

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 FINAL y RECOMENDACIONES

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 2 B - Recomendaciones

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)

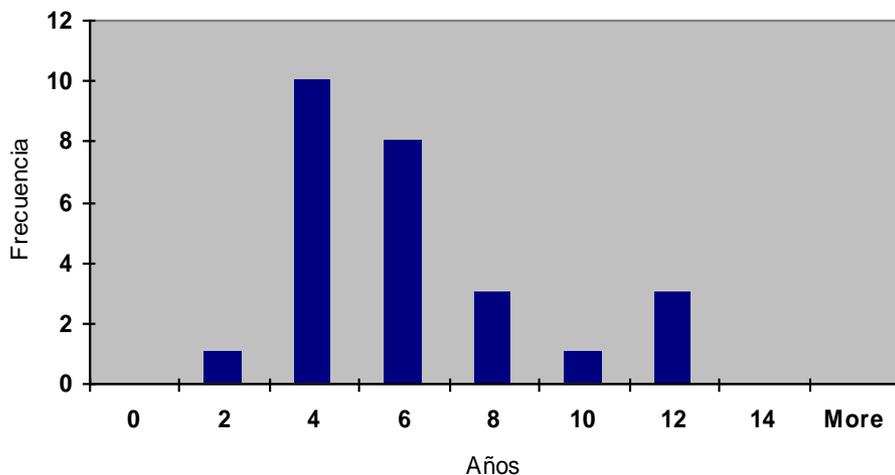
Revisión de:

- Régimen normativo del gas natural en Colombia
- Revisión de resultados sobre confiabilidad en estudios anteriores
- Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia

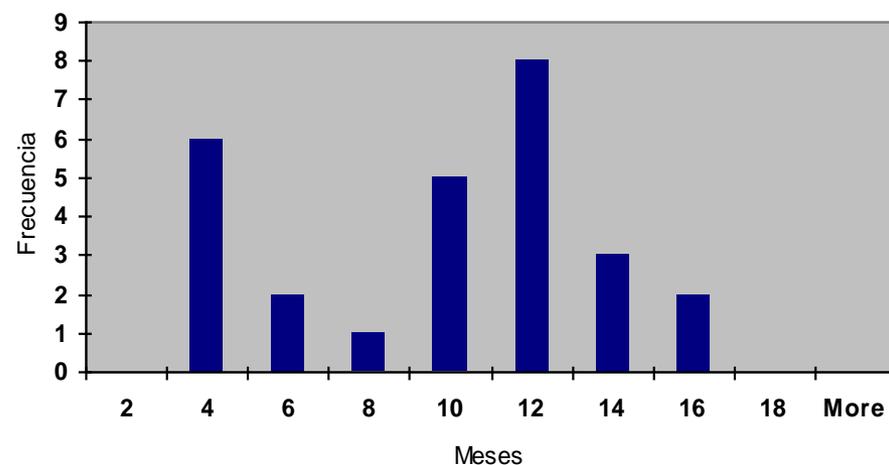
FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

- 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)

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

Tramos de transporte	Longitud	Capacidad máxima	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen
	km	MPCD		horas	horas		
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
La Guajira - Magdalena	90	533.6	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
Magdalena - Atlantico	107	533.6	0.44	41.39	110.87	0.10	0.20
Atlantico - Bolivar	113	240.0	0.47	41.39	110.87	0.10	0.20
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	0.38	41.39	110.87	0.10	0.20
P. Ballena - Cesar	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	3.56	39.40	65.00	-	0.36
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.81	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Vasconia	92	170.0	1.13	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Bogota	114	155.0	2.15	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Cundboy	188	392.0	1.85	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Villavicencio	148	30.0	2.46	39.40	65.00	-	0.36
Villavicencio - Bogota	121	17.3	1.48	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Mariquita	122	134.0	2.46	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - CQR	185	134.0	5.23	39.40	65.00	-	0.42
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	3.69	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	1.54	39.40	65.00	-	0.42

FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

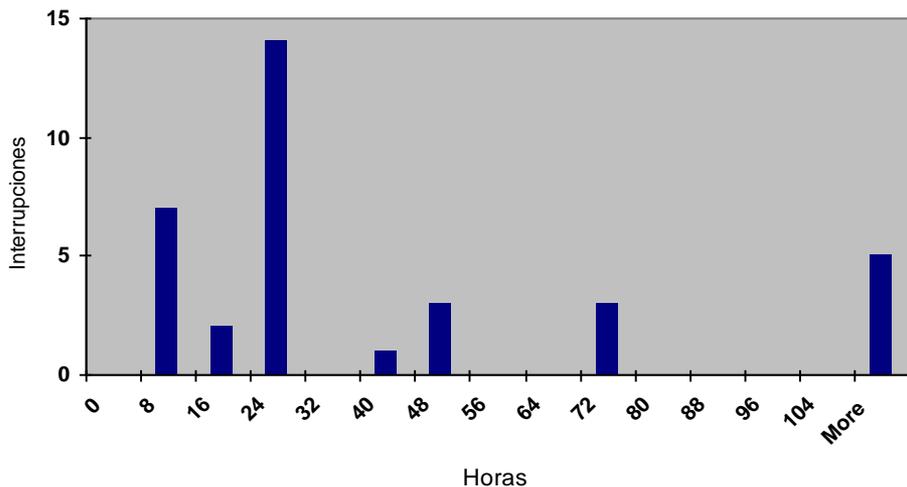
- Identificación de las causas de restricción y probabilidad de ocurrencia
 - Confiabilidad – Fallas o mantenimientos en el Sistema de Producción

	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

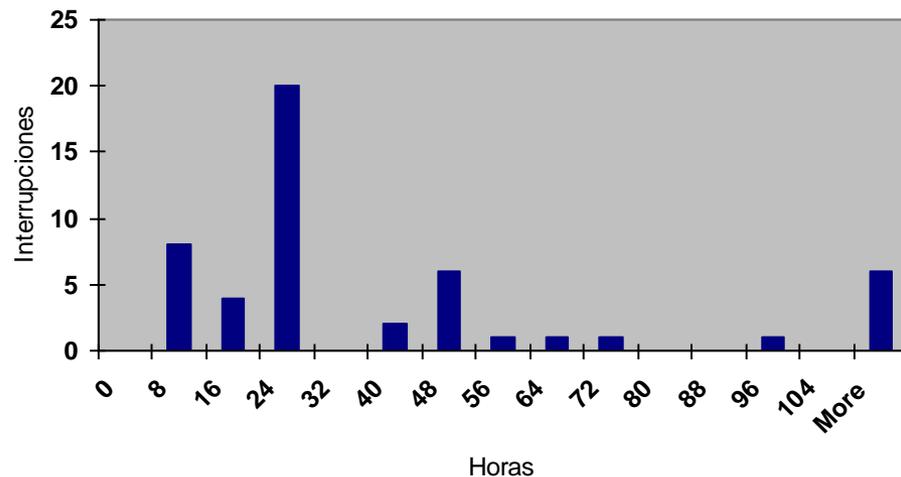
GUAJIRA: Disminución de capacidad: 40 a 45% por evento

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

Histograma Interrupciones Guajira



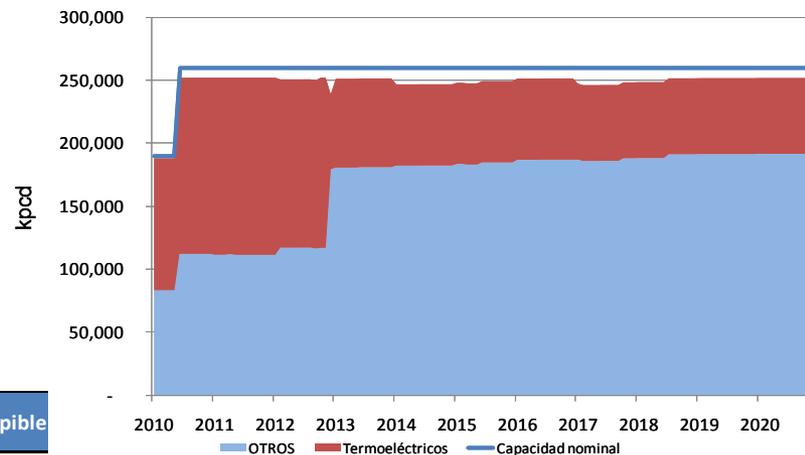
Histograma Interrupciones de Cusiana



FASE 1 A – Diagnóstico y Análisis (Continuación)

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

Empresa	Mercado	% Firme	% Firme Condicionado	% Interrumpible
GAS NATURAL S.A. ESP	Regulado	62%	37%	20%
	No Regulado	68%	9%	93%
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	Regulado	9%	0%	224%
	No Regulado	10%	0%	303%
GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP	Regulado	50%	26%	39%
	No Regulado	0%	151%	0%
SURTIGAS S.A. ESP	Total	100%		
METROGAS S.A. ESP	Total			100%
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	Regulado	95%		5%
	No Regulado	93%		7%
	GNV	0%		100%
GASES DEL CARIBE S.A. ESP	Regulado	100%		
	No Regulado	0%		100%
	GNV	100%		
EPM	Total	87%		13%
GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	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)

