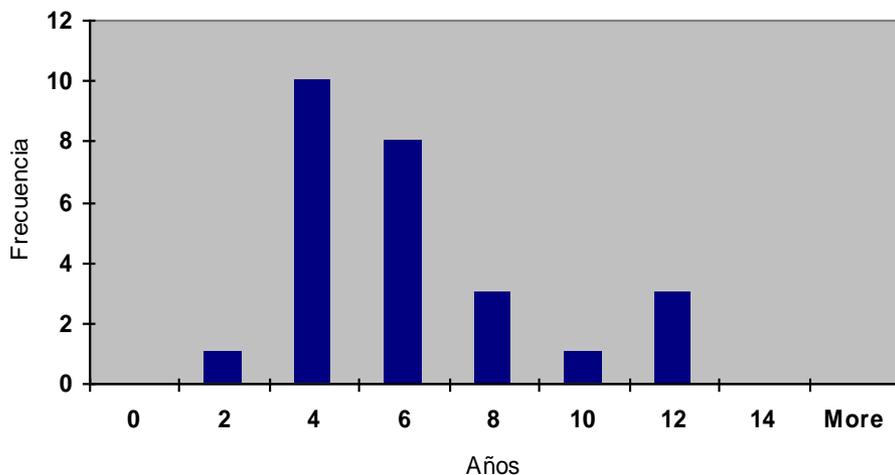
## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Seguridad de Abastecimiento - “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural” (UPME 2009)
  - Confiabilidad
    - Fallas o mantenimientos en el Sistema de Transporte
    - Fallas o mantenimientos en el Sistema de Producción
    - Dificultades operativas por una demanda excepcionalmente elevada
  - Continuidad del servicio
    - Señales regulatorias inadecuadas o una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes

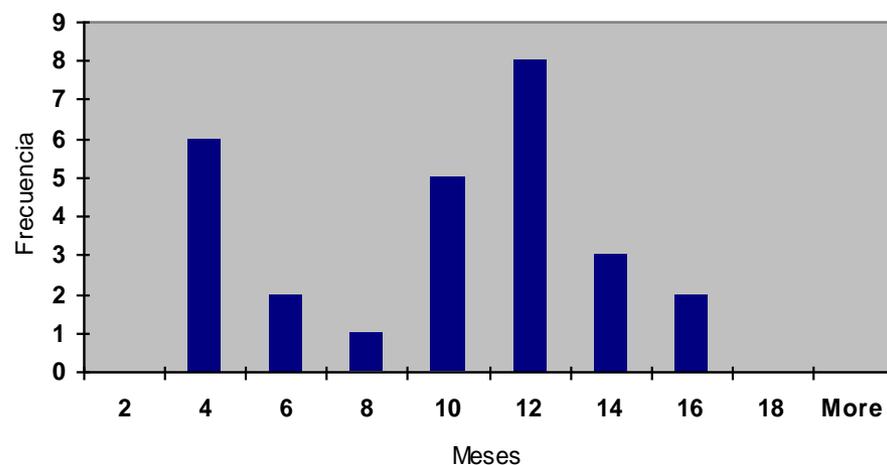
## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Seguridad de Abastecimiento – Las restricciones de la demanda de gas para generación debido al FENÓMENO DEL NIÑO constituyen en Colombia un problema de Seguridad de Abastecimiento.

**Histograma Periodo de Retorno**



**Histograma Duración**



## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

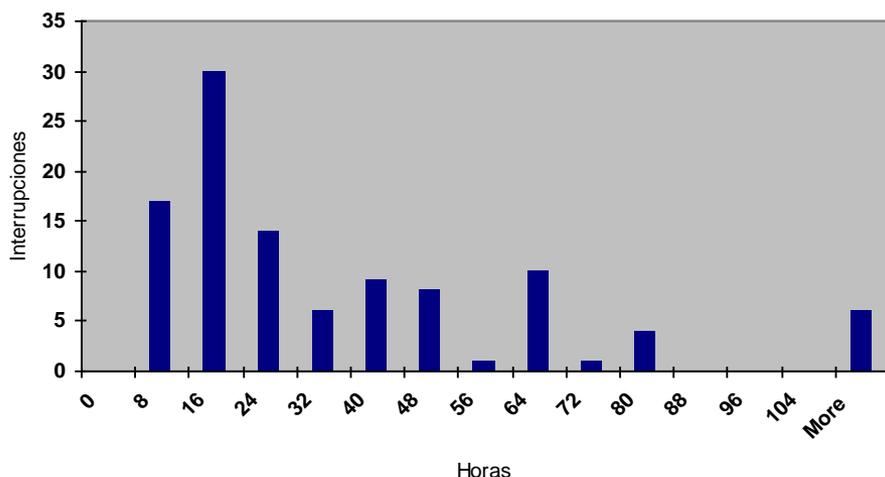
- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Confiabilidad – Fallas o mantenimientos en el Sistema de Transporte

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones c/1000km por año
TGI	2007-2010	32	104	39.24	63.68	1.5	445	12.25
PROMIGAS	2000-2010	57	34	41.39	110.87	0	960	4.14

