



Universidad  
Tecnológica  
de Pereira

# IMPACTO DE UN PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL SECTOR DE GAS NATURAL

**PRESENTADO POR:**

**GEOVANNY ALBERTO MARULANDA GARCÍA**

*Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de  
Magister en Ingeniería Eléctrica*

**PROGRAMA DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y CIENCIAS DE LA  
COMPUTACIÓN  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
PEREIRA, MAYO DE 2014**



Universidad  
Tecnológica  
de Pereira

# **IMPACTO DE UN PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL SECTOR DE GAS NATURAL**

**PRESENTADO POR:**

**GEOVANNY ALBERTO MARULANDA GARCÍA**

**DIRECTOR:**

**HAROLD SALAZAR ISAZA PH.D**

**PROGRAMA DE MAestrÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y CIENCIAS DE LA  
COMPUTACIÓN  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
PEREIRA, MAYO DE 2014**

# Contenido

<b>RESUMEN</b>	<b>5</b>
<b>NOMENCLATURA</b>	<b>6</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>10</b>
<b>2. GENERALIDADES DE LA RESPUESTA EN DEMANDA</b>	<b>16</b>
2.1. Introducción	16
2.2. Beneficios de los programas de Respuesta en Demanda	18
2.2.1. Beneficios para los Participantes	18
2.2.2. Beneficios para el Mercado	19
2.2.3. Beneficios para el Sistema	19
2.2.4. Beneficios Adicionales	20
2.3. Clasificación de los programas de Respuesta en Demanda	21
2.3.1. Programas de RD Basados en Incentivos	21
2.3.2. Programas de RD Basados en Tiempo de Uso	23
2.4. Algunas Experiencias Internacionales Recientes	23
2.4.1. En Estados Unidos	25
2.4.2. En Gran Bretaña	26
2.4.3. En Nueva Zelanda	27
2.4.3. En Italia	28
2.4.4. En Brasil	28
2.5. Experiencias en Colombia	29
<b>3. MODELO PROPUESTO</b>	<b>31</b>
3.1. Introducción	31
3.2. Programación Óptima de Unidades	33
3.3. Inclusión de la RD en la Programación Óptima de Unidades	37
3.4. Programación de la Producción de Gas Natural	39
3.4.1. Modelo del almacenamiento en gasoductos	41

3.5. Comentarios Finales	44
<b>4. SISTEMA DE PRUEBA, RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>46</b>
4.1. SISTEMA DE PRUEBA	46
4.2. CASOS DE ESTUDIO	47
<b>5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>59</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>61</b>
<b>ANEXO1</b>	<b>67</b>
<b>ANEXO 2</b>	<b>70</b>

---

# Resumen

---

El objetivo de este trabajo es desarrollar una metodología que muestre cómo los programas de respuesta en demanda en el sector eléctrico son una alternativa para aumentar los tiempos de suministro de gas natural ante condiciones de falla o mantenimientos programados en un gasoducto.

La metodología se basa en la solución de dos problemas: la programación óptima de unidades y la programación de la producción de gas natural. Para solucionar el problema de la programación óptima de unidades, se propone un modelo lineal entero mixto que permite incluir un programa de respuesta en demanda. En contraste, para la programación de la producción de gas natural, se ha propuesto un modelo no lineal entero mixto, el cual permite incluir en el análisis, el almacenamiento en gasoductos ante condiciones de falla o mantenimientos programados.

La metodología propuesta ha sido evaluada sobre un sistema de prueba de ocho nodos de gas y seis nodos eléctricos. Los resultados muestran que los tiempos de suministro derivados de almacenamientos en gasoductos podrían ajustarse a las necesidades del sistema con una combinación adecuada entre los programas de respuesta en demanda y la capacidad de almacenamiento.

---

# Nomenclatura

---

## Variables asociadas al modelo de la Programación Óptima de Unidades

$i, j$	Índices de nodos eléctricos
$k, t$	Índices de tiempo
$ND$	Conjunto formado por nodos de demanda eléctrica
$NG$	Conjunto formado por unidades de generación
$NL_i$	Conjunto formado por las líneas conectadas al nodo $i$
$C_{i,t}$	Oferta del generador $i$ en la hora $t$
$D_{i,t}$	Demanda de electricidad en el nodo $i$ en la hora $t$
$Fe_{ij,t}$	Flujo de potencia por la línea de transmisión que conecta los nodos $i$ y $j$ en la hora $t$
$Fe_{ij}^{\max}$	Flujo de potencia máximo por la línea de transmisión que conecta los nodos $i$ y $j$
$I_{i,t}$	Variable binaria igual a uno si la unidad $i$ se encuentra encendida en la hora $t$
$I_i^0$	Estado inicial de la unidad $i$ para el periodo de estudio
$P_{i,t}$	Potencia generada por la unidad $i$ en la hora $t$
$P_{ES,i,t}$	Demanda de electricidad no atendida en el nodo $i$ en la hora $t$
$P_i^{\min}, P_i^{\max}$	Capacidad mínima y máxima de generación para la unidad $i$ , respectivamente
$\bar{P}_{i,t}$	Máxima potencia de salida para la unidad $i$ en la hora $t$
$RU_i, RD_i$	Límite por rampa de subida y rampa de bajada, respectivamente, entre dos periodos de tiempo consecutivos para la unidad $i$
$SC_{i,t}, DC_{i,t}$	Costo de arranque y parada para la unidad $i$ en la hora $t$ ,

	respectivamente
$SU_i, SD_i$	Límite por rampa de encendido y apagado para la unidad $i$ , respectivamente
$s_{i0}^{ON}$	Número de horas que la unidad $i$ ha estado operando al inicio del periodo de estudio
$s_{i0}^{OFF}$	Número de periodos que la unidad $i$ ha estado sin operar al inicio del periodo de estudio
$T$	Número de horas del periodo de estudio
$T_i^{ON}$	Tiempo mínimo que la unidad $i$ debe permanecer operando una vez se ha encendido
$T_i^{OFF}$	Tiempo mínimo que la unidad $i$ debe permanecer sin operar una vez se ha apagado
$X_{i,t}^{ON}$	Variable binaria igual a 1 si la unidad $i$ se enciende en la hora $t$ e igual a cero en cualquier otro caso
$X_{i,t}^{OFF}$	Variable binaria igual a 1 si la unidad $i$ se apaga en la hora $t$ e igual a cero en cualquier otro caso
$x_{ij}$	Reactancia inductiva de la línea que conecta los nodos $i$ y $j$
$\theta_{i,t}, \theta_{j,t}$	Ángulo de la tensión en los nodos $i$ y $j$ respectivamente, en la hora $t$
$\rho_{ES}$	Precio de penalización por demanda eléctrica no atendida

Variables asociadas a la inclusión de la RD en la Programación Óptima de Unidades

$r$	Índice de ofertas de la demanda
$NB$	Conjunto formado por las ofertas de la demanda
$NDR$	Conjunto formado por los nodos con RD
$B_{i,t}$	Beneficio bruto del usuario conectado al nodo $i$ en la hora $t$
$\lambda_{i,t,r}$	Precio de consumo en el nodo $i$ en la hora $t$ para la oferta $r$

Variables Asociadas a la Programación de la Producción de Gas Natural

$m, n$	Índices de nodos de gas
$\eta, \gamma$	Índice de contratos Take or Pay y contratos Flexibles respectivamente

$Nc$	Conjunto formado por compresores
$Ng$	Conjunto formado por nodos de gas
$Nc_m$	Conjunto formado por los compresores conectados al nodo $m$
$Nd_m$	Conjunto formado por los gasoductos conectados al nodo $m$
$a_{mn}, b_{mn}, c_{mn}$	Constantes que definen el consumo del compresor que conecta los nodos $m$ y $n$ en función de su potencia
$a_m^g, b_m^g, c_m^g$	Constantes que definen el consumo de gas del generador conectado al nodo $m$ en función de la potencia eléctrica que genera
$C_{mn}$	Constante física del gasoducto que conecta los nodos $m$ y $n$
$Dg_{m,t}$	Demanda de gas natural en el nodo $m$ en la hora $t$
$F_{m,t}^\gamma$	Consumo de gas natural en el nodo $m$ , en contratos Flexibles, en la hora $t$
$F_{m,t}^\eta$	Consumo de gas natural en el nodo $m$ , en contratos Take or Pay, en la hora $t$
$F_{GS,m,t}$	Demanda de gas natural no atendida en el nodo $m$ en la hora $t$
$F_m^{\eta \min}, F_m^{\eta \max}$	Consumo de gas natural mínimo y máximo respectivamente, en el nodo $m$ , en contratos Take or Pay
$F_m^{\gamma \min}, F_m^{\gamma \max}$	Consumo de gas natural mínimo y máximo respectivamente, en el nodo $m$ , en contratos Flexibles
$F_{m,t}^c$	Consumo de gas en el compresor, con consumo ubicado en el nodo $m$ en la hora $t$
$F_{C_{mn},t}$	Flujo de gas en el compresor que conecta los nodos $m$ y $n$ en la hora $t$
$Fg_{mn,t}$	Flujo de gas en el gasoducto que conecta los nodos $m$ y $n$ en la hora $t$
$H_{mn,t}$	Potencia del compresor que conecta los nodos $m$ y $n$ en la hora $t$
$H_{mn}^{\min}, H_{mn}^{\max}$	Potencia mínima y máxima respectivamente, del compresor que conecta los nodos $m$ y $n$
$k_{mn1}, k_{mn2}, \alpha_{mn}$	Parámetros empíricos correspondientes al diseño del compresor que conecta los nodos $m$ y $n$
$p_{m,t}^\gamma$	Precio del contrato Flexible $\gamma$ en el nodo $m$ en la hora $t$
$\overline{Pg}_m, \underline{Pg}_m$	Incremento y disminución máxima respectivamente, de la producción de



	gas en el pozo $m$ entre dos periodos de tiempo consecutivos.
$Pg_{m,t}$	Producción de gas natural en el nodo $m$ en la hora $t$
$Pg_m^{\min}, Pg_m^{\max}$	Producción mínima y máxima respectivamente en el nodo $m$
$R_{mn}^{\min}, R_{mn}^{\max}$	Relación de compresión mínima y máxima respectivamente, del compresor que conecta los nodos $m$ y $n$
$V_{m,t}$	Volumen entregado por el gasoducto que opera como almacenamiento en el nodo $m$ en la hora $t$
$v_m$	Volumen almacenado por el gasoducto que opera como almacenamiento en el nodo $m$ al momento de despejarse la falla
$v_m^{\min}$	Volumen mínimo que debe permanecer almacenado en el gasoducto que opera como almacenamiento en el nodo $m$ , al momento de despejarse la falla
$W_m^\eta$	Costo del contrato Take or Pay en el nodo $m$
$\rho_{GS}$	Precio de penalización por demanda de gas natural no atendida
$\rho_m^c$	Precio del gas consumido por el compresor $m$
$\pi_{m,t}, \pi_{n,t}$	Presiones en los nodos $m$ y $n$ respectivamente, en la hora $t$
$\pi_m^{\min}, \pi_m^{\max}$	Presión mínima y máxima respectivamente, en el nodo $m$

---

# 1. Introducción

---

Una gran parte de la producción mundial de gas natural (aproximadamente un tercio) es utilizada por las centrales térmicas para satisfacer la demanda de energía eléctrica. El gas natural produce menos emisiones de CO<sub>2</sub>, dióxido de azufre y óxido de nitrógeno que otros combustibles fósiles, a precios competitivos frente a otras opciones energéticas, razones por las cuales se hace atractivo como insumo primario para la generación de electricidad [1]. De hecho, se espera que durante los próximos años los combustibles de mayor utilización para la generación de electricidad en el mundo, sean el carbón y el gas natural, esperándose una disminución en la utilización de combustibles derivados del petróleo [2].

De forma general, el incremento de la generación de energía eléctrica a base de gas natural aumenta la correlación existente entre ambos sectores y esto se debe principalmente a los siguientes aspectos [3]:

- La inversión en generación térmica a gas y su localización afectan directamente el desarrollo de la infraestructura de producción y transporte de gas natural
- Los costos del gas natural influyen en los costos de operación de las centrales térmicas y por lo tanto en el precio de la energía eléctrica
- Las limitaciones técnicas y económicas de un sector influyen en el comportamiento del otro
- Las variaciones en la demanda de energía eléctrica podrían ocasionar variaciones en la demanda de gas natural por parte de las centrales térmicas

Particularmente en Colombia, la demanda de gas natural por parte del sector eléctrico representa cerca del 30% del total de gas natural consumido al interior del país, presentando una alta demanda en periodos de sequía y una baja demanda durante los periodos de alta hidrología, lo cual está directamente relacionado con la capacidad de generación eléctrica en centrales térmicas e hidráulicas [3].

Sin embargo, a pesar de la estrecha relación entre los sectores de gas y electricidad, sus mercados se han desarrollado de forma aislada en el país. Mientras el sector eléctrico presenta un fuerte componente regulatorio y su planeamiento se realiza con base en las proyecciones de demanda, el sector de gas natural presenta una regulación en proceso de construcción y maduración, donde la expansión de su infraestructura se realiza con base en los contratos realizados [4].

Actualmente, el mercado de gas natural presenta dos grandes falencias que impiden su desarrollo. Primero, debido al crecimiento de la demanda de gas natural en sectores distintos al eléctrico (como por ejemplo en el sector vehicular y residencial), no se presenta una oferta suficientemente flexible para suplir la demanda en firme requerida por el sector térmico de generación, y, segundo, no se presta un servicio confiable a los usuarios. De hecho, el sistema de gas aún no se encuentra en capacidad de abastecer la demanda bajo situaciones críticas, como demandas pico durante fenómenos del Niño, o contingencias en las redes de transporte o suministro [5].

Además de sus falencias en términos de mercado, el sector de gas natural en Colombia presenta un alto grado de vulnerabilidad desde el punto de vista técnico, debido principalmente a las siguientes razones expuestas en [4]:

- El sistema nacional de transporte de gas natural está conformado básicamente por redes radiales
- No presenta rutas de transporte alternativas ante condiciones de emergencia
- No cuenta con instalaciones de almacenamiento
- Se tienen pocos campos productores, ubicándose los más importantes en un extremo del país

Cabe aclarar que pese a que en Colombia no se cuenta con instalaciones de almacenamiento, si es una práctica común aprovechar el almacenamiento de gas en las tuberías para manejar variaciones de corto plazo en el suministro o la demanda de gas [6] - [7].

Las falencias técnicas explicadas anteriormente, sumadas al hecho de que no se presentan incentivos para aumentar la confiabilidad del sistema de gas [5], ocasionan indisponibilidades en los campos y en el sistema de transporte que obligan a las autoridades a tomar medidas de racionamiento en el consumo de gas natural,

presentando consecuencias que recaen sobre los usuarios. Ejemplo de esto, son las medidas que debió adoptar el Ministerio de Minas y Energía ante los mantenimientos realizados en el mes de noviembre de 2010, a raíz de los trabajos de la expansión de las instalaciones para tratamiento de gas en Casanare, donde se dio prelación a la demanda conectada a la red de transporte de la Costa Atlántica sobre la demanda al interior del país [8], o, las medidas tomadas durante los mantenimientos realizados en los sistemas de control en la planta de gas de Cusiana en el mes de octubre de 2013, donde la prioridad fue la atención a los usuarios residenciales y comerciales conectados a la red de distribución, y a los usuarios de gas natural comprimido vehicular, sobre aquellos agentes que presentaban contratos en firme de suministro [9].

Como medida reciente, se han planteado diversos estudios que proponen soluciones a esta problemática. Entre las formas técnicas de aumentar la confiabilidad en el suministro de gas natural, se han propuesto [6], [10] - [11]:

- Importaciones de gas natural, gas natural licuado y su regasificación
- La utilización de campos de hidrocarburos, cavernas salinas o minas abandonadas con fines de almacenamiento de gas natural subterráneo
- La construcción de gasoductos en redundancia con la red existente
- La instalación de tanques criogénicos de almacenamiento en los puntos de consumo
- Ampliaciones en la red de gasoductos existente

En [11], se asegura que la solución más económica es la importación de gas natural licuado, dado que permitiría aumentar la confiabilidad del sistema, dinamizar el mercado, reducir la incertidumbre sobre futuros suministros y atraer nuevas inversiones. Sin embargo, una iniciativa de este tipo debería ser impulsada por las centrales térmicas y éstas presentan soluciones más rentables de generación a través de los combustibles líquidos, lo que dificulta su implementación. Por otra parte, aumentar la red de gasoductos o la construcción de almacenamientos para mejorar la confiabilidad puede resultar demasiado costosa y actualmente, no se cuenta con los mecanismos de mercado adecuados que garanticen una recuperación de la inversión, dado que, como se mencionó anteriormente, aún no se presentan incentivos para aumentar la confiabilidad del sistema [5].

En cuanto al sector eléctrico, distintas medidas están siendo adoptadas con el ánimo de conseguir un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos e incremento de la confiabilidad del sistema. Una de estas medidas es lograr un uso más racional de la energía eléctrica por parte de los usuarios a través de programas de respuesta en demanda (RD). Entre los beneficios de estos programas para el sistema y los participantes se encuentran: disminución del consumo de energía eléctrica en horarios pico, reducción en los costos de operación, la disminución de congestiones en la red y reducciones en los costos de la energía para el usuario, beneficios que también podrían impactar directamente el consumo de gas natural.

De hecho, actualmente se cuenta con diversos estudios que buscan evaluar una posible RD en el sistema colombiano, centrándose estos estudios en los consumidores mayoristas. Por ejemplo, en [12], se evalúan las consecuencias de trasladar los precios de la energía desde el Mercado de Energía Mayorista a los usuarios minoristas como un mecanismo para promover cambios en los patrones de consumo. Para esto, los autores analizan un caso de estudio sobre el Mercado de Clientes no Regulados en Colombia. Los resultados muestran que podrían obtenerse beneficios de cerca de doscientos millones de pesos anuales y una reducción de la demanda pico del 1%.

Por otro lado, en [13], se realiza un análisis microeconómico con casos de simulación de las transacciones del mercado eléctrico colombiano. En este trabajo se concluye que bajo el esquema regulatorio actual es posible obtener beneficios importantes con la participación de los grandes usuarios no Regulados a través de programas de RD basados en Tiempo de Uso. Por su parte, en [14] se realiza una revisión de las estrategias, retos y oportunidades de incorporar programas de RD en países emergentes. Particularmente, se concluye que Colombia es uno de los países de la región con mayor probabilidad a mediano plazo de llevar a cabo programas de RD, con un elemento dinámico y activo, dadas las características de su mercado. Finalmente, en [15] se evalúa un modelo de RD basado en elasticidades sobre el sistema colombiano. En este trabajo se obtiene una reducción del pico de demanda de 300MW cuando se considera una elasticidad de la demanda del 16%.

Teniendo en cuenta lo anterior, una alternativa para aumentar los tiempos de suministro ante racionamientos debidos a mantenimientos o fallas en la red de gas podría darse desde el sector eléctrico utilizando esquemas de participación de la demanda y aprovechando los fuertes lazos que unen ambos sectores. Por lo tanto, el objetivo

principal de este trabajo es analizar el impacto de programas de respuesta en demanda en el sector eléctrico como una alternativa para aumentar los tiempos de suministro de gas natural ante condiciones de falla o mantenimientos programados.

Finalmente, cabe mencionar que en la revisión bibliográfica realizada no se encontraron referencias que cuantificaran el impacto de los programas de RD en el sistema de gas natural, de aquí lo novedoso de esta propuesta. Sin embargo, dadas las relaciones existentes entre los programas de RD y la generación de energía eléctrica, es posible inferir a priori los siguientes impactos (algunas de las cuales serán cuantificadas en este proyecto) entre ambos sectores:

1. Una disminución en la demanda pico (como consecuencia de un programa de RD) se traduce una reducción de la generación de energía eléctrica y esto podría implicar una reducción en la generación a base de gas natural necesaria en horas de máxima demanda, condición que puede aumentar el suministro de gas natural para otros usuarios.
2. Un aplanamiento de la curva de demanda eléctrica podría permitir un mejor aprovechamiento del gas almacenado en los gasoductos ante contingencias en la red de gas.
3. Una disminución en la demanda de gas por parte de las centrales térmicas en periodos de consumo eléctrico máximo, podría aumentar la confiabilidad del sistema de gas natural y aplazar los costos de inversión en nueva infraestructura.
4. Dado que la RD estimula la penetración de la generación distribuida, podría esperarse un aumento de la demanda de gas natural en redes de distribución.