- Valoración del impacto económico de las restricciones

Nodos	Costo Residen-Comercial	Costo GNV	Costo Industrial	Costo Termo-eléctrica
	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu
P. Ballena	100.0	12.1	11.5	12.3
La Guajira	100.0	12.1	11.5	12.3
Magdalena	100.0	12.1	11.5	12.3
Atlántico	100.0	12.1	11.5	12.3
Bolivar	100.0	12.1	11.5	12.3
Cordoba-Sucre	100.0	12.1	11.5	12.3
Cesar	100.0	12.1	11.5	12.3
Barranca Bermeja	100.0	12.1	11.5	12.3
Bucamaranga	100.0	12.1	11.5	12.3
Antioquia	100.0	12.1	11.5	12.3
Vasconia	100.0	12.1	11.5	12.3
Cundboy	100.0	12.1	11.5	12.3
GBS	100.0	12.1	11.5	12.3
Villavicencio	100.0	12.1	11.5	12.3
Bogota	100.0	12.1	11.5	12.3
Mariquita	100.0	12.1	11.5	12.3
CQR	100.0	12.1	11.5	12.3
Valle del Cauca	100.0	12.1	11.5	12.3
Tolima-Huila	100.0	12.1	11.5	12.3

FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración

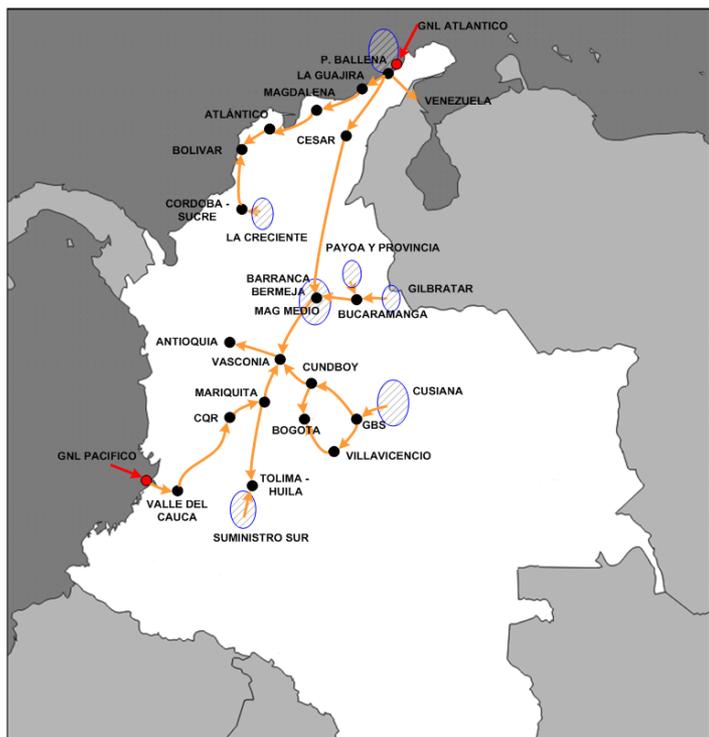
- 1. Definición de las opciones de infraestructura
 - Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL)
 - Almacenamientos subterráneos de Gas Natural (GN)
 - Plantas/barcos de Regasificación
 - Plantas de *peak shaving* de GNL
 - Plantas de *peak shaving* de Gas Natural Sintético (GNS)
 - Plantas de Gas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

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

• 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

ΔCT_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

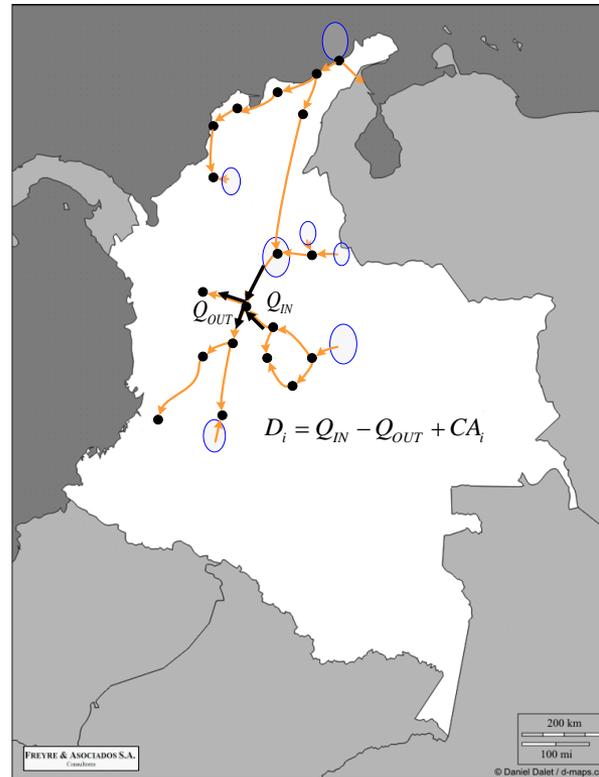
FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