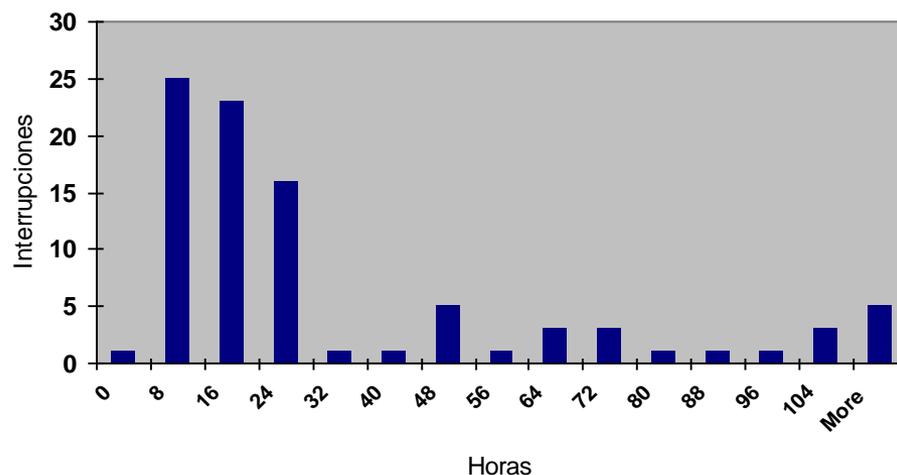
TGI: Disminución de capacidad: 30 a 40% por evento

PROMIGAS: Disminución de capacidad: 10 a 20% por evento

Histograma Interrupciones TGI



Histograma Interrupciones Promigas



## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

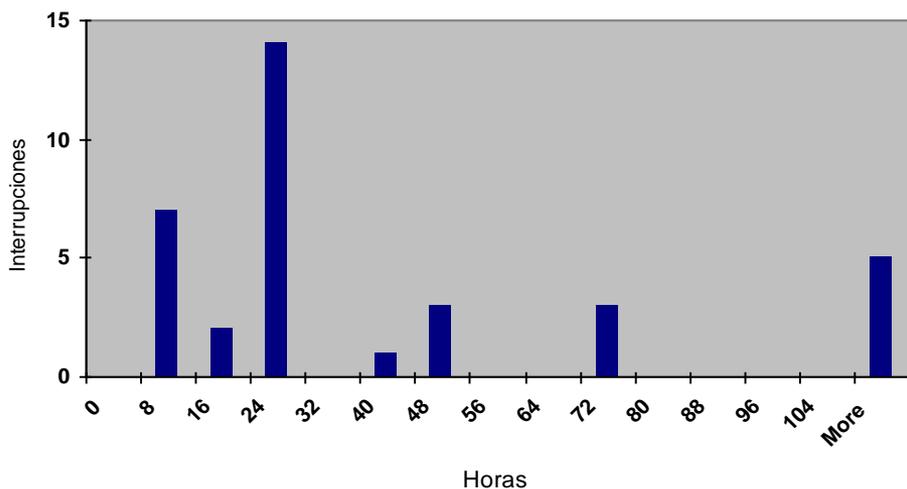
- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Confiabilidad – Fallas o mantenimientos en el Sistema de Producción

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones por año
GUAJIRA	2004-2010	7	28	43.30	49.27	1	216	5.83
CUSIANA	2004-2010	11	39	52.91	84.30	2	432	8.33

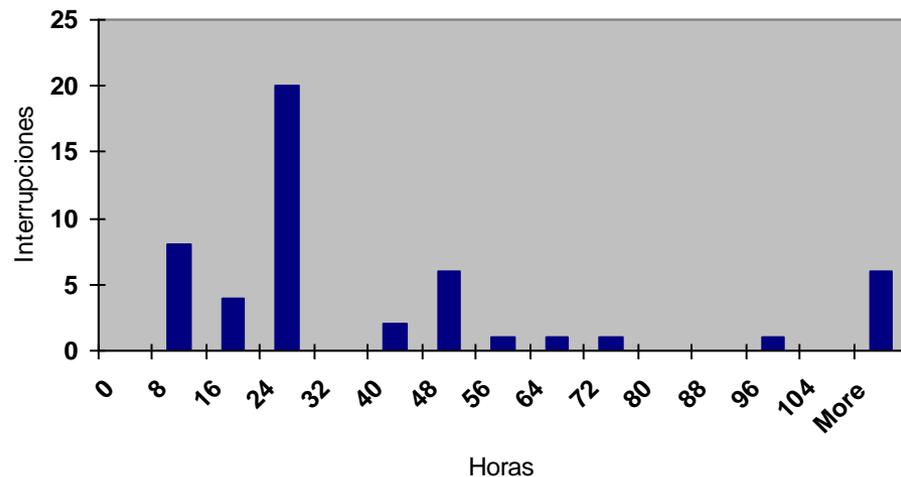
GUAJIRA: Disminución de capacidad: 40 a 45% por evento