Este documento se encuentra ordenado como sigue:

En el capítulo 2 se define la respuesta en demanda, se mencionan sus beneficios y la forma en que participan los usuarios en estos programas. Adicionalmente se describen algunas experiencias internacionales y se analiza el contexto colombiano.

En el capítulo 3 se presenta la metodología propuesta y los modelos matemáticos de los elementos que conforman este trabajo, los cuales son: la programación óptima de

unidades, la inclusión de la respuesta en demanda en la programación óptima de unidades, la programación de la producción de gas natural y la inclusión del almacenamiento en gasoductos en la programación de la producción de gas natural.

El capítulo 4 muestra los resultados obtenidos para el sistema de prueba propuesto. Los resultados muestran la programación óptima de unidades para un sistema eléctrico de seis nodos y la programación de la producción de gas natural para un sistema de ocho nodos a gas, donde la relación entre ambos sistemas, está dada por el consumo de gas en los generadores eléctricos.

Por último, el capítulo 5 presenta las principales conclusiones derivadas de este trabajo, algunas recomendaciones y se proponen trabajos futuros que serían interesantes abordar alrededor de esta temática.

---

## 2. Generalidades de la Respuesta en Demanda

---

### 2.1. Introducción

La Respuesta en Demanda (RD), o demanda flexible, se define como el cambio en los patrones o hábitos de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales, como respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en tiempo real, o a pagos de incentivos diseñados con el fin de inducir un menor uso de la electricidad, cuando se presentan precios elevados o cuando la confiabilidad del sistema se encuentra en riesgo [16]<sup>1</sup>. De forma análoga, un programa de RD es el conjunto de normas pactadas, entre participantes y prestadores de servicio, relacionadas con la forma en que los participantes gestionan su consumo y la manera en que las empresas prestadoras de servicio se comprometen a remunerar dicha gestión. Estos programas son ofrecidos por Prestadores de Servicios de Corte (CSP<sup>2</sup> por sus siglas en inglés), los cuales actúan en nombre de los usuarios adscritos a sus programas, en el mercado mayorista.

Los usuarios pueden participar en un programa de RD si se encuentran en capacidad de modificar voluntariamente sus hábitos de consumo y/o si permiten la variación de su carga de forma remota por parte de los prestadores de servicios. En general, un usuario puede lograr estas modificaciones de tres formas distintas [17]:

1. Reduciendo su consumo en periodos de máxima demanda
2. Desplazando las actividades que implican un consumo de energía en horas pico hacia horas no pico
3. A través de la generación de energía eléctrica de forma local, es decir, a través de generación distribuida

---

<sup>1</sup> Otras Definiciones pueden ser consultadas en las referencias [21] y [24]

<sup>2</sup> Curtailment Service Providers



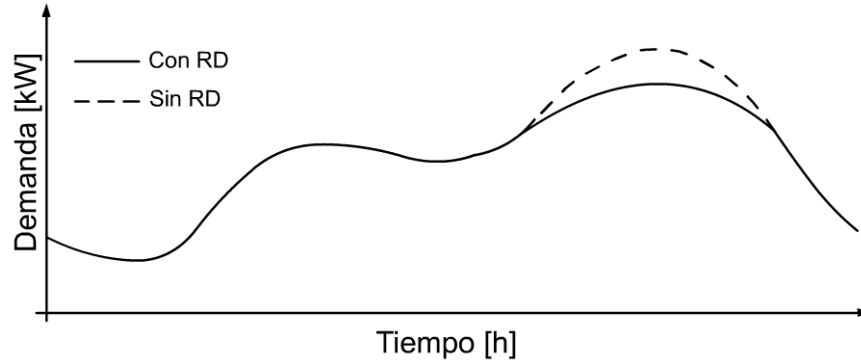


Figura 1. Disminución de la Demanda Pico

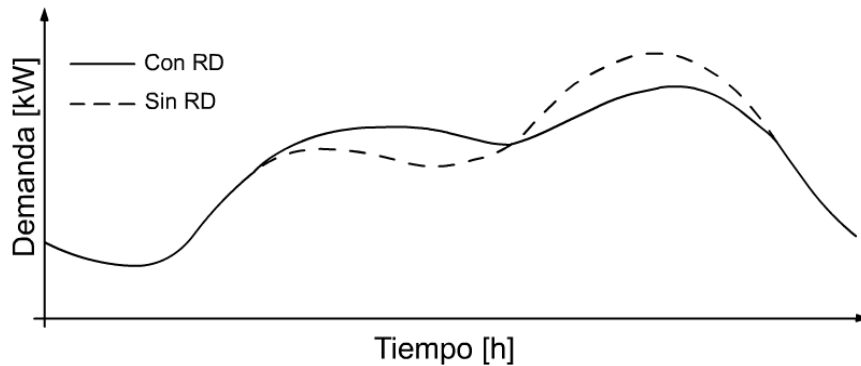


Figura 2. Traslado de la Demanda de horas Pico a horas no Pico

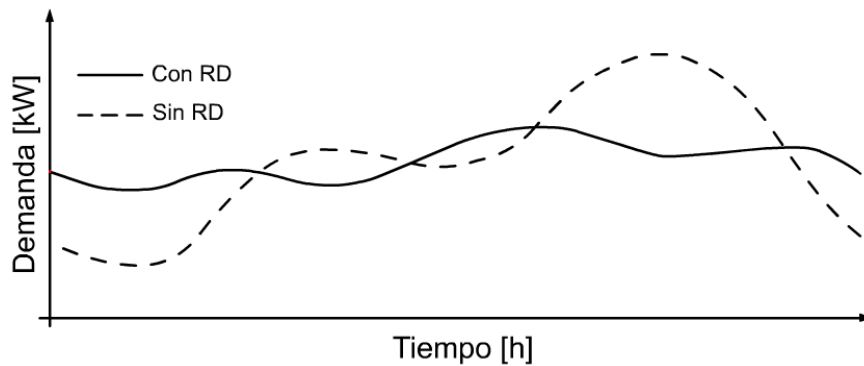


Figura 3. Aplanamiento de la Curva de Demanda

Las medidas mencionadas anteriormente tienen como objetivos principales la reducción del consumo pico y el aplanamiento de la curva de demanda. Las figuras 1, 2 y 3 muestran los cambios que se esperan en el perfil de consumo de un usuario, luego de su participación en un programa de RD. En cada figura, la curva punteada representa el consumo típico de un usuario que no participa en un programa de RD, mientras que la línea continua, representa la demanda que se esperaría para el mismo usuario, luego de la participación en algún programa.

## **2.2. Beneficios de los programas de Respuesta en Demanda**

Los beneficios resultantes de la implementación de programas de RD en los sistemas eléctricos de potencia han sido documentados en diversos estudios [16], [17], [18], [19], [20], [21]. De forma general, estos beneficios dependen del propósito, diseño y eficiencia del programa implementado, así como también de las características del mercado y la tecnología disponible [22]. De forma general, estos beneficios podrían clasificarse en cuatro:

1. Beneficios para los Participantes
2. Beneficios para el Mercado
3. Beneficios para el Sistema
4. Beneficios Adicionales

Las secciones 1.2.1 a 1.2.4 explican cada uno de estos elementos.

### **2.2.1. Beneficios para los Participantes**

Los beneficios de los participantes pueden ser divididos en dos categorías:

1. *Beneficios Económicos*: Los participantes en programas de RD obtienen beneficios económicos básicamente de dos formas:
  - a. Cuando logran reducciones en el valor a pagar por sus facturas. Estas reducciones las adquieren al disminuir su consumo en periodos donde los precios son altos.
  - b. Cuando reciben pagos por ofrecer la posibilidad de disminuir su demanda. En este caso no es necesario que el participante modifique sus hábitos de consumo, sin embargo, debe estar en capacidad de reducir su consumo cuando el CSP lo requiera.
2. *Beneficios en la Confiabilidad*: Los participantes obtienen un aumento en la confiabilidad del suministro, esto es, los usuarios reducen el riesgo de exponerse a cortes involuntarios en el abastecimiento de energía, reduciendo así, los costos financieros y los inconvenientes que puedan presentar tales imprevistos para los usuarios.

Adicionalmente, los usuarios que no participan en programas de RD también percibirían algunos beneficios. Desde el punto de vista económico, una reducción de la demanda en periodos pico y en algunos nodos, podría disminuir el precio de la energía en todo el

sistema. Por otro lado, un aumento en la confiabilidad podría notarse en todo el sistema, dado que, éste presentaría menos estrés en periodos de demanda pico.

### **2.2.2. Beneficios para el Mercado**

Los beneficios para el mercado pueden ser divididos en dos categorías:

1. *Beneficios de Corto Plazo:* Los beneficios a corto plazo que se obtienen al implementar programas de RD, están relacionados con la reducción en los costos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, derivados de un uso más eficiente de la infraestructura existente. Por ejemplo, la reducción de la demanda pico, podría ocasionar que una unidad de generación costosa no saliera programada en el despacho, obteniéndose así una reducción en el precio de la energía. Con la implementación de programas de RD también es posible obtener un incremento en la eficiencia del mercado, basada en una mejora de la utilización de los recursos, disminución del poder de mercado y una expresión de las preferencias de los consumidores. Finalmente, es posible lograr una reducción en la volatilidad de los precios (disminución del riesgo) y un aumento en la competencia.
2. *Beneficios de Largo Plazo:* Estos beneficios se encuentran relacionados con el aplazamiento de las inversiones en infraestructura de generación, transmisión y distribución. Una disminución en la demanda pico del sistema es equivalente a un incremento en la capacidad de la red existente, y, dado que las inversiones en el sector eléctrico son extremadamente elevadas, cualquier adición sobre la red existente que pueda evitarse significará una importante fuente de ahorros y una disminución en los cargos trasladados a los usuarios.

### **2.2.3. Beneficios para el Sistema**

Entre los beneficios obtenidos por la implementación de programas de RD para el sistema se encuentran:

1. *Aumento de la confiabilidad y seguridad del sistema.* Dado que la implementación de programas de RD permite que el sistema existente opere de forma holgada ante condiciones de máxima demanda, se disminuye la probabilidad de exceder los límites técnicos de operación de los elementos del sistema. Por otro lado, el

operador del sistema cuenta con recursos adicionales que le permiten mantener al sistema operando de forma segura.

2. *Mayor eficiencia.* Un aplanamiento de la curva de demanda, podría traducirse en un menor flujo de potencia por los sistemas de transmisión y distribución, con lo cual podría alcanzarse una reducción en las pérdidas de potencia activa en la red<sup>3</sup>.
3. *Mejor uso de los recursos de generación y transporte.* La reducción de la demanda en horas de consumo pico, disminuye la congestión en la red de transmisión y por lo tanto podría obtenerse un mayor aprovechamiento de los energéticos primarios empleados en la generación.
4. *Ayuda al balance entre generación y demanda.* Con la implementación de programas de RD el operador de red cuenta con un recurso adicional para mantener este balance, lo cual es de especial importancia cuando se cuenta con fuentes de generación intermitentes, como por ejemplo generadores eólicos y solares.
5. *Disminución de congestiones en la red.* Si se reduce la demanda en horas pico es posible disminuir el flujo de potencia por los elementos de transmisión y por lo tanto, evitar congestiones en la red.
6. *Aumenta la penetración de generación distribuida.* La aspiración de los usuarios a obtener beneficios económicos y una mayor participación en el mercado incentiva la construcción de nuevos proyectos de generación en sitio.

#### **2.2.4. Beneficios Adicionales**

Otros beneficios, más difíciles de cuantificar pueden ser mencionados, como por ejemplo:

1. La RD promueve y crea opciones adicionales en el mercado minorista que podrían estimular la innovación.
2. Permite a los usuarios programar sus costos por consumo de electricidad.
3. La RD puede ayudar a la disminución de las emisiones debidas a plantas de generación en periodos de alto consumo a través de la reducción de demanda o de generación en sitio.
4. Podría ofrecer a sus participantes distintas opciones de compra de energía.

---

<sup>3</sup> Cabe mencionar que las pérdidas de potencia activa en el transporte de energía eléctrica dependen de la corriente elevada al cuadrado. Una reducción en la demanda disminuiría la corriente, y por ende las pérdidas del sistema.

## **2.3. Clasificación de los programas de Respuesta en Demanda**

Distintos programas han sido propuestos con el fin de modificar los perfiles de consumo de energía eléctrica. Según la forma en que se incentiva la participación de la demanda se distinguen dos grandes grupos<sup>4</sup> [23]:

- Programas Basados en Incentivos (PBI)
- Programas Basados en Tiempo<sup>5</sup> (PBT)

Los PBI logran la participación de los usuarios a través de alicientes económicos que dependen de la modalidad del programa, y que pueden o no, depender del desempeño del usuario dentro del programa. Por otro lado, los PBT ofrecen precios elevados en periodos pico y precios bajos cuando el consumo típico es menor, logrando así una mayor racionalidad en el consumo por parte de los usuarios y una menor concentración de la demanda en horas particulares del día. Las secciones 2.3.1 y 2.3.2 realizan una descripción general de este tipo de programas.

### **2.3.1. Programas de RD Basados en Incentivos**

Los PBI tienen como finalidad reducir la demanda pico y/o trasladar parte de este consumo hacia otros periodos, ofreciendo a los participantes de este tipo de programas, descuentos en sus cuentas de cobro, en bonos de crédito, o, en pagos de dinero en efectivo según el programa en el cual participa el usuario.

Según la forma de contribución del usuario y el modo como se realizan las variaciones en su consumo, se presentan distintas modalidades por las cuales los usuarios pueden participar en los PBI, entre las que se encuentran [17], [23]:

- Oferta de la Demanda
- Control Directo de Carga
- Emergencia
- Demanda Interrumpible
- Demanda como Recurso de Capacidad
- Reserva Rodante
- Reserva No Rodante
- Servicios de Regulación

---

<sup>4</sup> Otras clasificaciones pueden ser consultada en [17], [54]

<sup>5</sup> Según [23] Time-Based Programs y según [17] Price Based Programs.

En la tabla 1 se enuncian las características principales de estas modalidades.

MODALIDAD	CARACTERÍSTICAS	COMENTARIOS ADICIONALES
Oferta de la Demanda	Los adscritos en este programa realizan ofertas de reducción de carga. En las ofertas se especifica la cantidad a reducir con respecto a un consumo base <sup>6</sup> , y el precio por megavatio hora al cual realizarían dicha reducción.	Se emplea este recurso cuando el costo de reducción es menor al costo de generación en que se incurre al suplir el total de la demanda.
Control Directo de Carga	El operador del sistema realiza cortes <sup>7</sup> de forma remota cuando lo considere conveniente. Notifica al usuario con poco tiempo de antelación.	Se emplea con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema, típicamente, en horas de alta demanda.
Emergencia	El operador del sistema anuncia la ocurrencia de un evento de emergencia y el tiempo en el cual los participantes del programa deben realizar la disminución de carga.	Se emplea solo en condiciones de emergencia. La disminución de carga se realiza de forma voluntaria y no se imponen penalizaciones en caso de incumplimiento.
Demanda Interrumpible	La disminución de demanda la realiza el usuario ante contingencias en el sistema luego de ser notificado por el prestador del servicio. El prestador del servicio puede realizar el corte de carga de forma remota luego de acordar con el usuario o cuando lo considere necesario.	Se emplea ante contingencias. En caso de incumplimiento el adscrito a este tipo de programas puede enfrentar penalizaciones económicas.
Demanda como Recurso de Capacidad	Los usuarios se comprometen a realizar reducciones de carga preestablecidos cuando se presentan contingencias. En este caso, el prestador del servicio no puede realizar el corte de carga de forma remota	Se emplea ante contingencias. En caso de incumplimiento el adscrito a este tipo de programas puede enfrentar penalizaciones económicas.
Reserva Rodante	La demanda participa a través de ofertas y proporciona soluciones a problemas de suministro de energía o desbalance de demanda (control de frecuencia).	Se emplea ante desbalances entre generación y demanda. Debe poder actuar de forma rápida ante un evento.
Reserva No Rodante	La demanda participa a través de ofertas y proporciona soluciones a problemas de suministro de energía o desbalance de demanda (control de frecuencia).	Se emplea ante desbalances entre generación y demanda. Puede actuar con retrasos mayores a 10 minutos ante un evento.
Servicios de Regulación	La demanda aumenta o disminuye en respuesta a señales en tiempo real enviadas por el operador del sistema.	Generalmente responde al Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés).

Tabla 1. Modalidades de participación de la demanda en los Programas Basados en Incentivos [16], [17], [23]

<sup>6</sup> En inglés se conoce como Consumer Base Line (CBL).

<sup>7</sup> Entiéndase corte como la reducción parcial o total, del abastecimiento de energía eléctrica o gas natural a los usuarios.

### **2.3.2. Programas de RD Basados en Tiempo de Uso**

A diferencia de los PBI, los PBT no ofrecen incentivos ni penalidades a sus participantes. Este tipo de programas consiguen aplanar la curva de demanda a través de metodologías dinámicas de fijación de precios y tarifas, esto es, los adscritos a este tipo de programas reciben señales relacionadas con el precio y la tarifa periódicamente, de forma tal, que los usuarios están en capacidad de programar su consumo y tomar decisiones con base en el precio de la energía.

Este tipo de programas, al igual que los PBI, presentan distintas modalidades de participación, destacándose las siguientes [17], [23]:

- Precio Pico Crítico
- Precio Pico Crítico con Control
- Descuento de Tiempo Pico
- Precio en Tiempo Real
- Precio por Tiempo de Uso
- Tarifa de Transmisión en Respuesta al Pico del Sistema

La tabla 2 expone las principales modalidades y características de estos programas.

### **2.4. Algunas Experiencias Internacionales Recientes**

Los programas de RD han sido implementados por distintos países con el ánimo de aprovechar sus beneficios. El tipo de programa y la respuesta de la demanda varían de acuerdo con la cultura, tecnología y necesidades del sistema. De cualquier forma, las experiencias internacionales indican que la RD es una alternativa viable para aumentar la eficiencia y la confiabilidad del sistema.

La figura 4 presenta de forma gráfica, aquellos países que han adelantado políticas de implementación de programas de RD. Las experiencias de algunos de estos países se presentan en esta sección.

<b>MODALIDAD</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>COMENTARIOS ADICIONALES</b>
Precio Pico Crítico	En esta modalidad se pactan dos tipos de precios: Precios Pico Críticos y Precios Ordinarios. Los periodos en los cuales se emplean Precios Pico Críticos son definidos por el prestador del servicio.	Se emplean Precios Pico Críticos ante condiciones de contingencia o precios elevados del mercado por un número de horas o días limitados por año. El usuario es notificado con poco tiempo de antelación.
Precio Pico Crítico con Control	Combina las modalidades de Precio Pico Crítico y Control Directo de Carga (Ver Tabla 1).	Se emplean Precios Pico Críticos y Control Directo de Carga ante condiciones de contingencia o precios elevados del mercado.
Descuento de Tiempo Pico	Los adscritos a este tipo de programas mantienen precios fijos durante todo el año, pero pueden obtener descuentos cuando realizan reducciones de carga con respecto a su consumo base, en los Días Pico Críticos.	Se emplean para propósitos de confiabilidad y precios de mercado elevados. La reducción debe realizarse por un número de horas acordado y en los Días Pico Críticos definidos.
Precio en Tiempo Real	En esta modalidad, el precio que pagan los participantes es el costo real de la energía en el mercado mayorista.	Los participantes de este programa reciben información de los precios del día o de la hora siguiente.
Precio por Tiempo de Uso	En estos programas, se divide el día en periodos y se establecen distintos precios para la energía consumida en cada uno de ellos.	El precio de cada periodo refleja el costo promedio de generación y entrega de potencia. El precio no corresponde al costo real de la energía en el mercado mayorista.
Tarifa de Transmisión en Respuesta al Pico del Sistema	En este programa se definen términos, condiciones y precios, para compradores con medidores. Estos se comprometen a reducir su consumo en horas pico con el fin de reducir los cargos por transmisión.	Este tipo de programas se emplean con el fin de reducir los cargos por uso del sistema de transmisión ante condiciones de demanda pico.