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

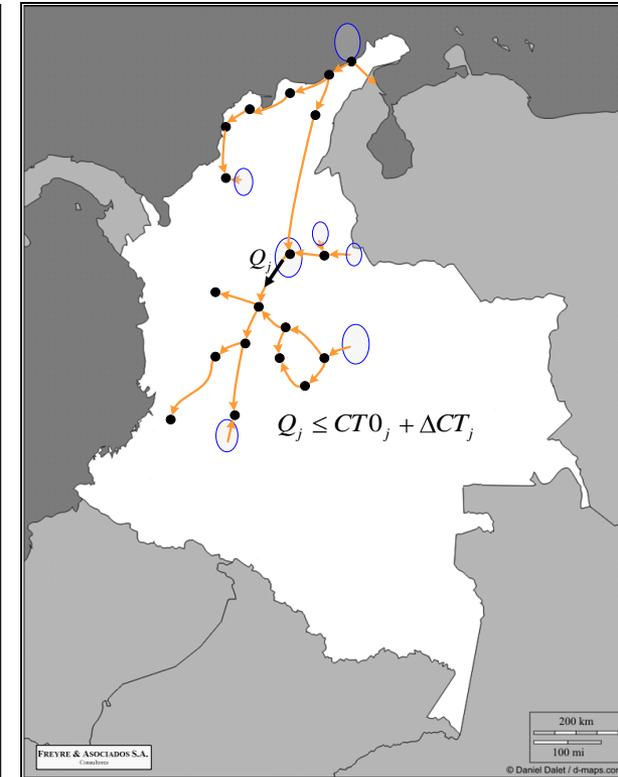
Nodos de demanda, centros de producción y segmentos de gasoductos



Abastecimiento de la demanda



Restricciones de transporte



"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 Comercialización"

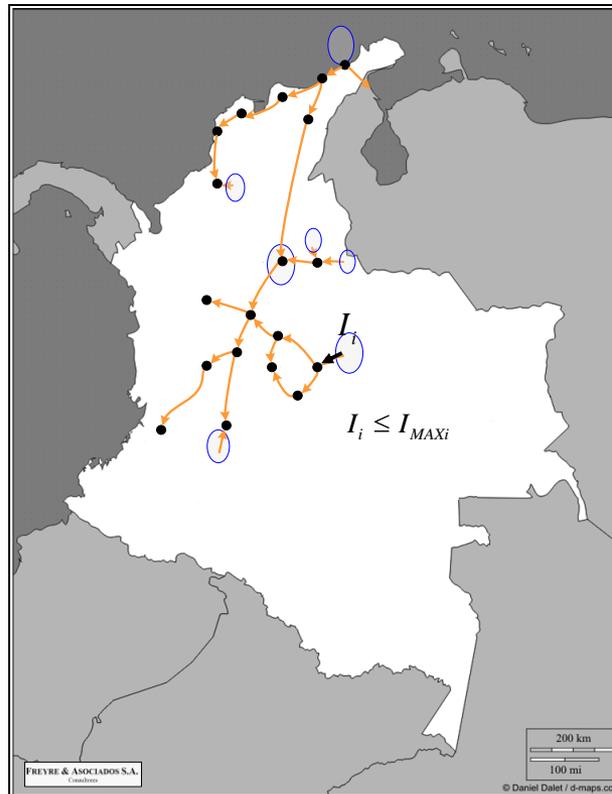
FASE 1 B – Definición de Alternativas y Metodologías de Remuneración (Continuación)

• 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
$$\sum_i I_i \times PG_i + \sum_j Q_j \times TT_j + \sum_i Restr_i \times Crestr_i + \sum_i CA_i \times PCA_i$$



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

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)

Descripción del Modelo (CONT.)

□ Aplicación de la metodología:

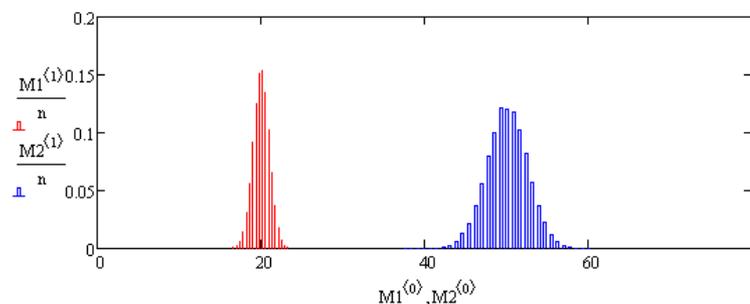
- Realizar un modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia para simular las decisiones de los agentes para cualquier situación de demanda, transporte y producción.
- Desarrollar un modelo de confiabilidad asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, que permita estimar la probabilidad de ocurrencia de las restricciones en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados.
- Utilizar el modelo anterior para distintas opciones técnicamente viables para 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)