CUSIANA: Disminución de capacidad: 10 a 20% por evento

Histograma Interrupciones Guajira

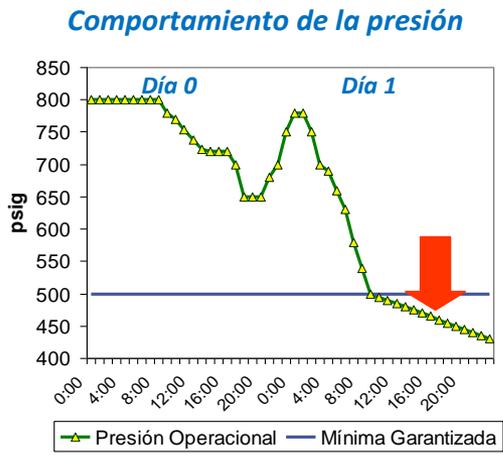
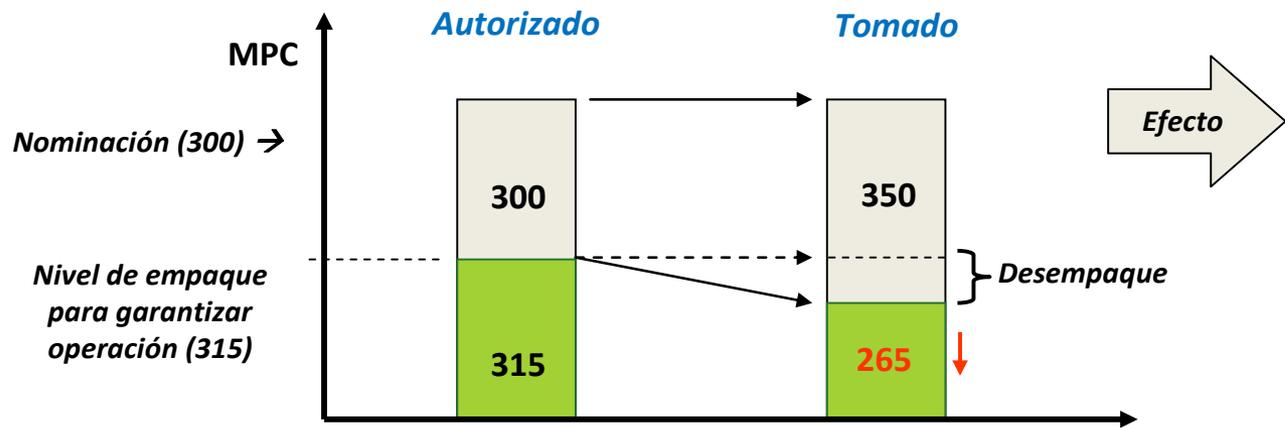


Histograma Interrupciones de Cusiana



## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Confiabilidad – Dificultades operativas por una demanda diaria súbitamente elevada
    - los tiempos de respuesta de los redespachos eléctricos no se ajustan a las condiciones operativas del transporte de gas, lo cual ocasiona desempaque del sistema de transporte, poniendo en riesgo el abastecimiento de gas debido al descenso de la presión operativa.



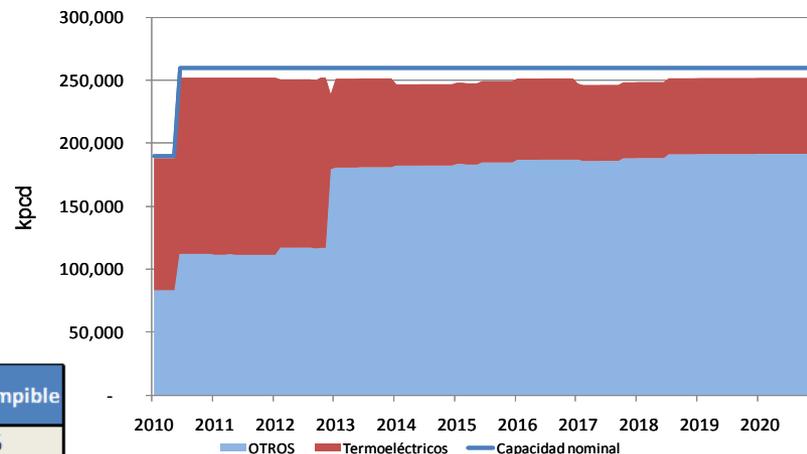
Nota: Cifras para efectos de ejercicio, no corresponden a la realidad de la operación del sistema de la Costa.

Fuente: Promigas

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 4.2 Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
  - Continuidad del servicio

Empresa	Mercado	% Firme	% Firme Condicionado	% Interrumpible
Empresa 1	Regulado	62%	37%	20%
	No Regulado	68%	9%	93%
Empresa 2	Regulado	9%	0%	224%
	No Regulado	10%	0%	303%
Empresa 3	Regulado	50%	26%	39%
	No Regulado	0%	151%	0%
Empresa 4	Total	100%		
Empresa 5	Total			100%
Empresa 6	Regulado	95%		5%
	No Regulado	93%		7%
	GNV	0%		100%
Empresa 7	Regulado	100%		
	No Regulado	0%		100%
	GNV	100%		
Empresa 8	Total	87%		13%
Empresa 9	Regulado	100%		
	GNV	100%		



Capacidad contratada Ballena-Barranacabermeja TGI

- Consumidores con contratos interrumpibles (GNV, industrias) protestaron al gobierno ante interrupciones
- Hay contratos de transporte firme sin contratos de suministro en firme asociado
- No todos los usuarios regulados están cubiertos por contratos firmes

## FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 4.3 Valoración del impacto económico de las restricciones

Sector	Costo de Interrupción (\$/MMBTU)
Doméstico	600,000
Termoeléctrico - Diesel	23,767
GNCV - Promedio	23,487
Termoeléctrico - Fuel Oil	11,080
Industrial - Promedio	10,853

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración

- 1. Definición de las opciones de infraestructura
  - Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL)
  - Almacenamientos subterráneos de Gas Natural (GN)
  - Plantas/barcos de Regasificación
  - Plantas de *peak shaving* de GNL
  - Plantas de *peak shaving* de Gas Natural Sintético (GNS)
  - Plantas de Gas Natural Comprimido (GNC)
  - Gasoductos

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 1. Capacidad y autonomía

	<b>GNC</b>	<b>Planta de Propano Aire</b>	<b>Planta de Peak Shaving LNG</b>	<b>Planta Regasificadora de GNL</b>	<b>Almacenamiento o Yacimientos Agotados/Acuiferos</b>
<b>Capacidad de Producción (MMm3/d de GN)</b>	de 0,010 a 0,2	de 0,3 a 1,5	de 2 a 8	más de 8	hasta 30
<b>Capacidad de Producción (MPCD de GN)</b>	de 0,3 a 7	de 10 a 50	de 70 a 250	más de 280	hasta 1000
<b>Autonomía promedio (días)*</b>	3	4	7	9	40

\* *Depende del tamaño del almacenamiento*

Es importante notar que todas las alternativas aquí consideradas como almacenamientos pueden ser consideradas también como de redundancia en el abastecimiento de gas si se asegura el flujo continuo del combustible (es decir, si puede garantizarse el flujo continuo de GNL por medio de barcos metaneros, o de camiones de GLP en el caso de las plantas de Propano-Aire, o de camiones de cilindros de GNC en el caso de Gas Natural Comprimido). Sin embargo debe considerarse también que, en los últimos dos casos debido a los pequeños volúmenes, la fuente de abastecimiento será necesariamente de carácter local.

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 2. Metodología para la valoración económica de las alternativas de confiabilidad
  - 2.1 Introducción
    - Clasificación de las alternativas tecnológicas y operativas para aumentar la confiabilidad
    - Modelo de Confiabilidad
  - 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes
    - Modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia
    - Modelo de confiabilidad del Sistema de Gas Natural de Colombia
    - Ejemplo de la metodología Costo-Beneficio

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### • 2.1 Introducción

Clasificación de las alternativas tecnológicas y operativas para aumentar la confiabilidad

- Almacenamientos
  - Almacenamientos de GN en formaciones naturales
  - Almacenamientos de GNL (abastecidos externamente o con licuefacción lenta)
  - Almacenamientos de GNS (Plantas de propano-aire)
  - Almacenamientos de GNC
- Redundancia en el abastecimiento de gas
  - Fuentes múltiples
  - Planta de regasificación (importación de GNL)
- Redundancia en el transporte de gas
  - Gasoductos alternativos o sobrecapacidad
- Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos
  - Ordenamientos de cortes y combustibles alternativos
  - Empaquetamiento, parqueo y mercado de desbalances
- Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural
  - Cambio de trazado o ingeniería en zonas inestables
  - Líneas redundantes en plantas de tratamiento de gas

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- Modelo de confiabilidad

Mediante una metodología probabilística costo-beneficio se puede determinar en forma objetiva

- La confiabilidad actual de los distintos mercados relevantes a partir de la información de la estadística de fallas del sistema de transporte y distribución y de las características de la demanda.
- El volumen, duración y frecuencia promedio de las interrupciones y, por lo tanto, el costo de las fallas correspondientes a la actual situación de confiabilidad.
- La confiabilidad de los distintos mercados relevantes cuando se adoptan distintas tecnologías de mitigación.
- El costo total al sistema, incluyendo los costos originados por las fallas en la situación de confiabilidad mejorada y las distintas inversiones de confiabilidad locales y regionales adoptadas.
- Seleccionar las inversiones y soluciones operativas que minimizan el costo total

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- **2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes**

Para determinar el nivel aceptable de restricciones desde un punto de vista económico se requiere:

- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción, utilizando la correspondiente distribución estadística de la demanda, la oferta y la capacidad de transporte.
- Simulación de la secuencia de corte a los distintos clientes firmes, y de los costos correspondientes para cada nivel de restricción. Para cada nivel de restricción deben estimarse los costos reales originados en cada cliente (por ejemplo, los costos asociados a la utilización de combustibles alternativos o a la pérdida de producción si lo anterior no fuera posible).
- Para cada nivel de restricción, multiplicar la probabilidad de ocurrencia de dicho nivel por los costos asociados.
- Sumar los resultados del paso anterior en todo el rango de restricciones posible. Ese total representa los costos o pérdidas económicas asociadas al nivel de infraestructura bajo análisis.