Tabla 2. Modalidades de participación de la demanda en los Programas Basados en Tiempo [16], [23], [17]



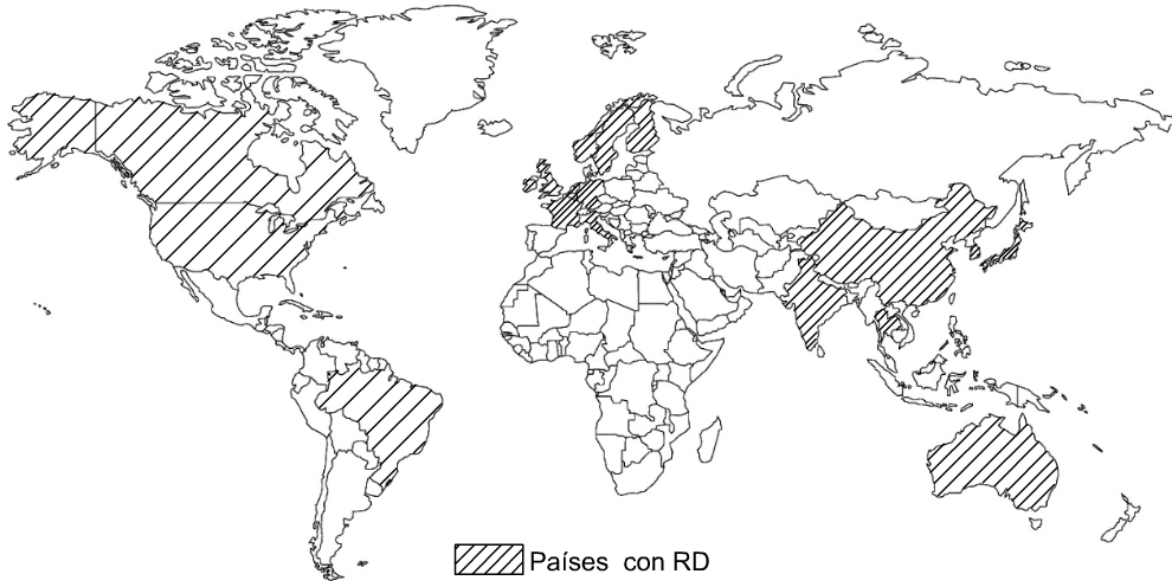


Figura 4. Países que han implementado políticas relacionadas con RD. Adaptado de [24].

#### 2.4.1. En Estados Unidos

Según un informe presentado recientemente por la FERC<sup>8</sup>, la capacidad de la RD para disminuir el pico en el consumo de energía eléctrica en Estados Unidos ha venido en aumento, tal y como se muestra en la figura 5 [23]. De forma puntual, en el 2012 se presentó un aumento del 25% en la capacidad de reducción de la demanda con respecto al 2010, al pasar de una disponibilidad de reducción de 53.065 MW a 66.351 MW.

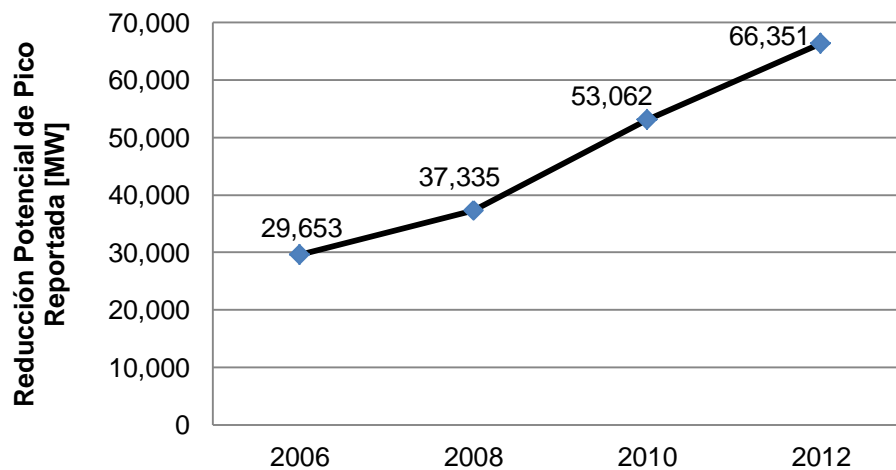


Figura 5. Capacidad de reducción del pico de demanda reportada. Adaptada de [23].

<sup>8</sup> Federal Energy Regulatory Comision

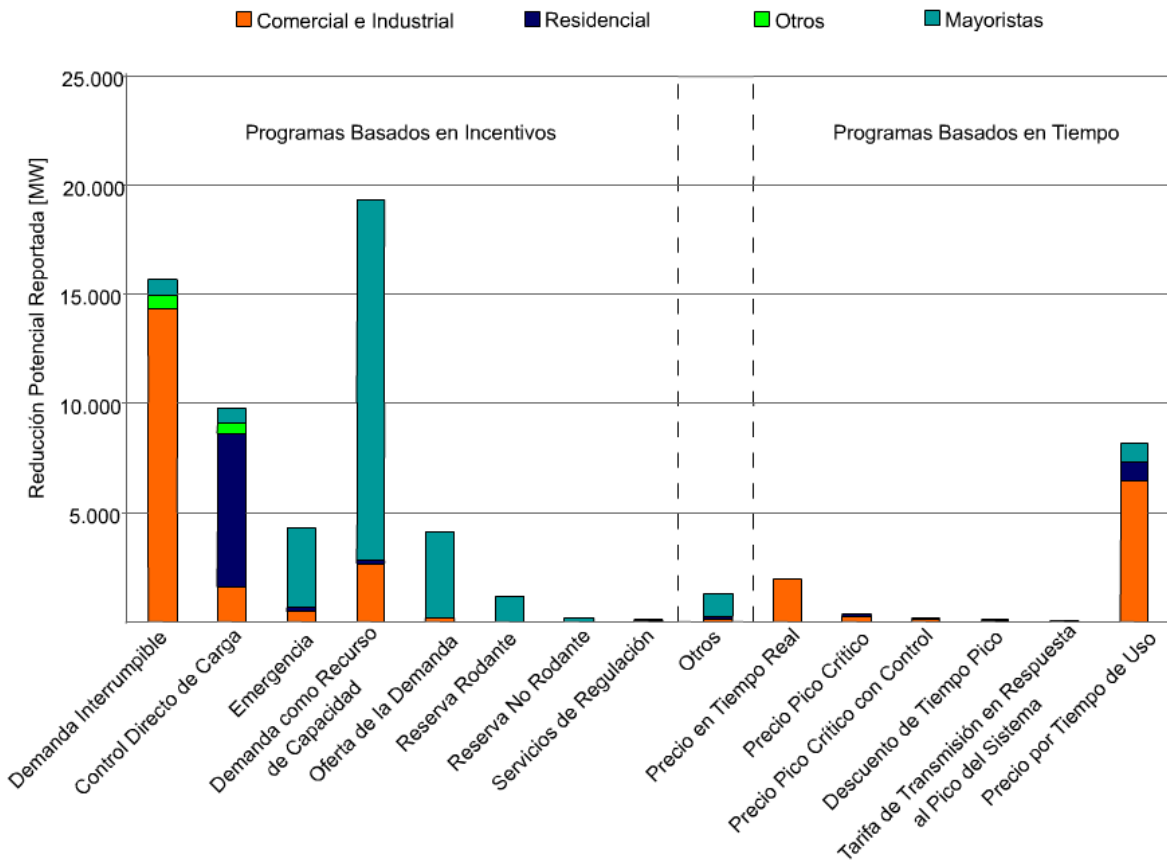


Figura 6. Capacidad de reducción con respecto al Pico Reportada por Tipo de Usuario y Programa. Adaptada de [23].

Por otro lado, en el mismo informe se determinó que son cuatro los programas principales de participación de la demanda y abarcan más del 80% de la capacidad de reducción de demanda. Estos son: Demanda como Recurso de Capacidad, Demanda Interrumpible, Control Directo de Carga y Precio por Tiempo de Uso, aportando el 29%, 24%, 15% y 12%, respectivamente. De forma general, los PBI aún representan la mayor parte del potencial de respuesta en demanda reportado. Sin embargo, cabe mencionar, que se ha presentado un aumento en la participación en los PBT. La figura 6 presenta información de la capacidad de reducción de la demanda, con respecto al pico, según el tipo de usuario y programa.

#### 2.4.2. En Gran Bretaña

Por su parte, Gran Bretaña cuenta con distintos programas de RD basados en la modalidad Precio por Tiempo de Uso, entre los cuales se destacan: Economy 7 (tarifas bajas durante 7 horas por las noches), Economy 10 (tarifas bajas durante 10 horas fuera de pico) y Dynamic Teleswitching (cortes de carga dinámicos). No obstante, un gran

número de proveedores buscan ofrecer nuevos programas de RD basados en la modalidad Precio Pico Crítico, con los cuales conseguir una mayor participación de los usuarios residenciales [25] - [26].

Más allá de esto, los esfuerzos recientes de Gran Bretaña, se han centrado en la inclusión de medidores inteligentes en sus redes y en estudiar la forma en que los usuarios responden a las señales de consumo de energía. Particularmente, entre los años 2007 y 2010, se realizó un importante proyecto denominado Energy Demand Research Project (EDRP), en el cual participaron de forma conjunta el DECC<sup>9</sup> y la OFGEM<sup>10</sup>. El objetivo del proyecto era evaluar la respuesta de los consumidores ante distintas estrategias propuestas, relacionadas con la información que recibían los usuarios sobre sus hábitos de consumo y el precio de la energía, incorporándose más de 60.000 hogares y más de 18.000 medidores inteligentes en el estudio.

Entre las estrategias implementadas se encontraban: mayor información sobre el consumo para los usuarios, una facturación más frecuente, consejos de eficiencia energética e instalación de medidores inteligentes. Los resultados del estudio muestran que la forma en que se presentan las señales de precio a los usuarios influye en su comportamiento. Particularmente, se comprobó que ante la ausencia de medidores inteligentes, no se presentaron reducciones significativas en el consumo. En contraste, aquellos hogares que contaban con medidores inteligentes presentaban ahorros significativos, alcanzando porcentajes hasta del 11% de reducción en su consumo, y, desplazamientos de consumo de cerca del 10% del valor pico de demanda. Adicionalmente, los resultados del proyecto muestran que suministrar a los usuarios consejos sobre un uso eficiente de la energía, podría lograr reducciones anuales en el consumo superiores al 5% [27].

#### **2.4.3. En Nueva Zelanda**

El sector residencial de Nueva Zelanda consume solo el 33% de la energía eléctrica generada, y sin embargo, contribuye con cerca del 54% de la demanda presente durante las horas pico. Lo anterior, sumado a las limitaciones técnicas y el envejecimiento de las redes de transmisión, ha originado el fortalecimiento de los programas de RD a nivel doméstico.

---

<sup>9</sup> Department of Energy & Climate Change

<sup>10</sup> Office of Gas and Electricity Markets. Actúa como regulador de los mercados de electricidad y gas en Gran Bretaña

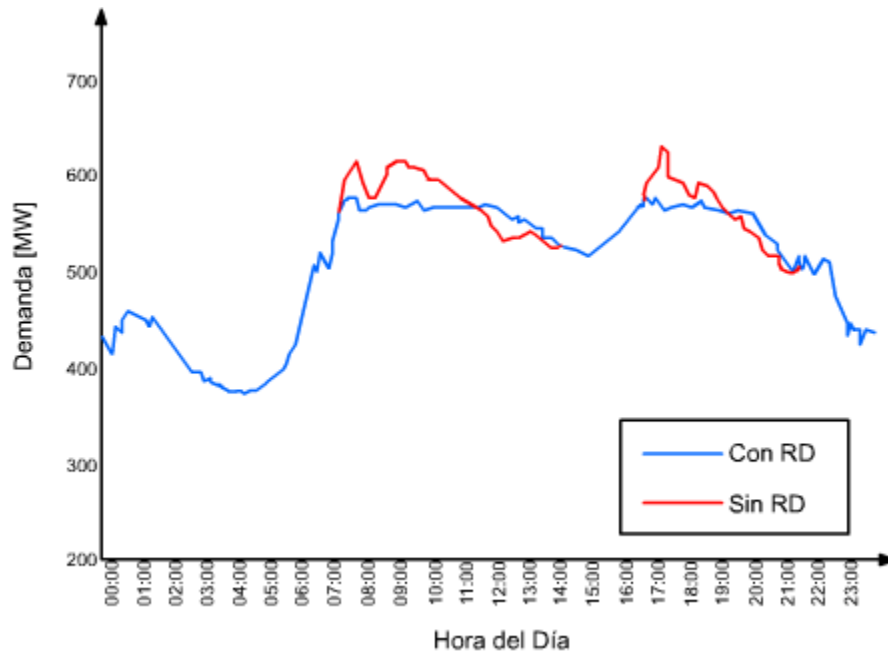


Figura 7. Efecto del Control Directo de Carga al Sur de Nueva Zelanda. Adaptado de [28].

Mientras que los grandes compradores de energía pueden participar en el mercado a través de PBT, las empresas distribuidoras de energía ofrecen a sus clientes residenciales programas de Control Directo de Carga y actúan como intermediarias entre estos y el operador del sistema de transmisión. Los usuarios que participan en estos programas reciben un 11% de descuento en su factura mensual. La figura 7 presenta un ejemplo del efecto de este tipo de programas en la red de Orion al sur de Nueva Zelanda en un día frío típico [28].

#### 2.4.3. En Italia

Italia es el país con la mayor penetración de medidores inteligentes instalados en Europa. De hecho, los programas de Demanda Interrumpible, y Control Directo de Carga representan el 6.5% del consumo en horas pico y son ofrecidos solo a grandes consumidores. Por otro lado, se estima que el potencial técnico y económico oscila entre el 1.6% y 4.2% de la demanda pico [26].

#### 2.4.4. En Brasil

En Brasil, se han aplicado tarifas por tiempo de uso desde los años ochenta a grandes consumidores [29]. Sin embargo, recientemente la agencia reguladora del sistema

eléctrico de Brasil ANEEL<sup>11</sup>, ha emitido la resolución N° 464 de 2011 con el ánimo de enviar señales económicas a pequeños usuarios conectados a redes de baja tensión, a través de la tarifa. Las dos principales estructuras tarifarias, relacionadas con RD, son las denominadas *White Tariff* (WT) y la *Tariff Flag* (TF) [30].

La WT ofrece a sus participantes tres precios distintos a lo largo del día relacionados con el nivel de consumo, esto es, se ofrecen precios elevados para las horas de mayor demanda, precios bajos en horas de bajo consumo y precios intermedios para las demás horas del día [30], como se muestra en la figura 8. Por su parte, la TF envía señales económicas a sus participantes con una resolución mensual, que se calculan con base en el precio de la energía en tiempo real y cargos en el servicio asociados a la seguridad del suministro [29].

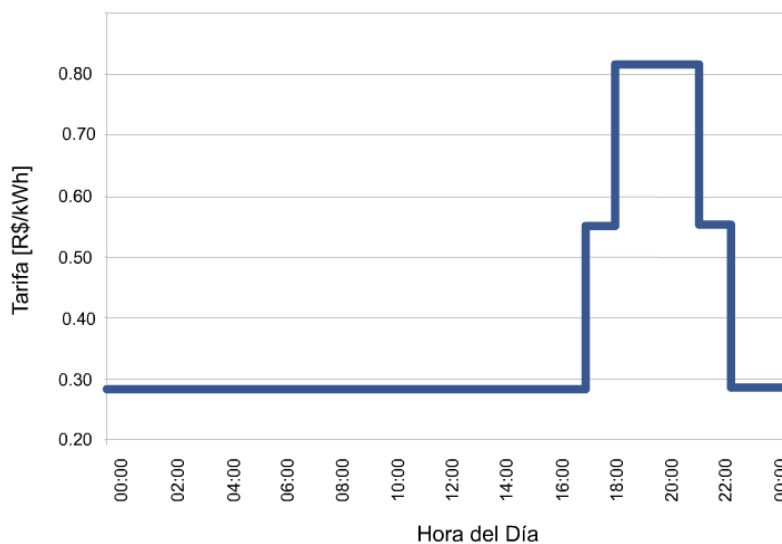


Figura 8. Precios para un día en la White Tariff. Adaptado de [29].

## 2.5. Experiencias en Colombia

La experiencia en Colombia es muy limitada, sin embargo, como se menciona en [Design of Demand Response Programs in Emerging Countries], Colombia es uno de los países de la región con mayor probabilidad a mediano plazo de llevar a cabo programas de RD dadas las características de su mercado.

<sup>11</sup> Agência Nacional de Energia Eletrica

Podría decirse que los primeros pasos para lograr una RD en Colombia, obedecen al planteamiento de una Demanda Desconectable Voluntariamente (DVV). Este mecanismo, regulado por la resolución CREG 063 de 2010, es un elemento adicional en el anillo de seguridad por cargo de confiabilidad, mediante el cual se facilita el cumplimiento de las obligaciones de energía firme [12]. Mediante los contratos de DDV, un usuario o grupo de usuarios, *“se obligan a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional a cambio de un precio que se obliga a pagar el generador”* [31].

Por otro lado, en Colombia, también se han realizado esfuerzos encaminados a mejorar el uso de la energía. Por ejemplo, el ministerio de minas y energía adoptó el plan indicativo 2010-2015 para el desarrollo de Programas de Uso Racional y Eficiente de Energía y demás formas de energía no convencionales (PROURE) [32]. Este plan establece potenciales metas de ahorro en los sectores de consumo, en cuanto a la dinámica del mercado de bienes y servicios. Particularmente, se observa una mayor preocupación por el uso racional y eficiente de energía en los usuarios residenciales principalmente en términos de iluminación, calentamiento de agua y acondicionamiento térmico de espacios, factores en los cuales podrían entrar a participar directamente los programas de RD.

En conclusión, en nuestro país no existen programas formales que incentiven la participación de la demanda (exceptuando el mecanismo DDV) tal como se ha estructurado en otros países.

---

## 3. Modelo Propuesto

---

### 3.1. Introducción

Aunque hasta el momento no se ha encontrado referencia alguna, en la cual se cuantifique directamente el impacto de los programas de RD en el sistema de gas natural, si se han desarrollado distintos modelos con el fin de evaluar las dependencias existentes entre los sectores de gas y electricidad. Por ejemplo, en [33] se analiza el impacto de contingencias en la infraestructura de gas natural, en la operación de los sistemas eléctricos de potencia y la pertinencia de fuentes de energía renovables como alternativa para reducir la dependencia entre ambos sectores, desde el punto de vista de la confiabilidad. Al igual que en [33], en [34] y [35], se propone un modelo que permite cuantificar el impacto de la red de gas natural en la seguridad de los sistemas eléctricos, mientras que, en [36], se analizan los distintos niveles de riesgo que afronta una compañía de generación, en el planeamiento de mediano plazo, considerando la infraestructura y los contratos de gas natural.

Por otro lado, son varios los modelos propuestos con el fin de incluir la RD en la programación óptima de unidades, distinguiéndose principalmente dos grupos. En el primer grupo, la demanda se modela a través del parámetro de elasticidad y el precio de la energía [37] - [38]. Este tipo de modelos presentan la ventaja de que permiten maximizar los beneficios del consumidor y establecer el impacto de los incentivos y/o las penalidades, según el programa en que participa el usuario, en el sistema eléctrico. Sin embargo, presentan la desventaja de asumir que los CSPs están en condiciones de calcular el parámetro de elasticidad y un modelo adecuado para la demanda, lo cual no es una tarea fácil. Por otro lado, en el segundo grupo de modelos, la inclusión de la demanda se realiza a través de ofertas de disminución de carga enviadas por el CSP al mercado mayoristas [39] - [40]. Este tipo de modelos incluyen en la oferta, la cantidad de energía que el CSP estaría dispuesto a disminuir y el precio mínimo al cual realizaría ésta disminución. Para realizar ésta oferta, el CSP actúa en representación de los participantes

adscritos en programas de RD y debe tener en cuenta las características de reducción de carga, y los incentivos y/o penalidades ofrecidos a sus clientes dentro de cada programa. Lamentablemente, estos modelos no permiten obtener conclusiones en función de los incentivos y/o penalidades que enfrenta el usuario.