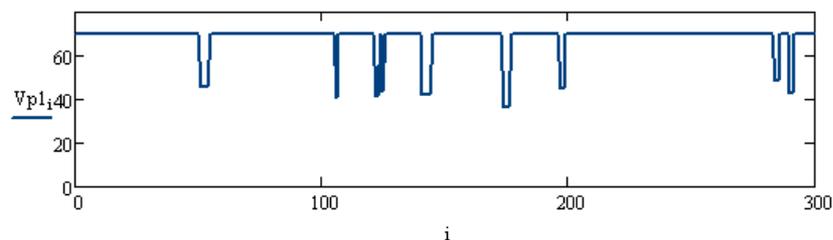
- 2.2 Metodología para la selección de las alternativas más eficientes** (Continuación)
 - Modelo de confiabilidad del Sistema de Gas Natural de Colombia

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 200 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 2 B - Informe II: Recomendaciones Escenarios

□ Fin del 2011

- Sin proyectos de confiabilidad ni de seguridad de abastecimiento.
- Inversiones en planta de aminas en Cusiana.
- Almacenamiento subterráneo.
- Peak-shaving GNL en Bogotá.
- Barco regasificador de GNL en Costa Atlántica.
- Barco regasificador de GNL en la Costa del Pacífico.
- Plantas de propano aire.

□ 2018

- Barco regasificador de GNL en la Costa Atlántica.
- GNL Atlántico + Inversiones en planta de aminas en Cusiana.
- GNL Atlántico + Almacenamiento subterráneo.
- GNL Atlántico + Peak-shaving GNL en Bogotá.
- GNL Atlántico + Barco regasificador de GNL en la Costa Pacífica.
- GNL Atlántico + Plantas de propano aire.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Datos: Fin 2011

Demanda:

- UPME.
- En generación térmica se consideró la demanda real durante el fenómeno de "El Niño".
- Se incorpora en la demanda de generación eléctrica el consumo potencial de gas de las centrales que operaron con combustibles líquidos (Termovalle, Termoemcali y Merilectrica 2009-2010).

Capacidades de Producción:

- Se incrementan los niveles de producción de Cusiana y La Creciente, según lo informado por los productores para fin del año 2011.

Capacidades de Transporte:

- Se incrementa la capacidad de transporte Cusiana-Vasconia/Bogotá (Tramos GBS – Cundboy, Cundboy – Vasconia, y Cundboy – Bogotá) según lo previsto por los transportadores para fines del año 2011 .

Seguridad de Abastecimiento:

- Demanda media = 1287 MPCD 151 durante los períodos de sequía (incluyendo 200 MPCD de exportaciones a Venezuela). La demanda térmica disminuye 364 MPCD en el escenario base de la UPME.
- Inyección máxima = 1194 MPCD

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Datos: Fin 2011

Caso base: Situación de demanda, producción y transporte de fines del año 2011.

Proyectos de Seguridad de Abastecimiento.

Puntos de Inyección	Inyección máxima	Costo Combust.	Inversión	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	TIPO
	MPCD	u\$/MMBTu	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	
LNG Atlantico	250	5.0	250	9	14.4	20	105.8	130.5	Barco Reg
LNG Pacifico	250	5.0	250	9	14.4	20	105.8	130.5	Barco Reg

Proyectos de Confiabilidad.

Inyección máxima en P. Confiab.	Costo Combust.	Inversion en Planta de Confiab.	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	Capacidad de Almacenam	Días para llenado	TIPO
MPCD	u\$/MMBTu	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	MPC		
170	5.0	179.8	4.5	11.31	20	63.1	75.4	700	109	PS. GNL
140	5.0	141	1.0	11.31	20	49.5	52.2	20,000	200	Almacenam
25	20.4	15	0.4	11.31	20	5.3	6.4	175	7	PS. Prop
		100.0	-	11.31	20	35.1	35.1			Cusiana P. Aminas

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Resultados: Fin 2011

- Sin inversiones de confiabilidad el costo de las restricciones alcanza los 388 MMU\$ anuales.
- Los niveles de restricción son particularmente elevados en el Valle del Cauca y Tolima-Huila (donde también pueden esperarse restricciones al GNV) por encontrarse al final del sistema de abastecimiento, y en Antioquia donde existe insuficiente capacidad de transporte para abastecer la demanda potencial de la central térmica Termosierra. En este último caso las restricciones al resto de los usuarios no se materializan cuando la central térmica funciona con otros combustibles.
- La situación en Bogotá y alrededores mejora sustancialmente hacia fines del 2011, en relación con la situación actual, al aumentar significativamente la capacidad de inyección en Cusiana.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Resultados: Fin 2011