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### • 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes (Continuación)

Para poder realizar el análisis anterior se requiere:

- Realizar un modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia que permita simular las decisiones de los agentes económicos para cualquier situación de la demanda, el transporte y la producción.
- Desarrollar un modelo de confiabilidad asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, y obteniendo por simulación una estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados.
- Utilizar el modelo anterior para distintas opciones técnicamente viables a los efectos de seleccionar las inversiones locales, regionales o nacionales y las soluciones operativas que minimizan el costo total.

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficiente (Continuación)
  - Modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia

Nodos de demanda, centros de producción y segmentos de gasoductos



$D_i$  Demanda del nodo  $i$

$I_i$  Inyección en la Cuenca  $i$

$CA_i$  Combustible alternativo o energía no suministrada en el nodo  $i$

$Q_{IN}$  Caudal del gasoducto entrante

$Q_{OUT}$  Caudal del gasoducto saliente

$CT0_j$  Capacidad de transporte del gasoducto  $j$

$\Delta CT_j$  Incremento de la capacidad de transporte del gasoducto  $j$

$I_{MAXi}$  Inyección máxima de la cuenca  $i$

$PG_i$  Precio del gas en el nodo  $i$

$PCA_i$  Precio del combustible alternativo o costo de la energía no suministrada en el nodo  $i$

$TT_j$  Tarifa de transporte en el tramo  $j$

$\alpha_j TT_j$  Sobretarifa de transporte en el tramo  $j$  requerida para hacer una expansión del tramo

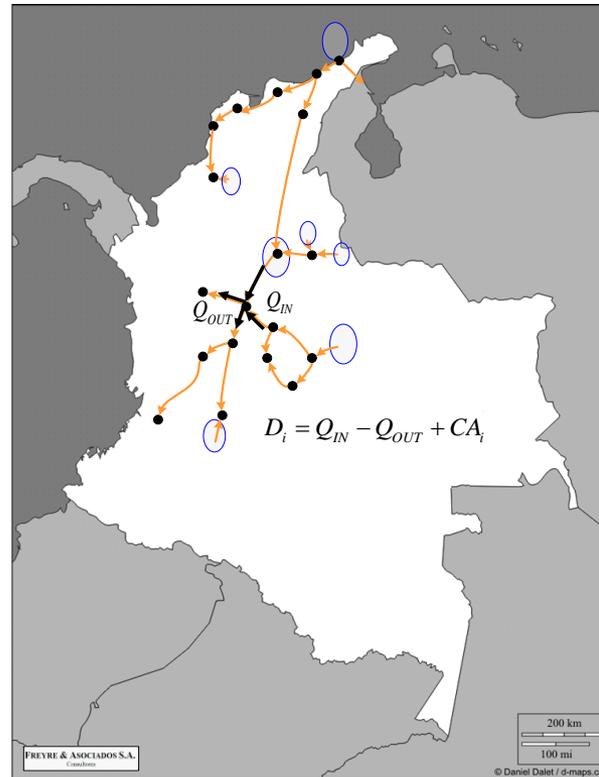
## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes (Continuación)
  - Modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia

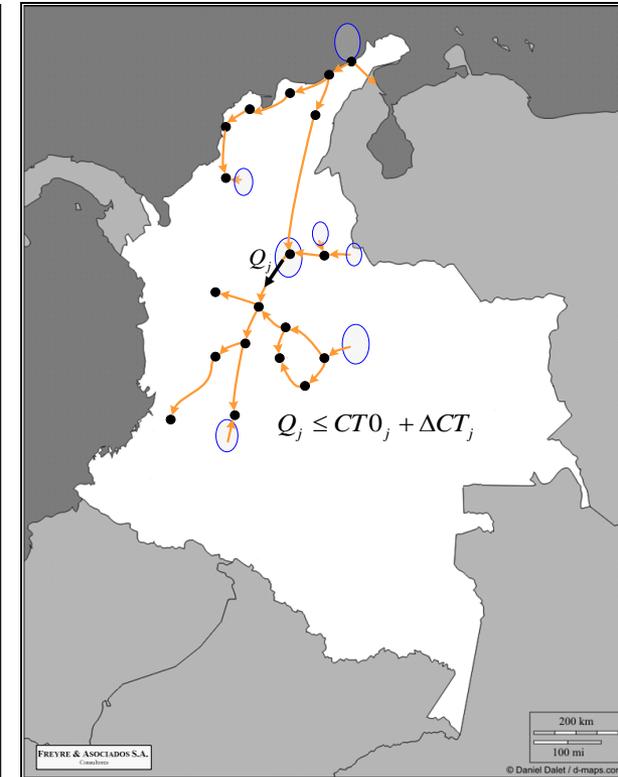
Nodos de demanda, centros de producción y segmentos de gasoductos