Partiendo de la revisión bibliográfica, los modelos y la metodología propuesta en este capítulo se parte de las siguientes dos premisas:

1. Generalmente, los modelos empleados para cuantificar las relaciones existentes entre los sectores de gas y electricidad consideran un único modelo de optimización donde se incluyen las restricciones operativas, tanto del sistema eléctrico como del sistema de gas, delegando la programación de las unidades de ambos sistemas a un único operador independiente. En el caso particular del sistema colombiano, actualmente, no se cuenta con un operador encargado de realizar la programación conjunta de los elementos de los sistemas de gas y electricidad, y, debido a las diferencias en las prácticas operativas y las condiciones de mercado de ambos sistemas, no se vislumbra en el corto plazo la aparición de un operador único para un sistema integrado. A diferencia de los trabajos citados, la metodología propuesta en este trabajo pretende evaluar el impacto de los programas de RD en la red de gas natural, conservando las diferencias en cuanto al mercado y a las prácticas operativas de ambos sectores se refiere, esto es, en este trabajo se considera un mercado basado en ofertas para el mercado eléctrico y un mercado basado en contratos para el mercado de gas natural, conservando la independencia de las restricciones operativas propias de cada sector.
2. Los usuarios no participan directamente en el mercado, sino que, los CSPs actúan en representación de estos a través del envío de ofertas al operador del sistema. Incluso, se busca que la forma de participación de la RD sea comparable con la forma en que participan otros recursos en el mercado mayorista. Organismos como la FERC obliga a los distintos operadores del sistema y organizaciones de transmisión regional a aceptar ofertas de los recursos de demanda en sus mercados [40], [41]. Adicionalmente, no es el propósito de este trabajo evaluar el impacto de los incentivos y penalidades de los programas de RD en los sistemas de gas y electricidad, aunque se recomienda su estudio en la sección de trabajos futuros.



Teniendo en cuenta las razones mencionadas anteriormente, el modelo propuesto en este trabajo para la inclusión de los programas de RD en la programación óptima de unidades se basa en la participación de los usuarios en el mercado a través de los CSPs. Por otro lado, el modelo de la programación de la producción de gas natural parte de que se conoce la demanda de gas de las centrales térmicas (dado que se cuenta con esta información de la programación óptima de unidades) y se consideran distintos tipos de contratos para el suministro de gas a estos generadores. Finalmente, se evalúa el impacto de la ausencia de un gasoducto por falla o labores de mantenimiento en los sistemas de gas y electricidad, cuando se considera o se ignora la presencia de programas de RD en el mercado eléctrico.

En este capítulo se presentan los siguientes aspectos:

- La programación óptima de unidades en el mercado eléctrico.
- La inclusión de la RD en la programación óptima de unidades del mercado eléctrico.
- La programación de la producción de gas natural.
- El modelo de almacenamiento en gasoductos.

En las siguientes secciones se aborda cada uno de estos modelos y la forma como se relacionan en este trabajo.

### **3.2. Programación Óptima de Unidades**

El objetivo de la programación óptima de unidades es determinar los tiempos de encendido y apagado de las unidades de generación que hacen parte de la red eléctrica y la cantidad de potencia que deben entregar al sistema en un periodo de tiempo dado, de forma tal, que se supla la demanda esperada al mínimo costo. Matemáticamente, la programación óptima de unidades es un problema de Programación No Lineal Entera Mixta (PNLEM), de gran escala, no convexo y con un gran número de variables binarias [42]. El modelo empleado varía según las características del estudio que se desee realizar, y, las técnicas de solución empleadas para el problema aún son motivo de estudio. En [43] se presenta una recopilación bibliográfica detallada de los modelos y técnicas de solución que han sido propuestos en la literatura para este problema.

Distintos esfuerzos se han realizado con el fin de modelar la programación óptima de unidades como un problema de Programación Lineal Entera Mixta (PLEM), debido a que, un problema de PLEM garantiza la convergencia a la solución óptima en un número finito de iteraciones, permitiendo además flexibilidad y precisión en el modelado [44]. De hecho, en Colombia, “el Centro Nacional de Despacho (CND) desarrolló un software llamado Despacho y Redespacho Programado (DRP) en el que se establece un modelo de optimización lineal cuyo objetivo es minimizar los costos de operación teniendo en cuenta las restricciones de generación para las diferentes plantas del sistema y además, tiene acoplado un flujo de potencia Óptimo DC (sólo se tiene en cuenta el flujo de potencia activa a través de la red) para modelar mediante algunas aproximaciones las restricciones propias de la red de transmisión” [45]. Debido a esto, en este trabajo se ha optado por utilizar un modelo lineal para la programación óptima de unidades. Las expresiones (1) – (20) presentan el modelo propuesto en este trabajo, siendo éste, una combinación de los modelos lineales para plantas térmicas presentados en [44], [46], y el modelo DC [47] para el problema de la programación óptima de unidades.

### Función Objetivo

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} C_{i,t} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} SC_{i,t} X_{i,t}^{ON} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} DC_{i,t} X_{i,t}^{OFF} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in ND} \rho_{ES} P_{ES,i,t} \quad (1)$$

### Restricciones de Balance de Potencia y Flujo Máximo

$$P_{i,t} - D_{i,t} - \sum_{j \in NL_i} Fe_{ij,t} + P_{ES,i,t} = 0 \quad (2)$$

$$Fe_{ij,t} = \frac{\theta_{i,t} - \theta_{j,t}}{x_{ij}} \quad (3)$$

$$-Fe_{ij}^{\max} \leq Fe_{ij,t} \leq Fe_{ij}^{\max} \quad (4)$$

### Restricciones de Mínimo Tiempo en Operación

$$\sum_{t=1}^{L_i} [1 - I_{i,t}] = 0 \quad (5)$$

$$L_i = \min \left\{ T, (T_i^{ON} - s_{i0}^{ON}) I_i^0 \right\} \quad (6)$$

$$\sum_{k=t}^{k+T_i^{ON}-1} I_{i,k} \geq T_i^{ON} \cdot X_{i,t}^{ON} \quad \forall t = L_i + 1, \dots, T - T_i^{ON} + 1 \quad (7)$$

$$\sum_{k=t}^T [I_{i,k} - X_{i,t}^{ON}] \geq 0 \quad \forall t = T - T_i^{ON} + 2, \dots, T \quad (8)$$

Restricciones de Mínimo Tiempo sin Operar

$$\sum_{t=1}^{F_i} I_{i,t} = 0 \quad (9)$$

$$F_i = [T_i^{OFF} - S_{i0}^{OFF}] [1 - I_i^0] \quad (10)$$

$$\sum_{k=t}^{k+T_i^{OFF}-1} [1 - I_{i,k}] \geq T_i^{OFF} \cdot X_{i,t}^{OFF} \quad \forall t = F_i + 1, \dots, T - T_i^{OFF} + 1 \quad (11)$$

$$\sum_{k=t}^T [1 - I_{i,k} - X_{i,t}^{OFF}] \geq 0 \quad \forall t = T - T_i^{OFF} + 2, \dots, T \quad (12)$$

Restricciones de Potencia Máxima Generada

$$\bar{p}_{i,t} \leq P_i^{\max} [I_{i,t} - X_{i,(t+1)}^{OFF}] + X_{i,(t+1)}^{OFF} SD_i \quad \forall t \in T \quad (13)$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq P_{i,(t-1)} + I_{i,(t-1)} RU_i + X_{i,t}^{ON} SU_i \quad \forall t \in T \quad (14)$$

$$\bar{p}_{i,t} \geq 0 \quad \forall t \in T \quad (15)$$

$$P_{i,t} \leq \bar{p}_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (16)$$

Restricciones de Potencia Mínima Generada

$$P_i^{\min} I_{i,t} \leq \bar{p}_{i,t} \quad \forall t \in T \quad (17)$$

$$P_{i,(t-1)} - P_{i,t} \leq I_{i,t} RD_i + X_{i,t}^{OFF} SD_i \quad \forall t \in T \quad (18)$$

Restricciones Complementarias

$$X_{i,t}^{ON} - X_{i,t}^{OFF} = I_{i,t} - I_{i,(t-1)} \quad (19)$$

$$X_{i,t}^{ON} + X_{i,t}^{OFF} \leq 1 \quad (20)$$

La función objetivo (1) minimiza los costos de generación expresados de forma lineal (a través de una oferta única como en el caso colombiano), los costos de arranque y parada de los generadores térmicos. Además se incluyen los costos asociados a los cortes de demanda, esto es, demanda no atendida a lo largo del horizonte de tiempo.

En (2) y (3) se consideran las ecuaciones de balance y flujo de potencia del modelo DC, mientras que la restricción (4), presenta los límites de flujo de potencia por las líneas. Vale

la pena indicar que en este caso la demanda se considera constante, en la siguiente sección (sección 3.3) se muestra como incorporar la demanda flexible en esta formulación.

Las expresiones (5) – (8) corresponden a las restricciones del mínimo tiempo que deben permanecer las unidades de generación operando, una vez han sido encendidas. Con (5) y (6) se garantiza que cada generador cumpla con el mínimo tiempo que debe permanecer encendido al inicio del periodo de estudio, dependiendo del número de horas consecutivas de generación con las que terminó en el periodo anterior, esto es, según sus condiciones iniciales. Con las restricciones (7) y (8) se conserva el tiempo mínimo que debe permanecer cada unidad encendida después de cumplir con (5) y (6), hasta el final del periodo.

De manera análoga, (9) – (12) corresponden a las restricciones del mínimo tiempo que deben permanecer las unidades de generación sin operar, una vez han sido apagadas. Con (9) y (10) se garantiza que cada generador cumpla con el mínimo tiempo que debe permanecer apagada al inicio del periodo de estudio, dependiendo del número de horas consecutivas sin generar con las que terminó en el periodo anterior, esto es, según sus condiciones iniciales. Con las restricciones (11) y (12) se conserva el tiempo mínimo que debe permanecer cada unidad apagada después de cumplir con (9) y (10), hasta el final del periodo.

Con las restricciones (13) – (16) se garantiza que la potencia de salida de las unidades de generación no excedan los valores técnicos permisibles. De esta forma, con la ecuación (13) se garantiza que la potencia generada no exceda ni la potencia máxima de la unidad en cada periodo, ni la máxima disminución de potencia permitida, debida a su rampa de apagado, cuando se da la orden de apagado a la unidad. La restricción (14) asegura que el aumento de generación entre dos periodos de tiempo consecutivos, no viole ni los límites técnicos de incremento de potencia de las unidades, ni los límites de potencia ante condiciones de encendido de la unidad. Por su parte la restricción (15) mantiene la condición de positividad para la potencia generada y con (16) se mantiene la potencia generada por debajo de los límites máximos mencionados anteriormente.

Las restricciones (17) y (18) garantiza que la potencia de salida de las unidades de generación no sea menor a sus valores técnicos permisibles. De esta forma, con la ecuación (17) se garantiza que la potencia generada no sea menor a la potencia mínima

permitida, mientras que, la restricción (18) garantiza que la disminución de generación, ante condiciones de apagado, no viole los límites técnicos y conserve los límites de disminución de potencia de las unidades entre dos periodos de tiempo consecutivos.

Finalmente, la restricción (19) asegura que las unidades permanezcan operando (o sin operar) cuando la variable de encendido (o apagado) sea igual a uno, mientras que, la restricción (20) garantiza que las unidades no se enciendan y se apaguen en el mismo instante de tiempo.

### **3.3. Inclusión de la RD en la Programación Óptima de Unidades**

Como se ha mencionado en secciones anteriores, los usuarios adscritos a programas de RD participan en el mercado de energía eléctrica a través de los CSP. Entre las modalidades de participación que estos ofrecen se encuentran los programas de oferta de la demanda (ver tabla 1).

Algunas de las ventajas que este tipo de programas ofrecen a sus participantes, con respecto a otros programas, se presentan a continuación:

1. La participación de la demanda a través de ofertas permite a los usuarios programar su consumo según sus propias necesidades con una resolución horaria, reduciendo así la pérdida de comodidad por cortes de carga inesperados.
2. Las disminuciones de demanda se realizan cuando la oferta de reducción es menor al costo de generación, lo que permite una participación frecuente por parte de los usuarios.
3. Es posible lograr beneficios económicos sin importar el estado de la red, esto es, los beneficios obtenidos dependen únicamente de las ofertas realizadas por los generadores y demás recursos de demanda.
4. La participación de los CSPs como agregadores de demanda, permite extender los beneficios de la RD y la participación en estos programas a pequeños consumidores.

Debido a las ventajas mencionadas anteriormente, en este trabajo se analiza el impacto de un programa de RD basado en incentivos, bajo la modalidad de oferta de la demanda, en el sector de gas natural. Una representación gráfica de la oferta que realiza el CSP para una hora del día se presenta en la figura 9. En esta figura, el eje horizontal representa la cantidad máxima que está dispuesta a consumir el CSP para el precio que

se muestra en el eje vertical. La línea punteada a la derecha de la figura, corresponde a la Línea Base de Consumo<sup>12</sup> (CBL por sus siglas en inglés) para este CSP, y la distancia entre esta línea y la curva de oferta corresponde a la reducción de carga ofertada por el CSP al mercado.

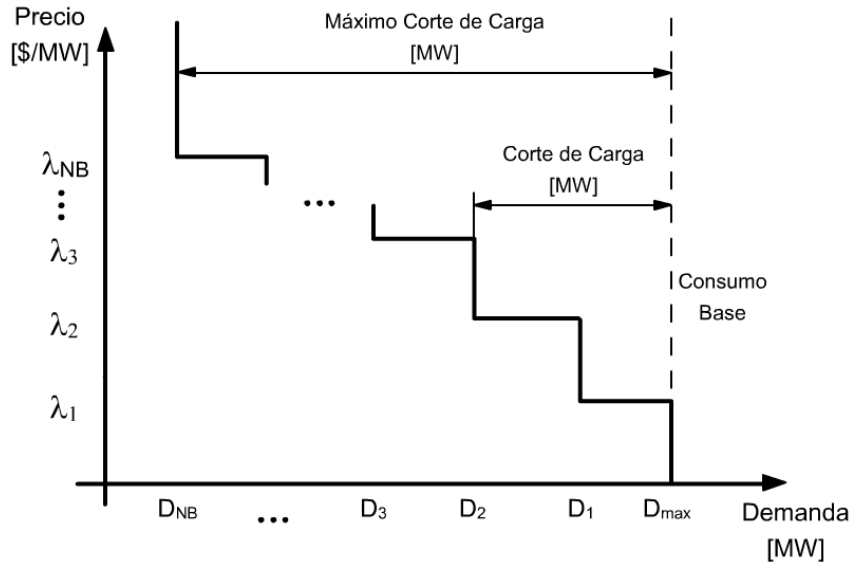


Figura 9. Ofertas de Corte

Cabe mencionar que para el CSP es indispensable caracterizar a sus usuarios, conocer la tecnología con la cual disponen para realizar las reducciones de carga y la elasticidad de cada uno de sus usuarios al momento de realizar su oferta en el mercado.

Teniendo en cuenta la participación de la demanda, la función objetivo mostrada en (1) cambia. En este caso, el objetivo sería la maximización del beneficio social, como se muestra en (21).

$$\max \sum_{t \in T} \sum_{i \in NDR} B_{i,t} - \left\{ \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} C_{i,t} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} SC_{i,t} X_{i,t}^{ON} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in NG} DC_{i,t} X_{i,t}^{OFF} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in ND} \rho_{ES} P_{ES,i,t} \right\} \quad (21)$$

Dónde:

$$B_{i,t} \leq \lambda_{i,t,r} D_{i,t} + b_{i,t} \quad \forall i \in NDR, t \in NT, r \in NB \quad (22)$$

<sup>12</sup> La Línea Base de Consumo, es el consumo de electricidad que tendría un recurso de demanda en caso tal de no salir despachada [55], es decir, es el consumo que tendría el usuario (en este caso el CSP) ante la ausencia de RD. La forma como se calcula la CBL varía según el mercado y una explicación detallada se escapa de los alcances de este trabajo. La referencia [56] presenta algunos ejemplos para el c.

Las ecuaciones (21) – (22) corresponden a las variaciones en el modelo que permiten incluir la RD en el problema de la programación óptima de unidades y sus orígenes pueden ser consultados en el Anexo 1.

### 3.4. Programación de la Producción de Gas Natural

Una vez conocida la programación óptima de unidades es posible conocer la demanda de gas natural por parte de las centrales térmicas. Ésta demanda entra a ser parte del problema de la programación de la producción de gas natural y con esta demanda se realizan las nominaciones de gas.

Distintos modelos han sido propuestos para modelar el mercado de gas. Entre ellos se destacan los modelos de inversión y equilibrio, siendo menos frecuentes los modelos que permiten incluir la operación del sistema de transporte de gas natural en el mercado [48]. En [49] - [50] se presenta una revisión bibliográfica de los modelos más empleados.

El modelo empleado para la programación de gas natural propuesto en este trabajo se presenta en las expresiones (23) – (35) y permite incluir en su formulación, tres tipos de contratos empleados en la compra y venta de gas natural<sup>13</sup>: Contratos Take or Pay, Interrumpibles y de Opción de Compra.

#### Función Objetivo

$$\min \sum_{m \in Ng} W_m^\eta + \sum_{t \in T} \sum_{m \in Ng} P_{m,t}^\gamma F_{m,t}^\gamma + \sum_{t \in T} \sum_{m \in Ng} \rho_{GS} F_{GS,m,t} + \sum_{t \in T} \sum_{m \in Nc_M} \rho_m^c F_{m,t}^c \quad (23)$$

#### Restricciones de los Contratos

$$F_{m,t}^\eta + F_{m,t}^\gamma = Dg_{m,t} \quad (24)$$

$$F_m^{\eta \min} \leq \sum_{t \in T} F_{m,t}^\eta \leq F_m^{\eta \max} \quad (25)$$

$$F_m^{\gamma \min} \leq \sum_{t \in T} F_{m,t}^\gamma \leq F_m^{\gamma \max} \quad (26)$$

<sup>13</sup> Son de particular interés este tipo de contratos dado que son los que se utilizan en Colombia [57], [58].

### Restricciones de Balance Nodal y Flujo

$$Pg_{m,t} - Dg_{m,t} - \sum_{n \in Nd_m} Fg_{mn,t} - \sum_{\substack{n \in Nc_m \\ \text{si } \pi_{m,t} < \pi_{n,t}}} Fc_{mn,t} + F_{GS,m,t} = 0 \quad (27)$$

$$Fg_{mn,t} = \text{sgn}(\pi_{m,t}, \pi_{n,t}) C_{mn} \sqrt{|\pi_{m,t}^2 - \pi_{n,t}^2|} \quad (28)$$

$$Fc_{mn,t} = \text{sgn}(\pi_{m,t}, \pi_{n,t}) \frac{H_{mn,t}}{k_{mn2} - k_{mn1} \left[ \frac{\max(\pi_{m,t}, \pi_{n,t})}{\min(\pi_{m,t}, \pi_{n,t})} \right]^{\alpha_{mn}}} \quad (29)$$

$$F_{m,t}^c = a_{mn} H_{mn,t}^2 + b_{mn} H_{mn,t} + c_{mn} \quad (30)$$

$$\text{sgn}(\pi_{m,t}, \pi_{n,t}) = \begin{cases} 1 & \text{si } \pi_{m,t} \geq \pi_{n,t} \\ -1 & \text{si } \pi_{m,t} < \pi_{n,t} \end{cases} \quad (31)$$

### Restricciones Técnicas

$$H_{mn}^{\min} \leq H_{mnt} \leq H_{mn}^{\max} \quad (32)$$

$$R_{mn}^{\min} \leq \frac{\max(\pi_{m,t}, \pi_{n,t})}{\min(\pi_{m,t}, \pi_{n,t})} \leq R_{mn}^{\max} \quad (33)$$

$$Pg_m^{\min} \leq Pg_{m,t} \leq Pg_m^{\max} \quad (34)$$

$$Pg_{m,t} \leq Pg_{m(t-1)} + \overline{Pg}_m \quad (35)$$

$$Pg_{m,t} \geq Pg_{m(t-1)} - \underline{Pg}_m \quad (36)$$

$$\pi_m^{\min} \leq \pi_{m,t} \leq \pi_m^{\max} \quad (37)$$

La función objetivo (23) minimiza, los costos de suministro para los generadores según el tipo de contrato, los cortes de demanda (demanda no atendida) y el consumo de gas natural en compresores a lo largo del horizonte de tiempo bajo estudio.