- El abastecimiento del sur del sistema y de la central Termosierra podría mejorarse ligeramente aumentando la capacidad de transporte entre Vasconia y Mariquita y entre Vasconia y Antioquia, aprovechando volúmenes que de otra manera se exportan a Venezuela.
- Debido a la naturaleza del problema colombiano, las soluciones de confiabilidad no aportan una solución económica ya que su diseño está relacionado con problemas puntuales de producción o transporte, o bien una demanda diaria excepcionalmente elevada que ocurre pocos días por año, pero no para asistir al sistema ante situaciones que se prolongan durante meses.
- A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que Colombia se encuentra enfrentada a un problema de Seguridad de Abastecimiento, cuya evolución futura depende de los niveles de declinación de La Guajira, las posibilidades de incremento de producción en Cusiana, los descubrimientos de otros yacimientos, y las posibilidades de importación de gas natural desde Venezuela.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Resultados: Fin 2011

PROYECTO	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Pacífico (incluye inv. Transporte)	1,776.9	25.5	10.1	-	181.3	67.1	2,061.0
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico (incluye inv. Transporte)	1,586.5	121.1	54.5	-	293.0	117.2	2,172.2
Situación a fines del 2011 con Almac. Subterráneo	1,509.0	23.2	345.0	101.4	222.7	19.1	2,220.4
Situación a fines del 2011 sin proyectos de confiabilidad	1,548.4	48.5	388.1	-	242.2	-	2,227.2
Situación a fines del 2011 con inversión de confiabilidad en Cusiana	1,556.5	51.5	366.4	-	243.0	12.8	2,230.1
Situación a fines del 2011 con Planta de PS GNL en Bogota	1,544.1	45.8	387.1	9.5	239.9	27.5	2,253.9
Situación a fines del 2011 con 7 plantas de Propano - Aire	1,548.4	48.5	388.1	-	242.2	42.4	2,269.6

- Teniendo en cuenta razones de costo y plazo de puesta en marcha, así como también la flexibilidad que requiere el hecho de que la ubicación óptima de una planta de GNL puede cambiar con los resultados de descubrimientos futuros, resulta más conveniente utilizar barcos de regasificación de GNL.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Datos: 2018

Demanda:

- UPME. En generación térmica se consideró la demanda real y potencial durante el fenómeno de "El Niño".
- En la demanda de refinación se incluye nuevas refinerías como Reficar y la expansión de la refinería de Barrancabermeja.

Capacidades de Producción:

- Se consideran las expectativas de producción declaradas por las empresas, en particular los aumentos previstos en Cusiana y la declinación estimada en La Guajira.

Capacidades de Transporte:

- Se realizarán los cambios en la capacidad de transporte requeridos para satisfacer la demanda de acuerdo con la nueva situación en las cuencas de producción.

Seguridad de Abastecimiento:

- Demanda media = 1336 MPCD 158 durante los períodos de sequía (sin exportaciones a Venezuela). La demanda térmica disminuye 321 MPCD en el escenario base de la UPME.
- Inyección máxima = 807 MPCD

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Datos: 2018

Caso base: Situación de demanda, producción y transporte de fines del año 2018 y Barco Regasificador en la Costa Atlántica.

Proyectos de Seguridad de Abastecimiento

Puntos de Inyección	Inyección máxima	Costo Combust.	Inversión	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	TIPO
	MPCD	u\$/MMBTu	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	
LNG Atlantico	600	5.0	500	16	14.4	20	211.6	255.5	Barco Reg
LNG Pacifico	300	5.0	270	9	14.4	20	114.3	138.9	Barco Reg

Proyectos de Confiabilidad

Inyección máxima en P. Confiab.	Costo Combust.	Inversion en Planta de Confiab.	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	Capacidad de Almacenam	Días para llenado	TIPO
MPCD	u\$/MMBTu	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	MPC		
170	5.0	179.8	4.5	11.31	20	63.1	75.4	700	109	PS. GNL
140	5.0	141	1.0	11.31	20	49.5	52.2	20,000	200	Almacenam
25	20.4	15	0.4	11.31	20	5.3	6.4	175	7	PS. Prop
		100.0	-	11.31	20	35.1	35.1			Cusiana P. Aminas

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Datos: 2018

PROYECTOS (Incluyen las inversiones de transporte necesarias)	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico y en el Pacífico	2,016.7	-	6.8	-	247.1	185.3	2,455.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Almac. Subterráneo	1,886.9	-	66.9	92.0	367.3	220.8	2,633.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1,969.2	-	89.1	-	388.8	201.8	2,649.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico e inversión de confiabilidad en Cusiana	1,981.7	-	72.4	-	390.4	214.6	2,659.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Planta de PS GNL en Bogota	1,957.8	-	83.5	13.9	386.4	229.3	2,670.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y 7 plantas de Propano - Aire	1,969.2	-	89.1	-	388.8	244.2	2,691.4