Abastecimiento de la demanda



Restricciones de transporte

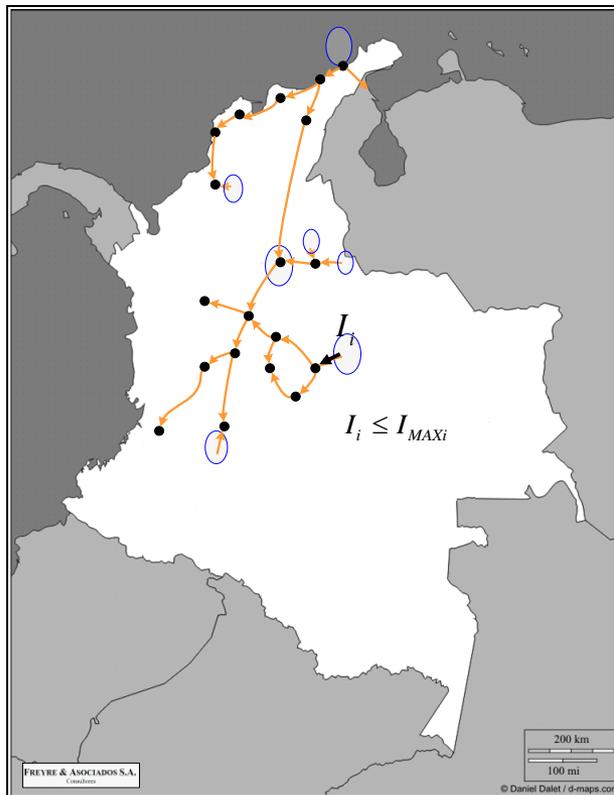


## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes (Continuación)
  - Modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia

Nodos de demanda, centros de producción y segmentos de gasoductos

Restricciones de producción



El modelo logístico satisface la demanda, minimizando el costo total de abastecimiento y cumpliendo con las restricciones, simulando el comportamiento de los agentes económicos:

$$\sum_i I_i * PG_i + \sum_j Q_j * TT_j + \sum_j \Delta CT_j * \alpha_j * TT_j + \sum_i CA_i PCA_i$$

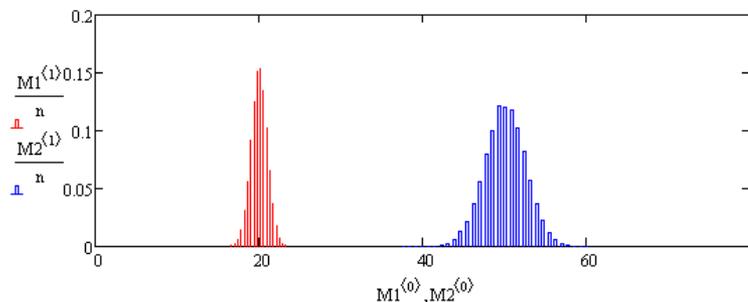
Utilizando programación lineal se obtienen como resultado las inyecciones en cada cuenca productiva, los caudales en cada gasoducto, y el combustible alternativo o energía no suministrada en cada nodo de demanda.

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

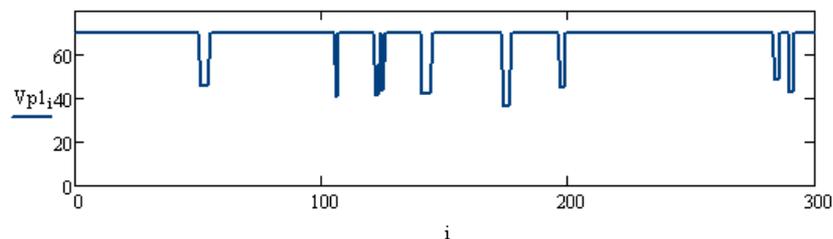
- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes** (Continuación)
  - Modelo de confiabilidad del Sistema de Gas Natural de Colombia

Para cada día de un año dado se generan las demandas en cada nodo, las capacidades de transporte en cada segmento y las capacidades de producción en cada cuenca y se corre el modelo descrito en la sección precedente para determinar el abastecimiento óptimo de la demanda de acuerdo con las condiciones del sistema

Generación de la demanda en cada nodo



Ejemplo de la simulación de capacidad de transporte y producción en un año dado



La simulación de cada año se repite 100 veces, obteniéndose las estadísticas de las restricciones y utilización de combustible alternativo en cada mercado relevante, la secuencia de corte a los distintos tipos de clientes y los costos totales (incluidos los costos derivados de las fallas del sistema).

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes (Continuación)
  - Ejemplo de aplicación de la metodología costo-beneficio

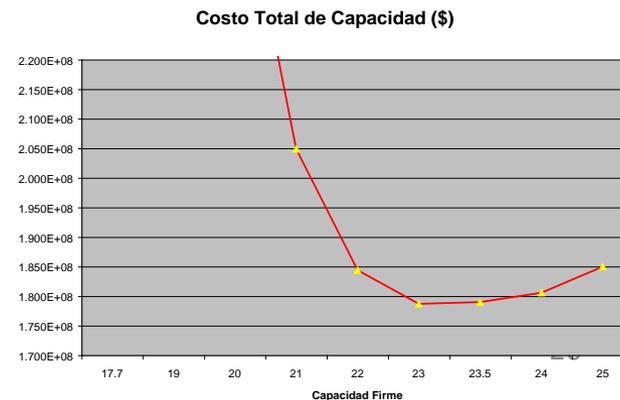
Para cada día se generan las demandas de los distintos usuarios y las capacidades de transporte y producción.

Se determina el volumen de gas a ser cortado para cada tipo de usuario siguiendo el orden de cortes establecido.