Las restricciones (24) – (26) relacionan los contratos take or pay y los contratos flexibles con las demandas de cada nodo, garantizando que para el horizonte de tiempo dado, los consumos no excedan la cantidad de gas contratada. En este trabajo se asume que la cantidad de gas en cada contrato, acordada generalmente para un año, puede ser llevada a un equivalente de consumo máximo diario.

Las expresiones (27) – (31) permiten el cálculo del balance nodal. En (27), la sumatoria de los flujos que entran a cada nodo del sistema de gas debe ser igual a la sumatoria de los flujos que salen. En este caso, se asume que el consumo del compresor se realiza en



el nodo por el cual entra el flujo al compresor. En (28) se presenta la dependencia del flujo en gasoductos de las presiones en sus extremos, relacionados por una constante que depende de la longitud, diámetro y fricción en la tubería, además de depender de la temperatura y composición del gas que fluye por ésta. La ecuación (29) presenta el flujo por los compresores en función del aumento de la presión y la potencia necesaria para lograr éste aumento. Adicionalmente considera las características constructivas del compresor. En (30) se relaciona el consumo del compresor en función de la potencia que desarrolla. Por otro lado, (31) define la función signo, la cual determina el sentido del flujo. Con esta función se garantiza que el gas natural fluya del nodo que se encuentra a mayor presión hacia el nodo de menor presión, evitando el problema de la raíz presente en la restricción (28).

Las restricciones (32) – (37) corresponden a los límites de operación de compresores, pozos y los límites de presión en los nodos de gas natural. La restricción (32) corresponde a los límites de la potencia que puede desarrollar cada compresor. En (33) se consideran los límites de la variación de presión que puede producir un compresor. La producción para un instante de tiempo dado para los pozos se limita a través de (34), mientras que en (35) y (36) se limitan las variaciones de producción entre dos periodos de tiempo consecutivos. Finalmente, en (37), se consideran los límites mínimos y máximos de presión para cada nodo de gas.

La relación entre el sector de gas y el sector eléctrico está dada por el consumo de gas en las centrales térmicas. El consumo de cada central generalmente es aproximado a través de una función cuadrática que depende de la potencia eléctrica generada y las características técnicas de la unidad. En este caso, la potencia generada por cada unidad, es resultado de la programación óptima de unidades y el consumo de gas se calcula a través de (38), ingresando al problema de la programación de la producción de gas natural como demanda en uno de los nodos.

$$Dg_{m,t} = a_m^g P_{m,t}^2 + b_m^g P_{m,t} + c_m^g \quad (38)$$

### 3.4.1. Modelo del almacenamiento en gasoductos

Uno de los propósitos de este trabajo, es evaluar el efecto de los programas de RD en el gas natural almacenado en gasoductos, luego de una falla o mantenimiento programado en la red de transporte. Para comprender el modelo propuesto del almacenamiento en

gasoductos, observe inicialmente la figura 10. En esta figura se presenta un sistema de gas, por simplicidad radial, compuesto de 5 nodos conectados a través de cuatro gasoductos (1-2, 2-3, 3-4 y 4-5), un pozo (P1) y tres demandas (L1, L2 y L3). Las líneas en zigzag mostradas suponen una falla o mantenimiento sobre el gasoducto 3-4<sup>14</sup>.

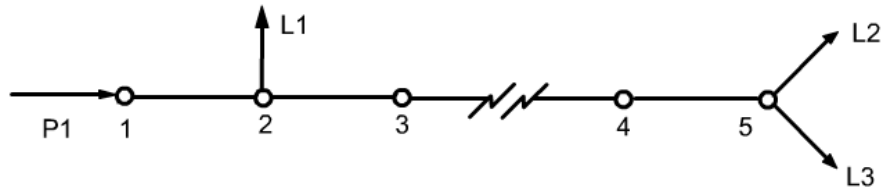


Figura 10. Sistema de gas con gasoducto bajo falla

Una vez detectada la falla en el sistema de gas natural, o al momento de iniciar el mantenimiento, las válvulas de bloqueo ubicadas en los nodos 3 y 4 se cierran de forma instantánea<sup>15</sup> con el fin de aislar el gasoducto. En este caso, el gas que quede dentro del gasoducto 3-4 no podrá ser utilizado, mientras que, los gasoductos 2-3 y 4-5 aún tendrán gas útil almacenado en su interior.

La figura 11 presenta el sistema equivalente que se propone en este trabajo aplicado a este sistema en particular. En esta figura, A1 y A2 representan el gas almacenado en los ductos 2-3 y 4-5, respectivamente, luego del cierre de las válvulas 3 y 4. Pese a la ausencia del gasoducto 3-4, L2 y L3 podrán ser atendidas por un periodo de tiempo dado gracias a A2, mientras que el servicio podrá seguir prestándose a L1 sin problemas, sea a través del pozo P1, o, a través de A1.

El modelo propone la ubicación de un “almacenamiento” en los nodos del gasoducto bajo falla. Adicionalmente, plantea que cada almacenamiento se puede considerar como un pozo que presenta dos límites: un límite máximo de suministro, el cual corresponde a la cantidad de gas acumulada en la red de ductos que proporcionan almacenamiento y un límite mínimo, asociado a la cantidad de gas que se requiere dentro del ducto para garantizar las presiones mínimas en el sistema.

El modelo propuesto parte de dos premisas:

<sup>14</sup> Las causas de falla en gasoductos son variadas, destacándose las fallas asociadas a esfuerzos mecánicos externos elevados, fatiga del material y corrosión [59].

<sup>15</sup> En este caso se asume un tiempo de cierre menor a tres minutos después de presentarse el fallo, conforme a los tiempos de operación típicos para válvulas de operación remota y válvulas automáticas [60].

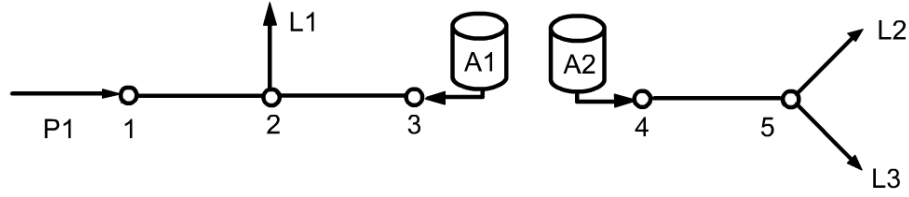


Figura 11. Sistema de gas equivalente

1. La cantidad de gas acumulada en cualquier gasoducto depende de las dimensiones de la tubería, las características físicas del gas y la diferencia de presiones entre sus extremos al instante del cierre de las válvulas, y por lo tanto, puede considerarse como un parámetro conocido cuando se cuenta con las mediciones adecuadas.
2. Pese a que la cantidad de gas natural que puede extraerse de los gasoductos que operan como almacenamiento, depende directamente de la caída continua de presión que se presenta al realizar extracciones gas<sup>16</sup>, en este trabajo se asume que es posible determinar el volumen mínimo que debería permanecer en la tubería, de forma tal, que la presión de ningún nodo sea inferior al límite mínimo operativo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se adiciona el suministro de gas por parte de los almacenamientos como variable, en aquellos nodos donde se cerraron las válvulas, a la restricción (27), y se limita la cantidad máxima de gas que puede ser extraída del almacenamiento, como se muestra en las expresiones (39) y (40) respectivamente.

$$Pg_{m,t} - Dg_{m,t} + V_{m,t} - \sum_{n \in Nd_m} Fg_{mn,t} - \sum_{\substack{n \in Nc_m \\ \text{si } \pi_{m,t} < \pi_{n,t}}} Fc_{mn,t} + F_{GS,m,t} = 0 \quad (39)$$

$$\sum_{t \in T} V_{m,t} \leq v_m^{\max} - v_m^{\min} \quad (40)$$

Cabe aclarar que la restricción (40) limita la cantidad total de gas que puede entregar el almacenamiento, pero no garantiza que se mantenga el suministro de forma continua una vez haya ocurrido el aislamiento del gasoducto bajo falla, es decir, podría darse el caso de que un almacenamiento entregue gas de forma intermitente. Para evitar esto, se propone

<sup>16</sup> Cabe aclarar aquí que conforme se consume el gas almacenado se presenta una caída de presión en los extremos del ducto. Esto ocasiona que la totalidad del gas almacenado no pueda ser extraído, debido a las restricciones asociadas a los límites mínimos de presión que debe cumplir la tubería en sus terminales.

emplear un factor de penalización por cortes de demanda mayor para el primer periodo de estudio y reducirlo gradualmente para los demás periodos. De esta forma se garantiza que las primeras horas, posteriores al fallo, tengan prioridad en el suministro.

### **3.5. Comentarios Finales**

En este capítulo se han propuesto dos modelos: uno que permite incluir los programas de RD en la programación óptima de unidades y otro que incluye el almacenamiento en gasoductos ante condiciones de falla o mantenimiento en la red de gas, en la programación de la producción de gas natural.

El modelo propuesto para la inclusión de la RD en la programación óptima de unidades presenta las siguientes características:

- El modelo propuesto plantea un problema de PNLEM, lo cual garantiza la convergencia a la solución óptima en un número finito de iteraciones, mientras que, algunas referencias emplean modelos no lineales [39], [51].
- El modelo de RD permite calcular la demanda que maximiza el beneficio social de forma continua. Algunas referencias calculan la demanda de forma discreta [40], [52].

Por otro lado, la programación de la producción de gas natural presenta las siguientes características:

- Se realiza una separación del problema de gas con respecto al problema eléctrico, con el fin de evitar la necesidad de un operador único de ambos sistemas a diferencia de otras referencias, siguiendo las prácticas operativas de la industria [35], [53].
- El modelo incluye racionamientos en la red de gas, lo cual resulta útil cuando se analizan fallas en este sistema.
- El modelo incluye el consumo de gas de los compresores dentro de la función objetivo.
- El modelo permite analizar la operación del sistema de gas ante fallas en gasoductos.
- El modelo permite analizar el comportamiento de los gasoductos como almacenamientos de una forma aproximada pero sencilla.

Las características que diferencian los modelos propuestos en este trabajo con respecto a otras referencias no deben ser tomadas como ventajas en todos los casos, dado que los modelos propuestos por los autores de dichas referencias abordaban muchas veces problemas distintos al que aquí se trata.

Adicionalmente, cabe resaltar que el modelo empleado en este trabajo para el almacenamiento en gasoductos pretende brindar solo una aproximación a la operación real de este tipo de almacenamientos. Un modelo más elaborado puede ser consultado en [50].

Finalmente, la metodología propuesta en este trabajo para evaluar el impacto de los programas de RD en el sector de gas natural se resume en la figura 12 y los resultados numéricos obtenidos se presentan en la siguiente sección.

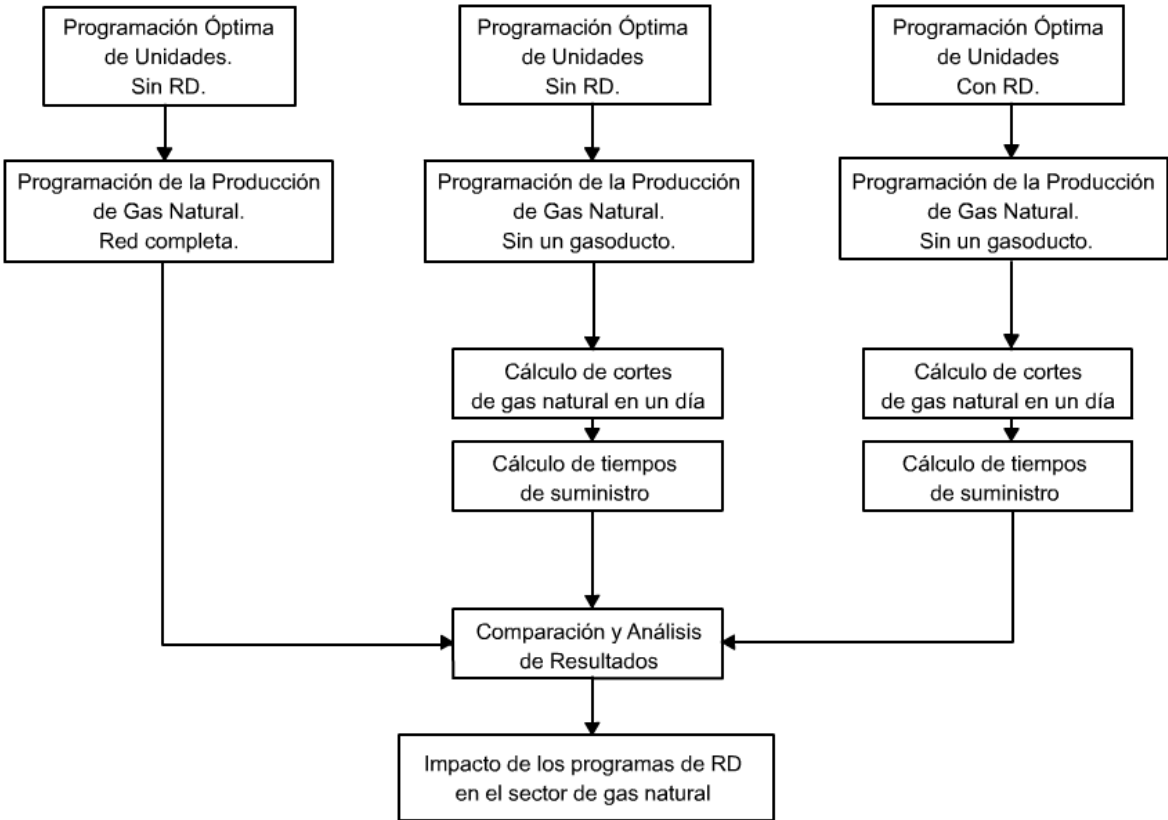


Figura 12. Resumen de la metodología propuesta.

---

# 4. Sistema de Prueba, Resultados y Análisis de Resultados

---

## 4.1. SISTEMA DE PRUEBA

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al emplear los modelos y la metodología propuesta en este trabajo, sobre los sistemas de electricidad y de gas natural mostrados en las figuras 13 y 14. Cabe resaltar que los sistemas de prueba, aunque similares a los presentados en [35], exhiben algunas diferencias que permiten evaluar la metodología propuesta y facilitan la interpretación de los resultados obtenidos.

El sistema eléctrico se encuentra compuesto por seis nodos, siete líneas de transmisión, tres generadores (G1, G2 y G3) y tres demandas (L1, L2 y L3) ubicadas en los nodos 3, 4 y 5. Por su parte, el sistema de gas natural se encuentra compuesto por ocho nodos, seis gasoductos, un compresor (C1), dos pozos (P1 y P2), tres demandas de gas debidas a los generadores térmicos (L1, L3 y L5) y dos demandas (L2 y L4) ubicadas en los nodos 1 y 4. Los demás datos de ambos sistemas pueden ser consultados en el anexo 2.

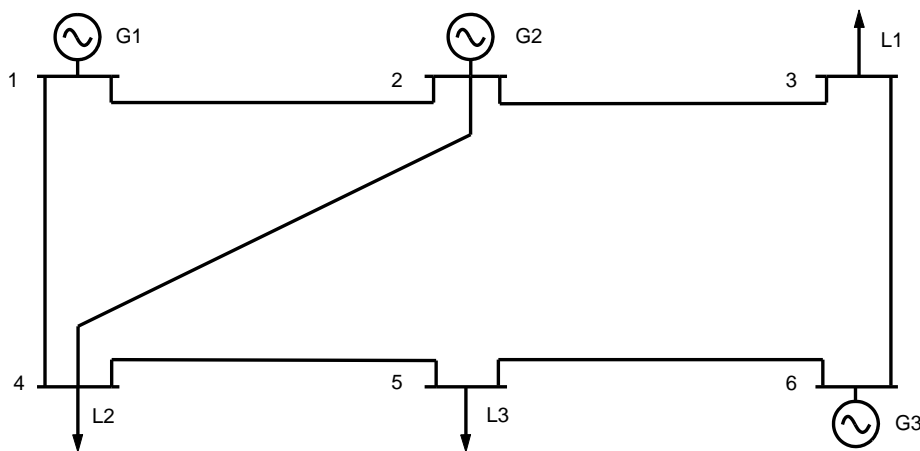


Figura 13. Sistema eléctrico de seis nodos

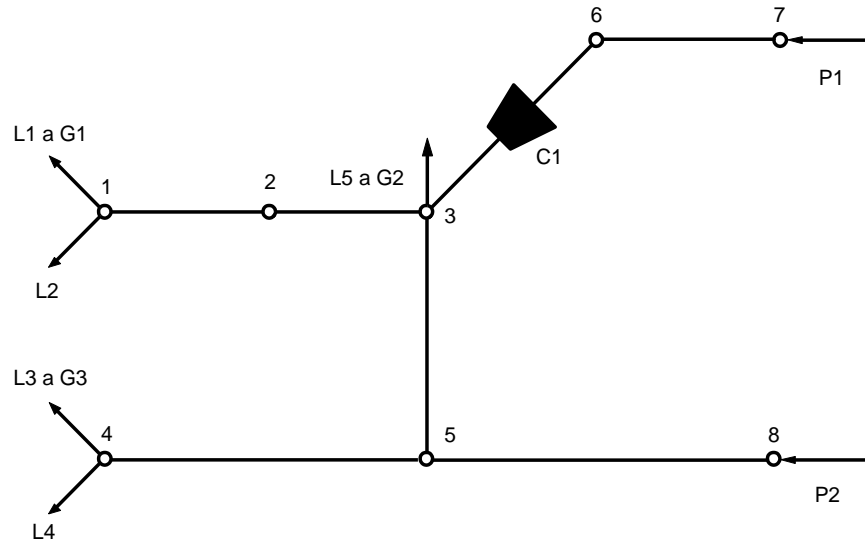


Figura 14. Sistema de gas natural de ocho nodos

Por otro lado, los resultados numéricos presentados en esta sección se obtuvieron empleando las siguientes herramientas computacionales:

1. Microsoft Excel
2. Matlab (Matrix Laboratory)
3. GAMS (General Algebraic Modeling System)

El ingreso de la información de los sistemas de prueba se realizó a través de Microsoft Excel, mientras que, la solución a cada problema de optimización se obtuvo por medio de GAMS. Por su parte, Matlab se destinó para realizar la comunicación entre las herramientas anteriores, la manipulación de datos y el análisis de resultados.

#### 4.2. CASOS DE ESTUDIO

Para el sistema de prueba propuesto se han estudiado los siguientes casos:

*Caso 1:* Se realiza la programación óptima de unidades sin considerar RD y se realiza la programación de la producción de gas natural. En este caso se asume que la red de gas se encuentra en condiciones normales de operación, esto es, no se consideran gasoductos en mantenimiento o bajo falla.

*Caso 2:* Se realiza la programación óptima de unidades sin considerar RD y se realiza la programación de la producción de gas natural sin un gasoducto. En este caso, se considera que el gasoducto 2-3 está en mantenimiento o bajo falla y se analiza el

comportamiento del sistema de gas para un día, considerando el almacenamiento presente en el gasoducto 1-2. Para esto, se asume que el tiempo que dura el gasoducto fuera de servicio es superior a un día.

**Caso 3:** Se realiza la programación óptima de unidades considerando RD y se realiza la programación de la producción de gas natural con el gasoducto 2-3 en mantenimiento o bajo falla y se analiza el comportamiento del sistema de gas para un día, considerando el almacenamiento presente en el gasoducto 1-2. Al igual que en el caso anterior, se asume que el tiempo que dura el gasoducto fuera de servicio es superior a un día.