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

Consideraciones

- Los resultados deben considerarse preliminares hasta tanto no se cuente con información adicional relacionada especialmente con la diferenciación de los volúmenes industriales y termoeléctricos con capacidad de sustitución de los que no la tienen.
- El lugar óptimo de instalación de una planta de regasificación depende fundamentalmente de la evolución futura de las cuencas productivas en Colombia y no puede analizarse solamente considerando la situación de producción actual y;
- Cuando estén disponibles deberían ser considerados en el análisis los costos reales de las inversiones en infraestructura obtenidos a partir de un estudio de prefactibilidad.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Conclusiones

- ❑ El proyecto más eficiente a los fines de asegurar la Seguridad de Abastecimiento sería la instalación de Buques regasificadores, primero en el Pacífico y luego en el Atlántico para compensar y anticipar la declinación prevista en la producción de La Guajira.
- ❑ La razón principal de este resultado se debe a que esto permite introducir en el sistema una redundancia de abastecimiento en el extremo final del sistema de transporte y se requieren menores inversiones en ampliaciones de transporte.
- ❑ Respecto de los proyectos de confiabilidad, resultaría más conveniente la utilización coordinada de un sistema de cortes a usuarios con capacidad de sustitución o disposición para liberar su capacidad a un determinado precio.
- ❑ Con un barco regasificador de GNL en el Pacífico a fines del año 2011 y en ambas costas en el año 2018, los costos de las restricciones serían de solo 10 y 7 MMu\$s anuales, no requiriendo inversiones especiales en confiabilidad, ya que no afectarían a los usuarios regulados.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Conclusiones

- ❑ En segundo lugar en el ranking de proyectos se ubica el almacenamiento subterráneo en el yacimiento de Montañuelo, ya que su capacidad de almacenamiento permitiría satisfacer buena parte de la demanda incremental asociada al fenómeno de El Niño en la zona sur del país.
- ❑ A partir de los datos preliminares surge también que la inversión en una planta de aminas de respaldo en Cusiana, prácticamente puede ser repagada por la mejora de confiabilidad en el sistema. Por lo tanto, se recomienda estudiar con más detalle tanto los costos de la inversión como su efecto sobre la confiabilidad de la producción en Cusiana.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Conclusiones

- Considerablemente más costosas resultarían las otras soluciones de confiabilidad.
- En el caso de las plantas de propano-aire, debido a que a pesar de su bajo costo de inversión, utilizan un combustible demasiado caro y entrarían en funcionamiento en casos muy excepcionales.
- En el caso de la planta de peak-shaving de GNL en Bogotá debido a que su baja capacidad de almacenamiento no permite su funcionamiento continuo durante un período de sequía, y porque el fuerte incremento esperado en la producción de Cusiana a partir de fines del 2011 mejora sustancialmente la situación de confiabilidad actual de la región de Bogotá.
- Se recomienda que el manejo de las restricciones a los usuarios con combustibles alternativos y un futuro mercado de cortes (que se ha mostrado una solución de confiabilidad eficiente) sean considerados como otra forma de satisfacer los requerimientos de Almacenamiento Estratégico requeridos por el Decreto 2730 de 2010.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias

Remuneración de la Infraestructura

1. Infraestructura de **seguridad de abastecimiento**
 - 1.1 Infraestructura de regasificación de GNL

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

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias Abastecimiento

- Los resultados en el modelo concluyen con la implementación de un proyecto de regasificación; un buque regasificador en lugar de una planta on-shore.
- El Decreto 2730 de 2010 dispone que las inversiones sean imputada a todos los usuarios del sistema (regulados y no regulados) a través de la inclusión de un cargo en la tarifa de transporte

Se recomienda :

- Los costos de inversión y los gastos fijos de AOM sean soportados por la totalidad de los usuarios (regulados y no regulados) del sistema de gas.
- Con un estampilla en transporte: 'Cargo de Seguridad de Abastecimiento' CSA.
- El Transportador actúa como agente de percepción de la remuneración debida al inversor.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias Abastecimiento

- Los costos variables de operación y de combustible serán soportados por los Agentes que requieran el suministro de gas importado en la forma de GNL.
- las Operaciones de compra de gas (spot o contratos) y de servicio de regasificación serían pactados con el Comercializador y el operador de la planta de regasificación, respectivamente.
- Los mayores costos del gas importado (en relación al precio del gas de producción nacional) serían soportados por la demanda no regulada (básicamente, las centrales térmicas).
- Para cubrir el gas importado para usuarios regulados, se deberán habilitar los mecanismos para que el Distribuidor-Comercializador pueda pasar a la tarifa el precio del mismo.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias

- La fórmula tarifaria en consulta prevé un componente tarifario donde se incluirían los cargos asociados a confiabilidad, Ccm :
- Este componente incluiría los cargos asociados a los proyectos diferentes de las instalaciones de regasificación de GNL (incluyendo el almacenamiento asociado)
 - Almacenamiento Estratégico que requiera cargos según el Decreto 2730 de 2010 (almacenamiento subterráneo, plantas satélites y almacenamiento de regasificación adicional al asociado a la planta de GNL)
 - Proyectos de confiabilidad en la Producción y Distribución (como plantas de aire propanado de respaldo u otros), según criterio de aprobación de la CREG.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias Confiabilidad

- Desde el punto de vista de la remuneración de transporte, la confiabilidad debería estar incluida en el componente tarifario T.
- La CREG aprobó la Resolución CREG 126 de 2010, por la cual se establecen los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.
- En esta resolución, se define para el transporte que las inversiones en confiabilidad se deben incluir en el componente del Plan de Nuevas Inversiones (PNI), que son aquellas diferentes de las Inversiones en aumento de Capacidad (IAC).

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias Confiabilidad

- ❑ El PNI son proyectos asociados al concepto de confiabilidad en transporte, entendido como las inversiones requeridas para mantener la integridad y seguridad de la infraestructura existente, salvo que por vía regulatoria se adopte una nueva definición del concepto de confiabilidad en transporte.
- ❑ Las IAC son los proyectos con propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a 'loops' y compresores que se construirán en el Sistema de Transporte Existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda prevista durante el Horizonte de Proyección.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias

- Parecería que la Resolución CREG 126 de 2010 determina que todas las nuevas inversiones en transporte, diferentes de 'loops' y compresores, es decir, extensiones de la red existente o nuevos gasoductos, están sujetos a procesos susceptibles de competencia por parte de cualquier transportador y/o distribuidor.
- Se anota en todo caso que, en la red existente, la confiabilidad se mejora fundamentalmente con 'loops' y con sistemas de compresores adicionales redundantes en las estaciones de compresión actuales.
- Esta metodología, no tendría opciones de remuneración asociadas a los elementos de confiabilidad en el SNT.
- La CREG condiciona los proyectos (IAC) a tener demanda adicional asociada a los mismos. Dado que serían por confiabilidad, probablemente no estén respaldados por mayor demanda, y no se acepten dentro de la remuneración.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias

❑ Se define que en el PNI se incluirán inversiones de confiabilidad, expresamente se excluyen 'loops' y compresores, lo que no permite entonces remunerar estos proyectos que mejoran la confiabilidad.

❑ En la resolución se asocia la confiabilidad a la integridad y seguridad de la infraestructura y no a la disponibilidad y continuidad del servicio a los usuarios finales. De esta manera, la resolución comentada parece no incluir opciones para remunerar confiabilidad en este componente.

❑ se propone que se ajuste la definición de confiabilidad, así.

“La confiabilidad está relacionada con el efecto que tengan los proyectos de inversión o la operación del sistema, en la disminución de la probabilidad de interrupción o restricción en el corto plazo (días u horas) del servicio al usuario final.”

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones

- Confiabilidad: suma de cargos que priorizan los proyectos, considerando toda la demanda del mercado relevante del distribuidor:
- Producción: Plantas de amina, compresión de producción de respaldo, mejoramiento en procesos productivos, etc; diferentes de las instalaciones de GNL.
- Almacenamiento Estratégico :
 - Plantas satélites: a criterio y análisis (UPME y CREG), y como resultado de convocatoria.
 - Almacenamiento subterráneo: caso de tarifa regulada, si la demanda no es predominantemente termoeléctrica.
 - Almacenamiento en Plantas de GNL: adicional al asociado en el proyecto aprobado como Planta de GNL a través de la convocatoria.
- Distribución: proyectos de GNS, para soportar la confiabilidad de demanda en el mercado relevante de Distribución- Comercialización.

FASE 2 B - Informe II: Recomendaciones Propuestas regulatorias

- Cargos: Min valor eficiente (CCmP, CCmD, CCmPS, CCmSUB, CCmAlmGNL).
- La evaluación de este valor óptimo puede derivarse de uno o varios de estos proyectos, que se determinarían con la aplicación del modelo de valoración de la confiabilidad entregado por este Consultor a la CREG.
- El 'cargo de confiabilidad' puede establecerse con carácter de 'price-cap' o de 'revenue cap' (como lo solicitara una de las distribuidoras), en la medida en que la tasa asociada refleje la diferencia en el riesgo de demanda.
- Asegurar que los usuarios regulados, el GNV y los usuarios no regulados que no tengan capacidad de sustitución, cuenten con Contratos de Suministro en Firme. (El Decreto 2730 de 2010 establece disposiciones en este sentido).

GRACIAS POR SU ATENCIÓN