Para cada clase de cliente con restricciones, se multiplica sus volúmenes de corte por los costos por unidad de volumen previamente establecidos.

Se suman las pérdidas sufridas por el total de clientes con restricciones

Se repite el procedimiento realizando la simulación para un número suficientemente elevado de años y se determina la estadística resultante.



## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

- **2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes** (Continuación)
  - Ejemplo de aplicación de la metodología costo-beneficio

Con esta metodología ese puede calcular la estadística de las restricciones que se esperan para las distintas categorías de usuarios.

El regulador podría utilizar esta metodología para evaluar el costo óptimo de otras alternativas de confiabilidad y seleccionar la que resulte en el costo total mínimo.

Por otra parte, el regulador debería también estudiar las estadísticas de los cortes a los distintos tipos de usuarios para evaluar si la confiabilidad resultante es la adecuada en relación con las expectativas de la sociedad y la política energética del país. Los niveles de confiabilidad así obtenidos podrían ser establecidos por el regulador como un objetivo específico a ser satisfecho por las distribuidoras.

El costo de la infraestructura asociada podría ser utilizado por el regulador para fijar el cargo de confiabilidad y mediante una metodología de "price-cap" permitir que la distribuidora determine las inversiones de confiabilidad que considere más adecuadas.

Capacidad de Transporte (MM m <sup>3</sup> /d)	Baja Presión en usuarios Residenciales (Días/año)	Cortes a usuarios GNV (Días/año)	Cortes a usuarios firmes (Días/año)
17.7	3.2	8.4	21.3
19	0.97	3.1	10.5
20	0.36	1.3	5.1
21	0.05	0.4	2.3
22	0.03	0.10	0.90
23	0	0.03	0.32
24	0	0.01	0.05
25	0	0	0.03

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3. Remuneración de la Infraestructura: propuestas regulatorias. Criterios.

-Incluye:

1. Infraestructura de **seguridad de abastecimiento** (respaldo físico) por su incidencia en la confiabilidad
2. Infraestructura de **confiabilidad** (interrupciones por fallas, mantenimientos o dificultades operativas)
3. Propuestas vinculadas a la **continuidad** del suministro (adecuada gestión de los contratos)

- Preservar mecanismos previstos en regulaciones y propuestas vigentes, considerando que se deben establecer las metodologías de remuneración del T, del D y se debe fijar la fórmula tarifaria general del CU, que contiene propuesto un cargo de confiabilidad de gas. Este cargo de confiabilidad de gas puede estar compuesto de un cargo de confiabilidad de producción, uno de transporte y uno de distribución según el caso.

- Profundización en Fase 2 según alternativas seleccionadas

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3. Remuneración de la Infraestructura

1. Infraestructura de **seguridad de abastecimiento**
  - 1.1 Infraestructura de regasificación de GNL
  - 1.2 Inversiones en infraestructura de producción
  - 1.3 Inversiones en infraestructura de transporte
2. Infraestructura de **confiabilidad**
  - 2.1 Almacenamientos: peak-shaving (GNL), propano aire (GNS), suministro de GNC, almacenamientos naturales (GN)
  - 2.2 Redundancia en abastecimiento de gas
  - 2.3 Redundancia en transporte de gas
  - 2.4 Disminución de fallas en infraestructura P y T
  - 2.5 Manejo operativo y utilización combustibles alternativos
3. Propuestas regulatorias vinculadas a la **continuidad** del suministro

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.1 Infraestructura Seguridad de Abastecimiento

#### 3.1.1 Infraestructura de regasificación (barco o planta) de GNL

##### *Marco regulatorio:*

- Decreto 4670 de 2008, art. 5: faculta a CREG para implementar mecanismos que incentiven importación de gas
- Res. CREG 95 de 2008, art. 19: gas importado como alternativa de respaldo físico de contratos de suministro en firme
- **Res. CREG 22 de 2009, art. 26** (en consulta):
  - Infraestructura de uso común y libre acceso
  - Desarrollada por agentes sin interés económico en Comercialización
  - MME: evalúa necesidad del proyecto de regasificación y realiza convocatoria para establecer costos
  - CREG: establece esquema de remuneración conforme a costos establecidos; puede aplicar mecanismo de estampilla

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.1 Infraestructura Seguridad de Abastecimiento (Continuación)

#### 3.1.1 Infraestructura de regasificación (barco o planta) de GNL

- *Libre acceso:* cuando la inversión es privada, la excepción temporal al acceso abierto puede viabilizar proyecto que no se realizaría en otras condiciones (ej: Chile, USA, Unión Europea)
- *Mecanismos de selección del proyecto:* variados en la experiencia internacional, según contexto (ej: casos Chile, Argentina, Brasil, México). Colombia: aplicar convocatoria de proyectos por MME para identificar interesados y costos
- *Remuneración:*
  - a) Costos fijos de inversión y mantenimiento
  - b) Costos variables

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.1 Infraestructura Seguridad de Abastecimiento (Continuación)

#### 3.1.1 Infraestructura de regasificación (barco o planta) de GNL

##### a) *Remuneración costos fijos de inversión y mantenimiento*

a.1) Financiación por Agentes (sector eléctrico)

a.2) Financiación por todo el sistema: inclusión de "Cargo de Seguridad de Abastecimiento" en fórmula tarifaria de transporte; extensión a los contratos de transporte negociados por usuarios no regulados; transportador puede actuar como agente de percepción de un cargo estampilla.