Algunos comentarios respecto a los casos a ser evaluados:

1. Los resultados obtenidos en el caso 1 sirven como referente para comparar la programación de la producción de gas natural ante condiciones normales de operación y condiciones de mantenimiento en un gasoducto, esto es, permite realizar comparaciones con el caso 2, sin considerar RD.
2. Los resultados obtenidos en el caso 1 sirven como referente para comparar la programación óptima de unidades tradicional con la programación óptima de unidades incluyendo RD, esto es, permite realizar comparaciones con el caso 3.
3. El análisis de los resultados obtenidos en los casos 2 y 3 permiten cuantificar el impacto de los programas de RD en el sistema de gas natural.
4. Los resultados obtenidos en cada caso corresponden a las ofertas de reducción de demanda mostradas en la tabla 9 del anexo 2 y un almacenamiento inicial en el gasoducto 1-2 de  $40.000ft^3$ .

**Caso 4: Análisis de sensibilidad:** En esta sección se realiza un análisis de sensibilidad que permite cuantificar el impacto de contar con distintos valores de almacenamiento en el gasoducto 1 – 2 y distintas intensidades de participación de la demanda, sobre los cortes de suministro de gas natural en los tiempos máximos de abastecimiento del sistema.

### **Caso 1**

Los resultados obtenidos para la programación óptima de unidades se muestran en la figura 15. En esta figura, cada recuadro representa la potencia entregada por una unidad de generación, donde el nombre de la unidad se ha ubicado en la parte superior de cada recuadro. El eje horizontal representa las horas del horizonte de tiempo bajo estudio, es decir, las veinticuatro horas de un día. Por otro lado, el eje vertical muestra la potencia



entregada a la red por cada unidad de generación a base de gas natural. Así mismo, las barras verticales representan la potencia entregada (dada por el eje vertical) en cada hora (dada por el eje horizontal) por cada unidad de generación.

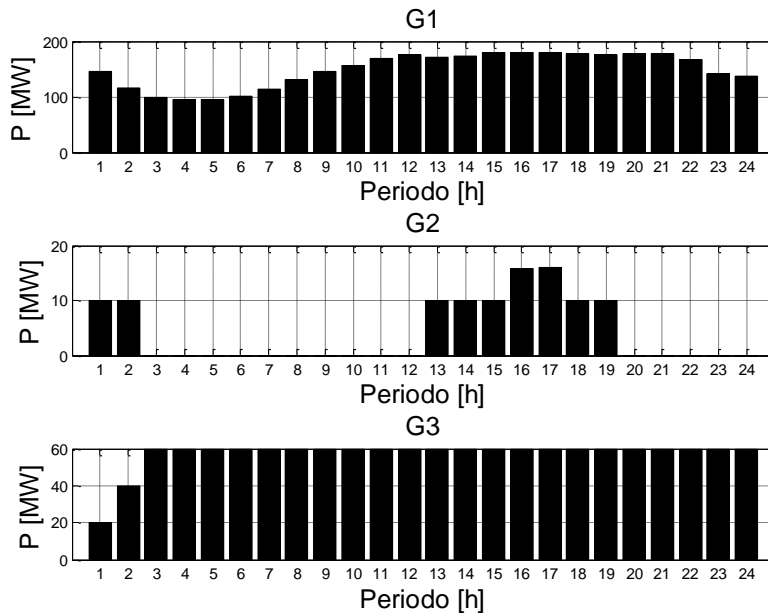


Figura 15. Programación óptima de unidades. Caso 1.

Los resultados para la red eléctrica muestran el aprovechamiento al máximo de la unidad de generación más económica (G3), recurriéndose a la unidad G1 para mantener al sistema operando dentro de sus límites técnicos y suplir la demanda que G3 no puede abastecer por sí misma, durante todo el horizonte de tiempo. Adicionalmente, resulta necesario recurrir a la unidad de generación más costosa (G2) entre las horas 13 y 19 para suplir la demanda eléctrica en horas pico y evitar racionamientos. En este caso el costo de generación es de 161.157 u.m.<sup>17</sup> y el costo de producción 70.949 u.m.

Por otro lado, la programación de la producción de gas natural se muestra en la figura 10. En esta figura, cada recuadro representa la cantidad de gas natural entregada por un pozo a la red de gas, donde el nombre del pozo se ha ubicado en la parte superior de cada recuadro. Al igual que en la figura 15, el eje horizontal de la figura 16 representa las horas del horizonte de tiempo bajo estudio y el eje vertical muestra la cantidad de gas natural entregada por cada pozo. Así mismo, las barras verticales representan la cantidad de gas natural entregada cada hora por cada pozo.

<sup>17</sup> Unidades Monetarias

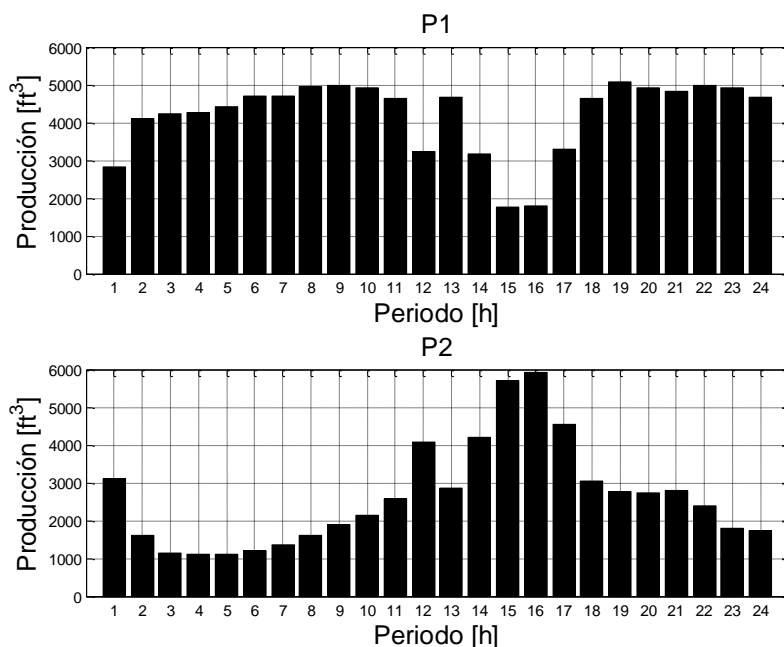


Figura 16. Programación de la producción de gas natural. Caso 1.

Los resultados obtenidos para el sistema de gas muestran una mayor producción por parte del pozo 1 la mayor parte del tiempo, no siendo así en la hora 12, ni en el periodo comprendido entre las horas 14 y 17.

## Caso 2

En este caso, los resultados obtenidos para la programación óptima de unidades son los mismos presentados para el caso anterior (figura 16) dado que aquí aún no se ha incluido la RD. Por otro lado, los resultados para la programación de la producción ante la ausencia por falla o mantenimiento del gasoducto 2 – 3, se muestran en la figura 17<sup>18</sup>.

Es de notar que la ausencia del gasoducto 2 – 3 produce la desconexión de la demanda de gas ubicada en el nodo 1 del resto del sistema, y es por esto, que los resultados presentados en la figura 17 revelan una disminución de la producción en ambos pozos. De hecho, todo el gas natural que se produce en los pozos P1 y P2 es consumido por L4 y los generadores G2 y G3, mientras que, las demandas de gas por parte de G1 y L2,

<sup>18</sup> Por facilidad en la comparación de resultados, la figura 16 ha sido reproducida en la siguiente página al lado de la figura 17. Lo mismo se realiza para las figuras 19, 20 y 21.

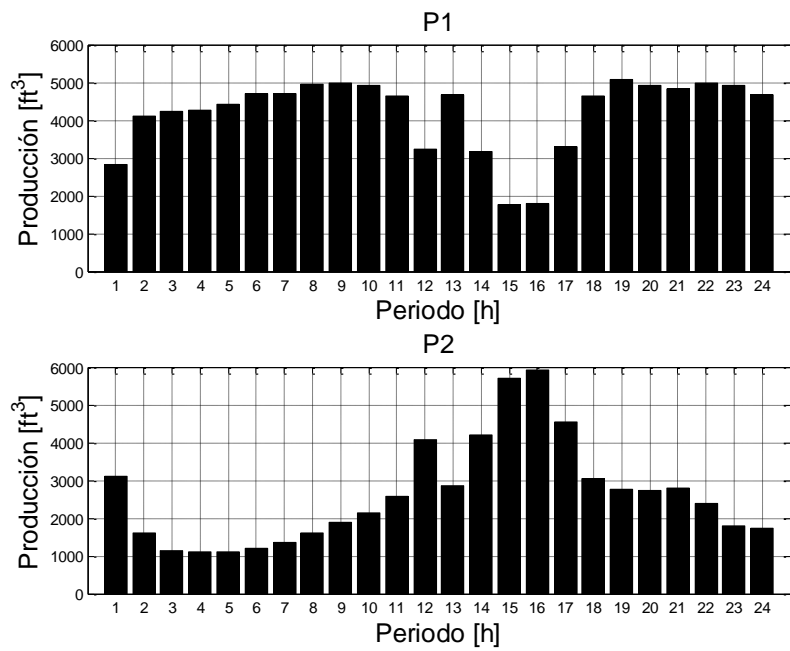


Figura 16. Programación de la producción de gas natural. Caso 1.

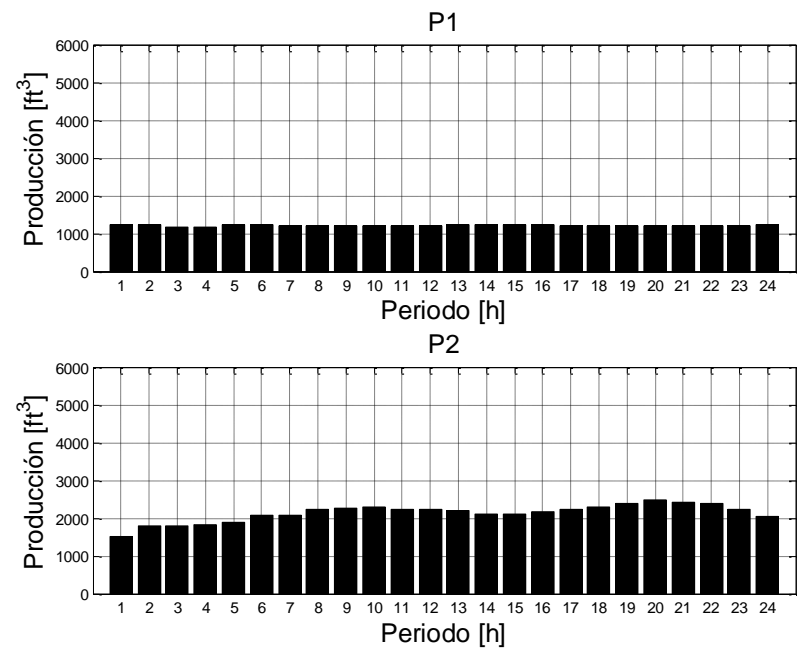


Figura 17. Programación de la producción de gas natural. Caso 2.

son atendidas por un periodo de tiempo adicional posterior a la falta del gasoducto 2 – 3, gracias al gas que permanece almacenado en la tubería 1 – 2. Este tiempo adicional de suministro puede obtenerse a partir de la figura 18.

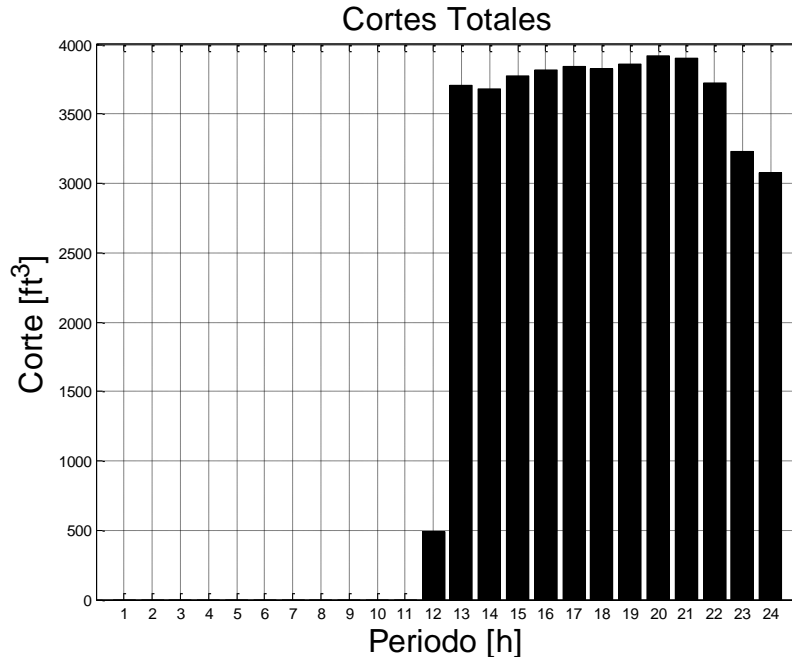


Figura 18. Cortes en la red de gas natural. Caso 2.

La figura 18 presenta los cortes en el suministro de gas natural en el nodo 1. Nuevamente el eje horizontal representa las veinticuatro horas del día, pero a diferencia de los casos anteriores, el eje vertical representa la cantidad de gas natural que no fue suministrada en el nodo 1. Las barras verticales indican que para este nodo, no se presentan cortes en el suministro de gas hasta la hora doce, siendo la cantidad de gas natural no atendida para esta hora cercana a los  $500\text{ft}^3$ . Finalmente, se presume que los cortes en este nodo podrían generar modificaciones en la operación en tiempo real del sistema eléctrico. De hecho, a finales de la hora doce, la unidad de generación G1 podría declararse indisponible de no presentar un energético primario alternativo al gas natural.

### Caso 3

En este caso, se evalúa el papel de la RD en las redes de electricidad y gas natural ante el mantenimiento o fallo del gasoducto 2 – 3. Los resultados obtenidos para la programación óptima de unidades incluyendo RD se exhiben en la figura 19. En esta figura se evidencia una disminución en la potencia generada por G1 y la ausencia de generación por parte de G2 para las horas 13 – 19 al compararla con los resultados

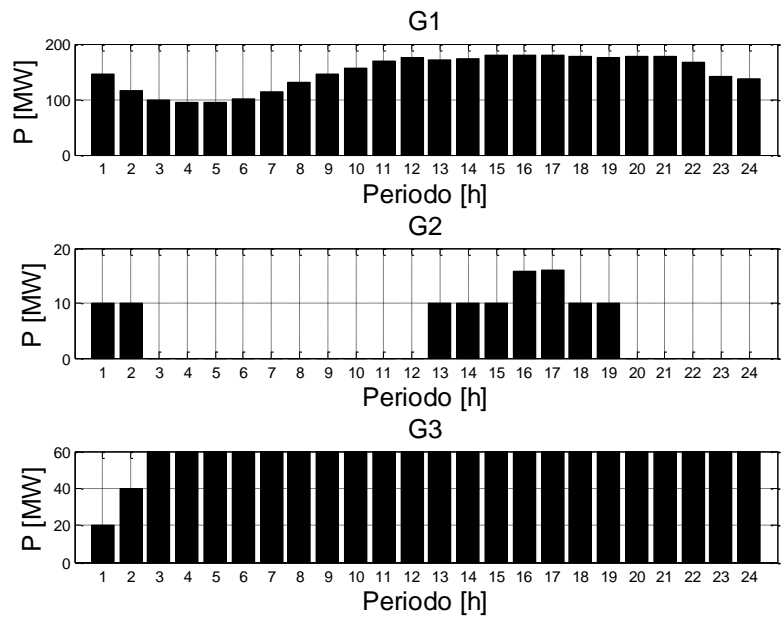


Figura 15. Programación óptima de unidades.  
Caso 1.

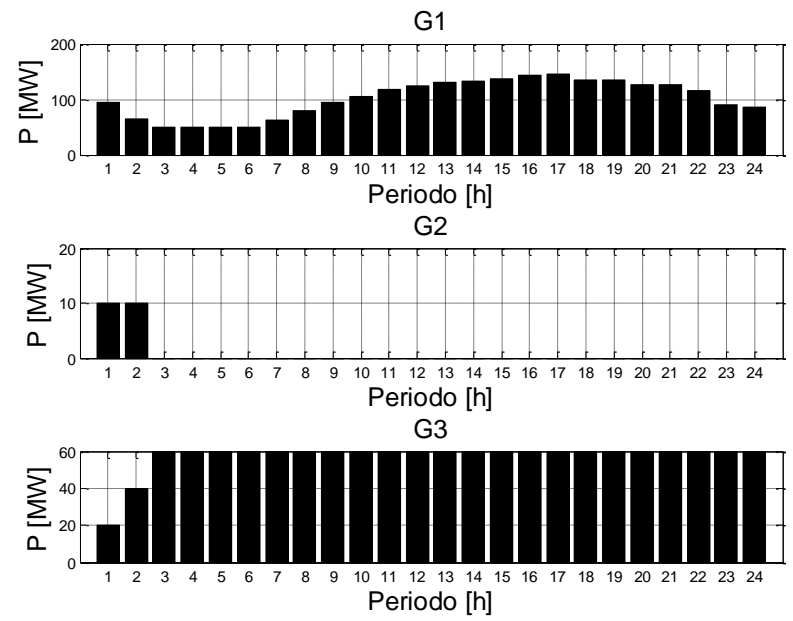


Figura 19. Programación óptima de unidades.  
Caso 3.

obtenidos para el caso 1 (figura 15). Estas modificaciones se deben a la disminución de la demanda eléctrica en estas horas.

Por otro lado, la figura 20 revela un bajo impacto de la RD en la producción de gas natural ante la falta del gasoducto 2 – 3. Esto se debe a que la RD generó pocas variaciones en la programación de las unidades G2 y G3 (y por lo tanto en su consumo de gas) que son aquellas unidades que, pese a la falta del gasoducto, aún pueden ser alimentadas por la producción de los pozos P1 y P2.

Por su parte, la figura 21 presenta las variaciones en los cortes en el suministro de gas natural cuando se incluye una RD en el mercado eléctrico. Note que cuando se incluye la RD en el sistema eléctrico, los cortes de gas natural comienzan en la hora quince. Esto implica que implementar una RD podría incrementar los tiempos de suministro de gas ante condiciones de falla o mantenimiento en gasoductos. Particularmente en este ejercicio, se evidencia que para las características del programa de RD implementado es posible incrementar en poco más de dos horas el tiempo de suministro, al disminuir el consumo del gas almacenado en el gasoducto 1 – 2 por parte del generador G1.

#### ***Caso 4: Análisis de Sensibilidad***

El impacto de la RD en los tiempos de suministro de gas natural depende de dos factores:

1. Las ofertas de reducción por parte de la demanda
2. La capacidad de almacenamiento en gasoductos

Puntualmente, en la figura 22 se muestra el efecto de variar el primer factor, es decir, muestra el efecto de variar la oferta del CSP en los cortes de suministro de gas natural. El eje horizontal presenta la capacidad de almacenamiento en el gasoducto 1 – 2, mientras que el eje vertical representa los cortes de gas por día. Por otro lado, cada línea trazada tomando como referencia estos ejes, corresponde a una oferta distinta de la demanda. Las variaciones en las ofertas se han obtenido multiplicando la oferta de reducción de demanda de los usuarios mostrada en el anexo 2 por un factor denominado  $k$  y manteniendo constante el precio de oferta. Así, para  $k = 0$  se tendrá una oferta de reducción de carga de cero en cada periodo (no se cuenta con RD) dado que la oferta de reducción mostrada en el anexo 2 ha sido multiplicada por cero, mientras que, para  $k = 2$ , se tendría una oferta de reducción de carga igual a dos veces el valor de la demanda

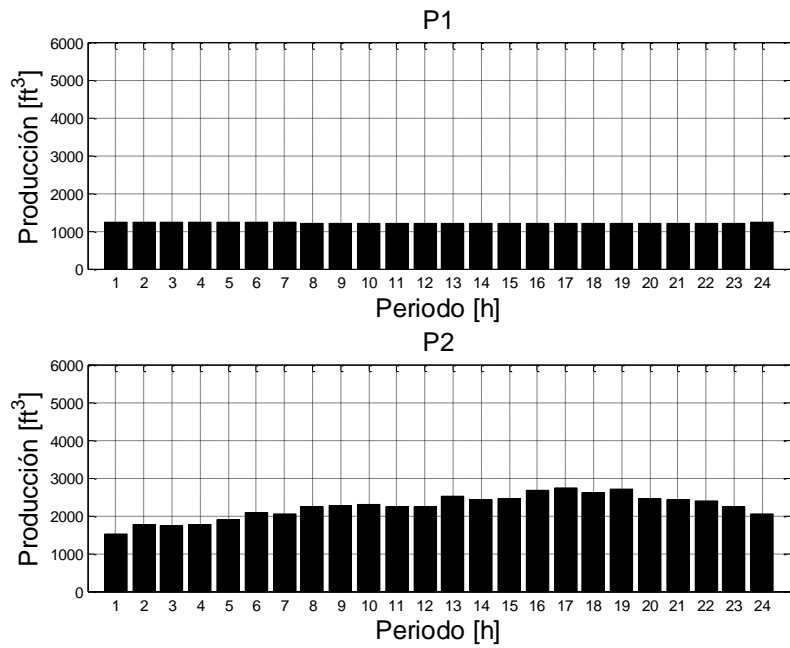


Figura 17. Programación de la producción de gas natural.  
Caso 2.

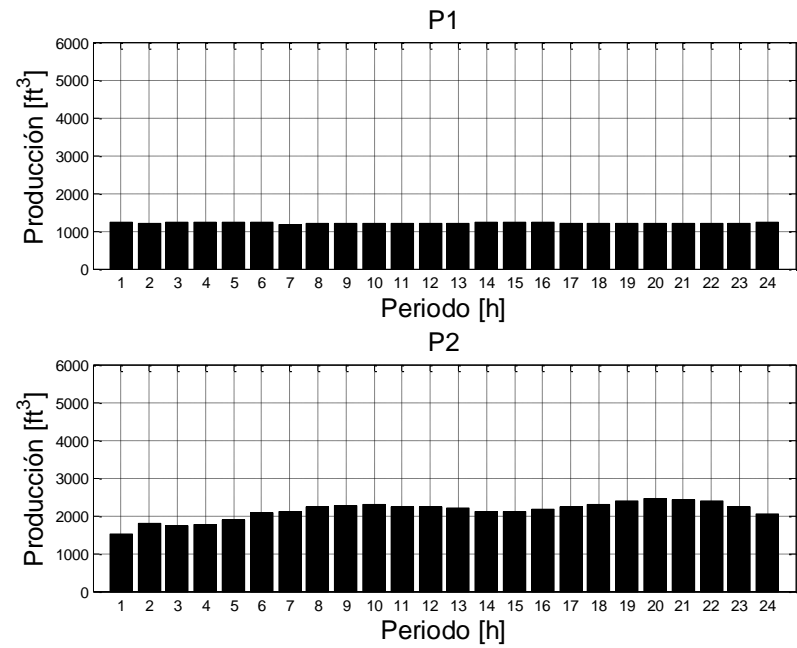


Figura 20. Programación de la producción de gas natural.  
Caso 3.

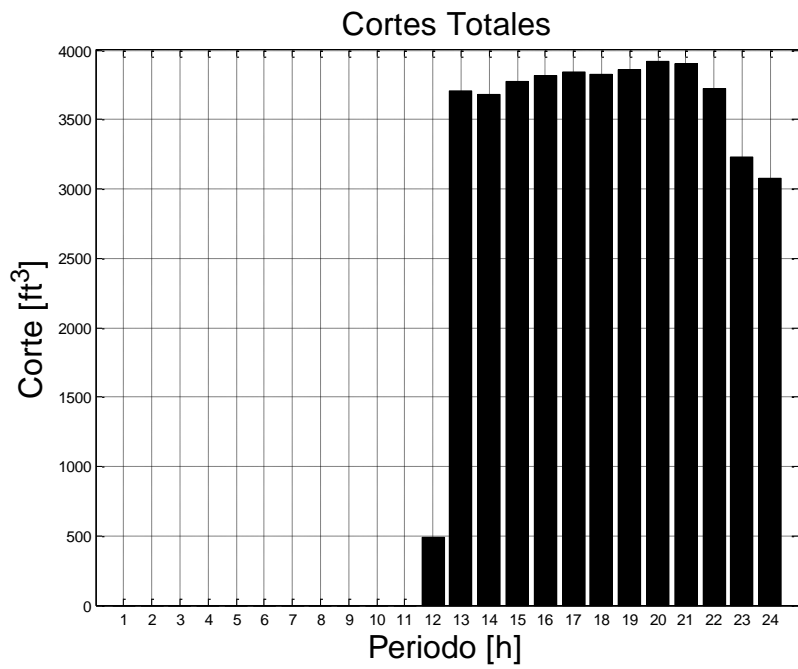


Figura 18. Cortes en la red de gas natural.  
Caso 2.

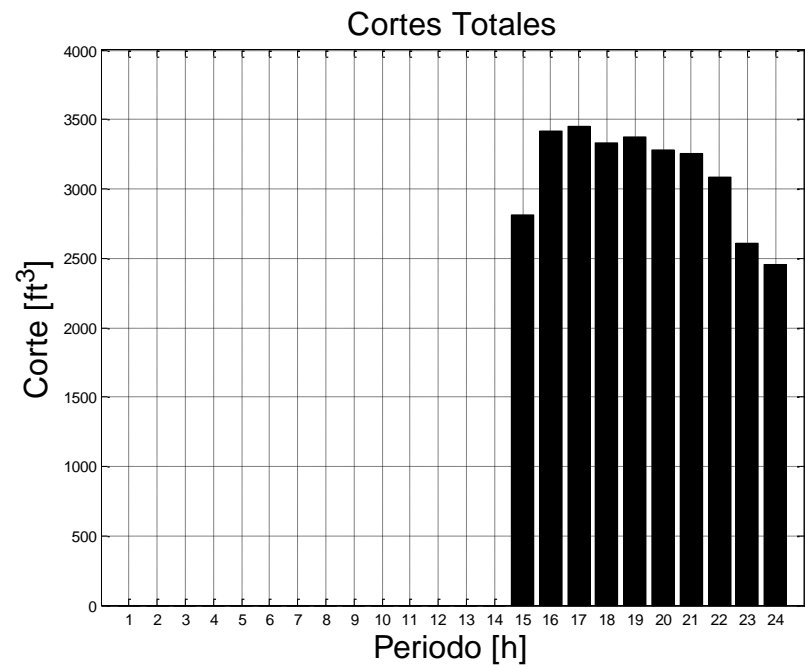


Figura 21. Cortes en la red de gas natural.  
Caso 3.



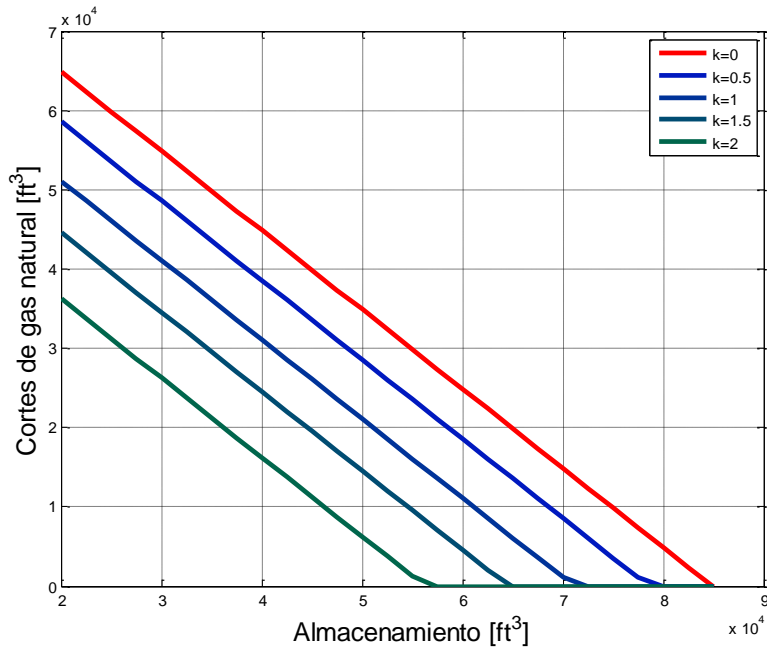


Figura 22. Impacto de la RD y el almacenamiento en los cortes de gas natural diario.

presentada en el anexo 2. Lo anterior implica que los resultados obtenidos previamente fueron calculados para un valor de  $k$  igual a uno.

Dado que el eje vertical representa la cantidad de gas que se deja de suministrar en un día, los resultados muestran que para  $k = 0$  (sin RD) un almacenamiento de gas natural en el gasoducto 1 – 2 inferior a  $85.000ft^3$  ocasionaría cortes de suministro en un periodo de tiempo inferior a un día. Por ejemplo, para un almacenamiento de  $50.000ft^3$  en el gasoducto 1 – 2, los cortes de suministro ascenderían a  $35.000ft^3$  en un día. Por otro lado, para  $k = 3$ , bastaría con un almacenamiento superior a  $47.500ft^3$  para garantizar un suministro sin cortes, por más de un día.

Por otro lado, la figura 23 muestra el efecto de variar la capacidad de almacenamiento en el gasoducto 1 – 2 sobre los tiempos de suministro de gas natural. En este caso, el eje horizontal representa la cantidad almacenada en el gasoducto 1 – 2, mientras que el eje vertical representa los tiempos de suministro. Nuevamente, cada línea dibujada corresponde a una oferta distinta dada por el parámetro  $k$ . En este caso se observa que para  $k = 0$  y un almacenamiento de  $40.000ft^3$  es posible abastecer de forma continua la

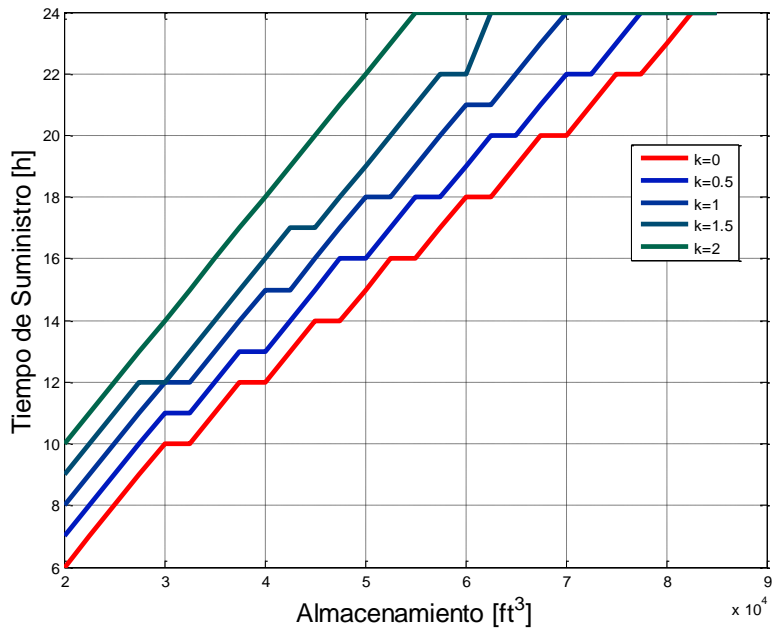


Figura 23. Impacto de la RD y el almacenamiento en los tiempos de suministro.

demanda por un periodo máximo de 12 horas sin presentar racionamiento, mientras que, para el mismo almacenamiento y con  $k = 1$ , el tiempo de suministro se incrementa a un máximo de 15 horas, resultado que se había obtenido previamente de las figuras 12 y 15. Un análisis similar puede realizarse para distintos valores de  $k$ .

Dos comentarios finales sobre esta gráfica. Primero, los “quiebres” horizontales representan los casos donde no se presentó un aumento en el número de horas de suministro, pese a que sí se presentó una reducción en los cortes de gas natural para la última hora de suministro. Segundo, las líneas trazadas no son paralelas. De hecho, a mayor RD mayor la pendiente de las rectas lo cual se traduce en un mayor tiempo de suministro. Esto se debe a las características no lineales del consumo de gas en las centrales térmicas, a mayor RD mayor es la diferencia en el consumo de gas natural en una planta térmica.

---

## 5. Conclusiones y Trabajos Futuros

---

En este trabajo, se propuso:

1. Emplear los programas de RD, para aumentar los tiempos de suministro de gas natural derivado del almacenamiento en gasoductos, cuando se presentan fallas o mantenimientos en la red de gas.
2. Una metodología que permite cuantificar el impacto de los programas de RD en la red de gas natural.

Para comprobar la validez de las propuestas se han desarrollado los siguientes modelos:

1. Un modelo lineal para la programación óptima de unidades que permite incluir programas de RD basados en oferta de la demanda.
2. Un modelo para la programación de la producción de gas natural que permite incluir distintos tipos de contratos y el análisis de almacenamientos de gas natural en gasoductos ante condiciones de falla o mantenimiento en la red de gas.

Con base en lo anterior y los resultados obtenidos se puede concluir que:

1. Es posible emplear los programas de RD para incrementar los tiempos de suministro de gas natural.
2. La metodología permite cuantificar el impacto de los programas de RD en la red de gas natural.
3. El incremento en el tiempo de suministro se encuentra directamente relacionado con la capacidad de participación de la demanda, esto es, a mayor participación de la demanda, mayor será el tiempo de suministro derivado del almacenamiento en gasoductos.
4. El incremento en el tiempo de suministro se encuentra directamente relacionado con la cantidad de gas que puede ser almacenado en los gasoductos.

5. Los tiempos de suministro derivados de almacenamientos en gasoductos podrían ajustarse a las necesidades del sistema con una combinación adecuada entre los programas de respuesta en demanda y la capacidad de almacenamiento.
6. El impacto de la RD en los tiempos de suministro, depende de la programación óptima de unidades y por lo tanto de las condiciones del mercado. Los resultados evidenciaron que una disminución de la demanda podría tener un mayor impacto sobre algunas unidades, y por lo tanto, el tiempo de suministro cambiará según las variaciones en el despacho que se presenten en las unidades que consumen gas de los almacenamientos.
7. La programación de la producción de gas natural presenta una fuerte dependencia del estado de la red de transporte.
8. El modelo empleado para la programación óptima de unidades incluyendo RD no presenta problemas de convergencia. En contraste, el modelo empleado en la programación de la producción de gas natural presenta dependencias con respecto a los parámetros de la red y el punto de inicio de la técnica de solución para lograr la convergencia.
9. La metodología propuesta permite evaluar el impacto de los programas de RD en la red de gas, conservando las características particulares de los mercados de gas y electricidad.

Por otro lado, este trabajo abre nuevos caminos de investigación y plantea interrogantes que sería interesante abordar en trabajos futuros alrededor de esta temática. Particularmente, aquí se proponen como trabajos futuros:

1. Evaluar el impacto de otros programas de RD en la producción y almacenamiento de gas natural.
2. Determinar los nodos del sistema eléctrico en los cuales la RD presenta un mayor impacto sobre la red de gas.
3. Evaluar el impacto de otros programas de RD en los tiempos de suministro derivados de almacenamiento en gasoductos.
4. Comparar los resultados obtenidos en este trabajo con modelos integrados de gas y electricidad.
5. Utilizar un sistema de prueba de mayor tamaño. En este caso, se recomienda el desarrollo de una técnica de solución para el problema de la producción de gas natural.

---

# Bibliografía

---

- [1] M. Ratner, «Global Natural Gas: A Growing Resource,» 22 Diciembre 2010. [En línea]. Disponible: <http://www.fas.org/sgp/crs/misc>.
- [2] Dirección General de Planeación Energética, «Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2015,» México D.F., 2010.
- [3] XM Los expertos en mercados, «Convergencia de los Sectores de Electricidad y Gas en Colombia,» 2006.
- [4] Unión Temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche Política Energética, «Diagnóstico del Sector Energético,» 2009.
- [5] Fedesarrollo Centro de Investigación Económica y Social, «Necesidad de una Política de Seguridad de Abastecimiento y de Confiabilidad en el Sector de Gas Natural de Colombia: Impacto Económico en la Generación Eléctrica,» Bogotá, 2011.
- [6] Superintendencia de Servicios Públicos, *Informe N° 65-2011. GNL para Asegurar el Abastecimiento y la Confiabilidad*, Bogotá, 2011.
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución N° 022 de 2009. Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte*, 2009.
- [8] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución Número 182131. Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento Programado de Gas Natural*, 2010.
- [9] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución Número 90835. Por la cual se declara el inicio de un Racionamiento de Gas Natural*, 2013.
- [10] Frontier Economics Ltd., *Propuesta de Soluciones a las Fallas de Mercado de Gas en Colombia*, 2010.

- [11] FEDESARROLLO Centro de Investigación Económica y Social, *Desarrollo de una Política de Confiabilidad del Sector de Gas Natural en Colombia*, Bogotá D.C., Colombia y Madrid, España, 2012.
- [12] P. Baratto, «Implementación de un Programa de Respuesta de la Demanda de Energía Eléctrica en un Mercado de Clientes no Regulados en Colombia,» *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, vol. 6, nº 6, pp. 259-292, 2010.
- [13] E. R. Cardona, *Método para Optimizar los Costos del servicio de Energía Eléctrica de Grandes Usuarios en Colombia, Incorporando Flexibilidad de la Demanda*, Medellín, 2011.
- [14] V. Martinez y H. Rudnick, «Design of Demand Response Programs in Emerging Countries,» de *2012 IEEE International Conference on Power System Technology*, Auckland, 2012.
- [15] L. H. Martinez y C. D. Salazar, *Impacto de la Respuesta en Demanda en el Flujo de Potencia Óptimo AC*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2012.
- [16] Federal Energy Regulatory Commission, «Assessment of Demand Response & Advanced Metering,» 2006.
- [17] M. H. Albadi y E. F. El-Saadany, «A Summary of Demand Response in Electricity Markets,» *Electric Power System Research*, vol. 78, pp. 1989-1996, 2008.
- [18] C. Su y D. Kirschen, «Quantifying the Effect of Demand Response on Electricity Markets,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 3, pp. 1199-1207, 2009.
- [19] U.S. Department of Energy, «Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them,» 2006.
- [20] Dirección General de Industria, Energía y Minas, «Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica,» Comunidad de Madrid, Madrid, 2007.
- [21] International Energy Agency, «The Power to Choose,» 2003.
- [22] A. Sorokin, S. Rebennack, P. Pardalos, N. Iliadis y M. Pereira, *Handbook of Network in Power Systems I*, Springer, 2012.
- [23] Federal Energy Regulatory Commission, «Assessment of Demand Response & Advanced Metering,» Washington D.C., 2012.
- [24] P. Warren, «A Review of Demand Side Management Policy in the UK,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 941-951, 2013.

- [25] Office of Gas and Electricity Market, «Demand Side Response: A Discussion Paper,» London, 2010.
- [26] J. Torriti, M. Hassan y M. Leach, «Demand Response Experience in Europe: Policies, Programmes and Implementation,» *Energy*, pp. 1-9, 2009.
- [27] Architecture, Engineering, Consulting, Operations and Maintenance, «Energy Demand Research Project: Final Analysis,» 2011.
- [28] S. Gyamfi, Demand Response Assessment and Modelling of Peak Electricity Demand in the Residential Sector: Information and Communication Requirements, University of Canterbury, 2010.
- [29] E. Bueno, W. Utubey y R. Hostt, «Evaluating the Effect of the White Tariff on a Distribution Expansion Project in Brazil,» de *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, Sao Paulo, 2013.
- [30] R. Ferreira, L. Barroso, P. Lino, P. Valenzuela y M. Carvalho, «Time of Use Tariffs in Brazil: Design and Implementation Issues,» de *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, Sao Paulo, 2013.
- [31] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución N° 063 de 2010. Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente*, Bogotá D.C., 2010.
- [32] O. F. Prias Caicedo, «Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes no Convencionales - PROURE,» Bogotá D.C., 2010.
- [33] M. Shahidehpour, Y. Fu y T. Wiedman, «Impact of Natural Gas Infrastructure on Electric Power System,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 1042-1056, May 2005.
- [34] T. Li, M. Eremia y M. Shahidehpour, «Interdependency of Natural Gas Network and Power System Security,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, n° 4, pp. 1817-1824, Nov. 2008.
- [35] C. Liu, M. Shahidehpour, Y. Fu y Z. Li, «Security Constrained Unit Commitment with Natural Gas Transmission Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n° 3, pp. 1523-1536, Aug. 2009.
- [36] C. Sahin, Z. Li, M. Shahidehpour y I. Erkmén, «Impact of Natural Gas System on Risk Constrained Unit Commitment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, n° 2, pp. 520-531, May. 2011.