b) *Remuneración costos variables de operación y combustible*: por Agentes que requieran el suministro, mediante operaciones spot o contratos de gas + servicio regasificación

#### 3.1.2 Inversiones en infraestructura de producción

- a través de la regulación de la comercialización, generar incentivos para que los productores realicen inversiones en exploración y producción
- programas para "energía nueva": nuevas tecnologías, nuevos descubrimientos, volúmenes adicionales a los comprometidos
- Ej: Programa Gas Plus de Argentina

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.1 Infraestructura Seguridad de Abastecimiento (Continuación)

#### **3.1.3 Inversiones en infraestructura de transporte** (expansiones para conectar nuevas fuentes o volúmenes con la demanda)

Aplican criterios generales para la expansión del transporte propuestos en la **Res.**

#### **CREG 22 de 2009:**

##### *a) Expansiones sobre Activos Existentes*

a.1) previstas en el Programa de Nuevas Inversiones (PNI): hasta el 3% del valor del activo existente, integran Inversión Base; superior al 3% se remunera como Factor K

a.2) NO previstas en el PNI: se incluirán en Inversión Base del siguiente período tarifario; mientras, aplican cargos vigentes para activo existente o solicitud de cargo independiente

*b) Expansión en Nuevos Proyectos:* mecanismo competitivo iniciado por Agente o Remitente interesado

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.2 Alternativas de Confiabilidad

#### *Marco regulatorio*

- **Decreto 2687 de 2008, art. 14:** transportadores, distribuidores o cualquier otro Agente que establezca la CREG, podrán incluir en plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad; la CREG establecerá (i) los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse, y (ii) el esquema tarifario que debe remunerar las inversiones eficientes que presenten los Agentes
- **Res. CREG 75 de 2008:** el Distribuidor-Comercializador puede complementar sus contratos en firme con infraestructura, y una vez que agote los mecanismos de compra previstos: contratos de almacenamiento, contratos de respaldo, uso de combustibles alternativos, previa autorización de la CREG cuando implique modificación de fórmulas tarifarias

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.2 Alternativas de Confiabilidad (Continuación)

#### 3.2.1 Almacenamientos (GNL-GNS-GNC)

- Res. CREG 22 de 2009, num. 5.3: sistemas de almacenamiento no serán considerados para el cálculo de los cargos de transporte; sus costos serán cubiertos por los usuarios que se beneficien de los mismos
- Res. CREG 178 de 2009, art. : incluye Cargo de Confiabilidad en el cargo variable de la fórmula tarifaria de distribución
- Modalidad de la remuneración:
  - proyecto específico
  - price-cap

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.2 Alternativas de Confiabilidad (Continuación)

**3.2.2 Redundancia en abastecimiento de gas:** coincide con las soluciones para seguridad de abastecimiento

**3.2.3. Redundancia en transporte (sin demanda firme)**

- Res. CREG 22 de 2009 propone aplicar mecanismo general para expansiones de transporte: las necesidades de expansión las identifica el transportador y las ejecuta si tiene respaldo contractual
- Para redundancias: se recomienda incluir Cargo de Confiabilidad en fórmula tarifaria de transporte

**3.2.4 Disminución de fallas infraestructura producción y transporte:** coincide con mecanismos para redundancia en transporte

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.2 Alternativas de Confiabilidad (Continuación)

#### 3.2.5 Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos

a) *Manejo operativo: empaquetamiento* (permite manejar variaciones de corto plazo en la oferta o demanda)

Res. CREG 22 de 2009, num. 5.4: que todos los remitentes remuneren costo del empaquetamiento; se incluye en la Inversión Base como activo no depreciable

b) *Utilización coordinada de combustibles alternativos* (permite manejar aumento inesperado de demanda de gas para generación térmica). Definir (i) mecanismo para implementación óptima y ordenada de la sustitución; y (ii) qué sector soportará costos derivados de la sustitución.

Ej: Programa de Energía Total (Argentina): coordina ENARSA; Estado subsidia diferencias entre gas y combustible alternativo

## FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

### 3.3 Otras propuestas regulatorias

#### 3.3.1 Regulaciones referidas a la gestión de los contratos de gas

- Normas deben reflejar la realidad
- Antecedente: mecanismos del Decreto 2687 de 2008
- Prioridad de abastecimiento demanda interna
- Prioridad demanda residencial y comercial (ininterrumpibles)
- Incluir GNV

#### 3.3.2 Revisión aspectos regulatorios que inciden sobre inversiones de confiabilidad

- definición del grado de confiabilidad
- alcance del factor de utilización normativo
- régimen de compensaciones a usuarios por incumplimiento nivel de confiabilidad
- régimen de compensaciones a remitentes por interrupciones de transporte no autorizadas legalmente
- cargo de confiabilidad en transporte
- optimización desde el punto de vista de la confiabilidad de los servicios de parqueo, empaquetamiento y compensación de desbalances.

**GRACIAS POR SU ATENCIÓN**