- [37] H. A. Aalami, P. M. Moghaddam y G. R. Yousefi, «Demand Response Modeling Considering Interruptible/Curtailable loads and Capacity Market Programs,» *Applied Energy*, vol. 87, pp. 243-250, Jan. 2010.
- [38] H. Aalami, G. R. Yousefi y P. M. Moghadam, «Demand Response Model Considering EDRP and TOU Programs,» de *Transmission and Distribution Conference and Exposition. IEEE/PES*, Chicago, IL, 2008.
- [39] A. Khodaei, M. Shahidehpour y S. Bahramirad, «SCUC with Hourly Demand Response Considering Intertemporal Load Characteristics,» *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 2, pp. 564-571, Sep. 2011.
- [40] M. Parvania y M. Fotuhi-Firuzabad, «Demand Response Scheduling by Stochastic SCUC,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, nº 1, pp. 89-98, Jun. 2010.
- [41] C. Zhao, J. Wang, J. P. Watson y Y. Guan, «Multi-Stage Robust Unit Commitment considering Wind and Demand Response Uncertainties,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 2708-2717, Aug. 2013.
- [42] Y. Fu, M. Shahidehpour y Z. Li, «Security-Constrained Unit Commitment with AC Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 2, pp. 1001-1013, 2005.
- [43] N. P. Padhy, «Unit Commitment - A Bibliography Survey,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 2, pp. 1196-1205, May 2004.
- [44] M. Carrión y J. M. Arroyo, «A Computationally Efficient Mixed-Integer Linear Formulation for the Thermal Unit Commitment Problem,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 3, pp. 1371-1378, Aug. 2006.
- [45] C. M. Correa Posada, «Modelo de Optimización para las Plantas Térmicas de Generación de Ciclo Combinado en el Despacho Económico,» *Tesis de Maestría en Ingeniería de Sistemas. Universidad Nacional de Colombia*, Febrero 2009.
- [46] J. M. Arroyo y A. J. Conejo, «Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 3, pp. 1098-1104, Aug. 2000.
- [47] A. Escobar, R. Romero y R. Gallego, *Modelos Usados en el Planeamiento de la Expansión a Largo Plazo de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2010.
- [48] J. Villada y Y. Olaya, «A Simulation Approach for Analysis of Short-Term security of Natural Gas Supply in Colombia,» *Energy Policy*, vol. 53, pp. 11-26, 2013.



- [49] J. G. Villada Oquendo, «Análisis de la Competencia y Congestión en el Mercado Colombiano de Gas Natural por Medio de Simulación,» *Tesis de Grado. Maestría en Ingeniería en Sistemas. Universidad Nacional de Colombia*, 2011.
- [50] K. Trovik Midthun, «Optimization Models for Generalized Natural Gas Markets,» *Tesis Doctoral. Norwegian University of Science and Technology*, Oct. 2007.
- [51] H. Wu, M. Shahidehpour y M. E. Khodayar, «Hourly Demand Response in Day-Ahead Scheduling Considering Generating Unit Ramping Cost,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 2446-2454, Aug. 2013.
- [52] C. Sahin, M. Shahidehpour y I. Erkmén, «Allocation of Hourly Reserves Versus Demand Response for Security-Constrained Scheduling of Stochastic Wind Energy,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, nº 1, pp. 219-228, 2013.
- [53] C. Unsihuay, J. W. Marangon-Lima y A. Zambroni de Souza, «Short-Term Operation Planning of Integrated Hydrothermal and Natural Gas Systems,» de *Power Tech Conference*, Lausanne, 2007.
- [54] Element Energy and De Montfort University, «Demand Side Response in the non-domestic Sector,» Cambridge, 2012.
- [55] J. Soden y R. Aldina, *A Guide to Inform Institutions about Participation in PJM's Demand Response Programs*, Durham, 2013.
- [56] DTE Energy, «Evaluating Baselines for Demand Response Programs,» San Antonio, Texas, 2008.
- [57] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución N° 070 de 2006. Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural*, Bogotá D.C., 2006.
- [58] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución N° 023 de 2000. Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país*, Bogotá D.C., 2000.
- [59] P. Dahlberg y T. Bruno, «Analysis of Gas Pipeline Failure,» [En línea]. Disponible: <http://home.eng.iastate.edu/~jdm/katrina/Data/Natural%20Gas/NG%20Transportation/Analysis%20of%20Gas%20Pipeline%20Failure.pdf>. [Último acceso: 15 Mayo 2014].
- [60] C. B. Oland, S. D. Rose, H. L. Grant, M. D. Lower, M. A. Spann, J. R. Kirkpatrick y C. D. Sulfredge, «Studies for the Requirements of Automatic and Remotely Controlled Shutoff

Valves on Hazardous Liquids and Natural Gas Pipelines with Respect to Public and Environmental Safety,» 2012.

De la teoría microeconómica se sabe que el beneficio social está dado por la suma de los beneficios de la demanda y los beneficios de la generación<sup>19</sup>. La figura 24 ilustra estos conceptos de forma gráfica, tomando como base las curvas de oferta de la generación y de la demanda.

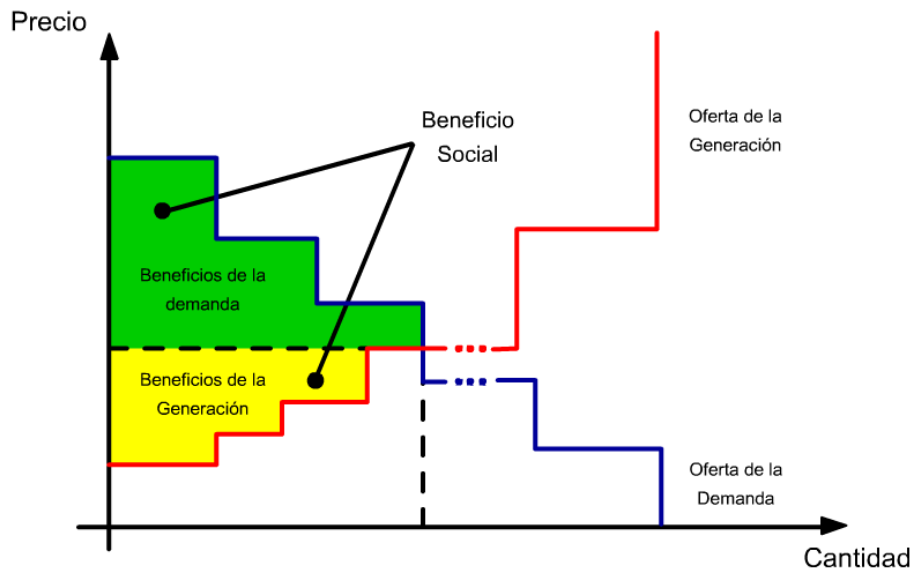


Figura 24. Beneficio Social

La formulación de la programación óptima de unidades tradicional, no es más que la búsqueda de la maximización del beneficio social considerando una demanda inelástica. Cuando se considera la elasticidad de la demanda, maximizar el beneficio social es equivalente a maximizar la resta entre el área bajo la curva de oferta de la demanda y el área bajo la curva de oferta de la generación.

El área bajo la curva de oferta de la generación corresponde a los costos de generación, arranque, parada y cortes, como se mostró en (1). Por otro lado, el área bajo la curva de

---

<sup>19</sup> En microeconomía serían los beneficios de la producción. Aquí se menciona como beneficios de la generación para ser más precisos con el contexto.

oferta de la demanda se conoce como el beneficio bruto del consumidor<sup>20</sup> y para calcularlo, considere inicialmente la figura 25.

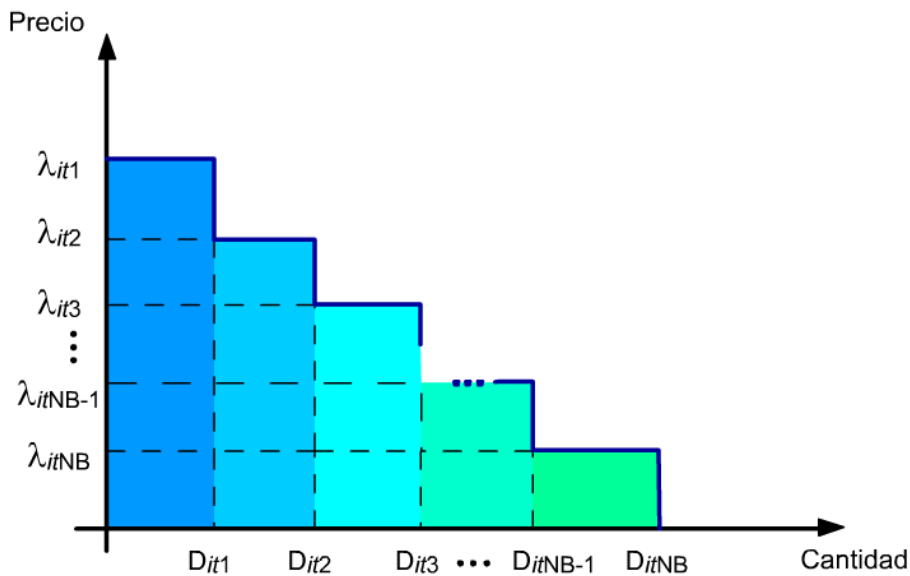


Figura 25. Curva de oferta de la demanda

En esta curva se muestra la función de oferta de la demanda en un nodo y periodo de tiempo en particular. Adicionalmente, se han añadido los rótulos a los ejes<sup>21</sup>. En esta figura, el beneficio bruto del consumidor está dado por la suma de las áreas de cada rectángulo y por lo tanto, la función que representa el beneficio bruto de la demanda se encuentra dado por:

$$B_{it}(D_{it}) = \begin{cases} \lambda_{it1}D_{it} + b_0 & \text{sí } 0 \leq D_{it} < D_1 \\ \lambda_{it2}D_{it} + b_1 & \text{sí } D_1 \leq D_{it} < D_2 \\ \lambda_{it3}D_{it} + b_2 & \text{sí } D_2 \leq D_{it} < D_3 \\ \vdots & \\ \lambda_{itNB}D_{it} + b_{NB} & \text{sí } D_{NB-1} \leq D_{it} \leq D_{NB} \end{cases} \quad (A1.1)$$

Lo cual, matemáticamente, equivale a las ecuaciones (21) y (22). La figura 26 muestra de forma gráfica el beneficio bruto del consumidor.

<sup>20</sup> En inglés Gross Consumers' Surplus [Power Systems Economics Kirschen]

<sup>21</sup> Note que por simplicidad, se presentan diferencias con respecto a la nomenclatura presentada en la figura 7.

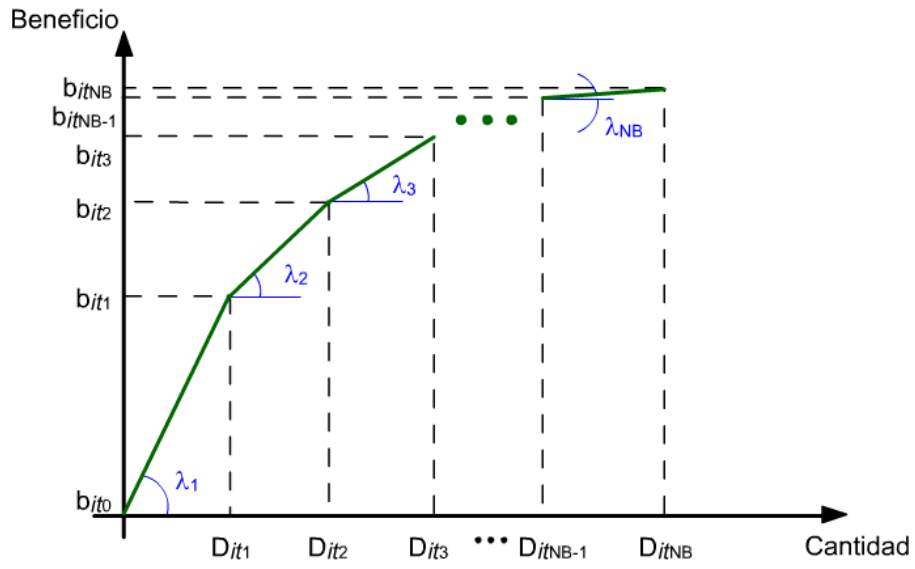


Figura 26. Beneficio Bruto del consumidor.

## Anexo 2

Los datos del sistema eléctrico se presentan en las tablas 3 – 9. Inicialmente, los datos técnicos de los generadores se muestran en las tablas 3 y 4, mientras que, la información sobre los contratos de gas que presenta cada generador se muestra en la tabla 5. Por otro lado, los datos de las líneas de transmisión se incluyen en la tabla 6 y los datos para la demanda se presentan en las tablas 7 y 8. Finalmente, se presentan las ofertas de reducción de carga, compuestas de tres duplas de precio y cantidad a reducir en la tabla 9, donde la cantidad de reducción ha sido obtenida con base en valores típicos reportados de participación en programas de RD, para este trabajo, la participación en programas de RD se ha asumido del 5%, 8% y 10% del valor de la demanda pico, respectivamente.

Los datos del sistema de gas se presentan en las tablas 10 – 16, donde la tabla 10 presenta los límites mínimos y máximos de presión en cada nodo de gas. Por otro lado, la tabla 11 muestra la información necesaria para gasoductos, y, las tablas 12 y 13, listan las características técnicas y las constantes que definen el consumo de los compresores. Los límites de producción de los pozos se muestran en la tabla 14, mientras que, en las tablas 15 y 16 se listan las características de la demanda de gas.

Gen.	Nodo Eléctrico	Nodo Gas	$P_i^{\max}$	$P_i^{\min}$	$a_m^g$	$b_m^g$	$c_m^g$	$T_i^{OFF}$	$T_i^{ON}$
<b>G1</b>	1	1	180	50	0.007	13.51	176.95	4	4
<b>G2</b>	2	3	100	10	0.001	32.63	129.97	2	4
<b>G3</b>	6	4	60	10	0.005	17.70	137.41	1	1

Tabla 3. Datos técnicos de los generadores

Gen.	$RU_i$	$RD_i$	$SU_i$	$SD_i$	$s_{i0}^{ON}$	$s_{i0}^{OFF}$	$I_i^0$	Gen. Inicial
<b>G1</b>	55	55	150	160	4	0	1	100
<b>G2</b>	50	50	50	60	2	0	1	10
<b>G3</b>	20	20	20	20	0	1	0	10

Tabla 4. Datos técnicos de los generadores

Gen.	$C_{it}(P_{it})$	$F_{mt}^{\eta \min}$	$F_{mt}^{\eta \max}$	$W_m^\eta$	$F_{mt}^{\gamma \min}$	$F_{mt}^{\gamma \max}$	$P_{mt}$
<b>G1</b>	35	0	70.000	1.100	0	120.000	3.5
<b>G2</b>	45	0	70.000	1.200	0	120.000	3.1
<b>G3</b>	15	0	70.000	1.300	0	120.000	3.3

Tabla 5. Datos de contratos para los generadores

Línea	$i$	$j$	$x_{ij}$	$Fe_{ij}^{\max}$
<b>1</b>	1	2	0.17	200
<b>2</b>	1	4	0.258	100
<b>3</b>	2	3	0.037	100
<b>4</b>	2	4	0.197	100
<b>5</b>	3	6	0.018	100
<b>6</b>	4	5	0.037	100
<b>7</b>	5	6	0.14	100

Tabla 6. Datos de las líneas

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
<b>1</b>	175.19	<b>7</b>	173.39	<b>13</b>	242.18	<b>19</b>	245.97
<b>2</b>	165.15	<b>8</b>	190.40	<b>14</b>	243.60	<b>20</b>	237.35
<b>3</b>	158.67	<b>9</b>	205.56	<b>15</b>	248.86	<b>21</b>	237.31
<b>4</b>	154.73	<b>10</b>	217.20	<b>16</b>	255.79	<b>22</b>	227.14
<b>5</b>	155.06	<b>11</b>	228.61	<b>17</b>	256	<b>23</b>	201.05
<b>6</b>	160.48	<b>12</b>	236.10	<b>18</b>	246.74	<b>24</b>	196.75

Tabla 7. Datos de la demanda total en el sistema eléctrico

<b>Carga</b>	L1	L2	L3
<b>Nodo</b>	3	4	5
<b>Factor</b>	1/5	2/5	2/5
<b>Precio de Corte de Carga</b>	1000	1000	1000

Tabla 8. Datos de distribución de demanda en los nodos

Carga	$\lambda_{i1}$	$CL_{i1}$	$\lambda_{i2}$	$CL_{i2}$	$\lambda_{i3}$	$CL_{i3}$
<b>L1</b>	18	5.120	25	8.192	40	10.240
<b>L2</b>	18	10.240	25	16.384	40	20.480
<b>L3</b>	18	10.240	25	16.384	40	20.480

Tabla 9. Ofertas de la demanda

Nodo	$\pi_{mt}^{\min}$	$\pi_{mt}^{\max}$
<b>1</b>	105	150
<b>2</b>	140	190
<b>3</b>	140	190
<b>4</b>	150	195
<b>5</b>	150	200
<b>6</b>	70	100
<b>7</b>	100	140
<b>8</b>	160	240

Tabla 10. Datos de presión máxima y mínima en los nodos

Ducto	$m$	$n$	$C_{mn}$	$A_{mn}^{\min}$	$A_{mn}^{\max}$
<b>1</b>	1	2	71.6	--	--
<b>2</b>	2	3	71.6	5000	40000
<b>3</b>	3	5	37.5	--	--
<b>4</b>	4	5	43.5	--	--
<b>5</b>	5	8	45.3	--	--
<b>6</b>	6	7	50.1	--	--

Tabla 11. Datos de los gasoductos

Comp.	$m$	$n$	$\alpha_{mn}$	$k_{mn1}$	$k_{mn2}$	$R_{mn}^{\min}$	$R_{mn}^{\max}$	$H_{mn}^{\min}$	$H_{mn}^{\max}$
<b>C1</b>	3	6	0.25	0.165	0.1	1.6	2.45	100	600

Tabla 12. Datos de los compresores

Comp.	$a_{mn}$	$b_{mn}$	$c_{mn}$	$\rho_m^c$
<b>C1</b>	0	0.2	50	6

Tabla 13. Datos de los compresores

Pozo	Nodo	$P_{g_{mt}}^{\min}$	$P_{g_{mt}}^{\max}$
<b>P1</b>	7	1000	5300
<b>P2</b>	8	0	6000

Tabla 14. Datos de los pozos

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
<b>1</b>	2610	<b>7</b>	2790	<b>13</b>	3000	<b>19</b>	3270
<b>2</b>	2460	<b>8</b>	3030	<b>14</b>	2850	<b>20</b>	3390
<b>3</b>	2340	<b>9</b>	3090	<b>15</b>	2880	<b>21</b>	3330
<b>4</b>	2370	<b>10</b>	3120	<b>16</b>	2940	<b>22</b>	3270
<b>5</b>	2550	<b>11</b>	3060	<b>17</b>	3030	<b>23</b>	3030
<b>6</b>	2820	<b>12</b>	3060	<b>18</b>	3120	<b>24</b>	2760

Tabla 15. Datos de la demanda total en el sistema de gas natural

<b>Carga</b>	L2	L4
<b>Nodo</b>	1	4
<b>Factor</b>	1/3	2/3
<b>Precio de Corte de Carga</b>	1000	1000

Tabla 16. Datos de distribución de demanda de gas en los nodos