

SEGUNDO CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE
DE GAS Y ELECTRICIDAD.

PROPUESTA METODOLOGICA PARA LA
INTEGRACION DE LOS NEGOCIOS DE GAS NATURAL Y ELECTRICIDAD
EN LAS EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLÍN – COLOMBIA

Nestor Raúl Encinales Gallo
Orlando de J. Villa Carvajal

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN - COLOMBIA

Breve curriculum de los autores:

Nestor Raúl Encinales Gallo

Ingeniero Electricista, especializado en Noruega en el área de Sistemas de Distribución. Se ha desempeñado en las Empresas Públicas de Medellín en las siguientes áreas: Planeación de Sistemas de Generación Eléctrica, Operación y Mantenimiento de Sistemas de Distribución, Comercialización de Energía eléctrica. Actualmente ocupa el cargo de Subgerente de Planificación de los sistemas de transporte de Electricidad y Gas Natural en las Empresas Públicas de Medellín.

Dirección: Carrera 58 No. 42 – 125 Medellín, Colombia.

Teléfono: (57-4) 3802520 Medellín

Fax : (57- 4) 3806734 3810660 Medellín

E-mail: nencinal@eeppm.com

Orlando de Jesús Villa Carvajal.

Ingeniero Electricista con 23 años de experiencia profesional, 14 de los cuales en el área de Planificación de Sistemas de Distribución. Actualmente trabaja para las Empresas Públicas de Medellín como Ingeniero Especialista de Planificación de sistemas de distribución. Es profesor universitario a nivel de pregrado en la Universidad de Antioquia en las áreas de Alta tensión y maquinaria Eléctrica y profesor del curso “Planeamiento de Sistemas de Distribución” en el postgrado de Transmisión y Distribución de la Universidad Pontificia Bolivariana de la ciudad de Medellín.

Dirección: Carrera 58 No. 42 – 125 Medellín, Colombia.

Teléfono: (57-4) 3804321 3802520 Medellín

Fax : (57- 4) 3806734 3810660 Medellín

E-mail: ovilla@eeppm.com

ABSTRACT:

EEPPM (Empresas Públicas de Medellín) que tradicionalmente había sido transportador y comercializador de electricidad, obtuvo recientemente la concesión para distribuir y comercializar GN (gas natural) por red en su área de influencia, en la que adicionalmente existe gran presencia de distribuidores de GLP (gas licuado de petróleo) en cilindros.

Fue entonces necesario plantear una metodología para determinar las condiciones bajo las cuales era viable la integración de los negocios de electricidad y GN desde los puntos de vista económico, comercial, técnico y administrativo.

Se concluyó que prioritariamente debía establecerse una estructura administrativa única para ambos negocios aprovechando sinergias existentes, y orientar esfuerzos de mercadeo y ventas hacia grandes clientes industriales y comerciales.

Para el sector residencial, donde existe fuerte competencia entre electricidad, GN y GLP, no era viable financieramente pretender una alta cobertura del servicio. Sin embargo debido a compromisos de cobertura adquiridos al obtener la concesión, fue necesario segmentar los clientes según su ubicación geográfica, nivel de ingresos, gustos y expectativas y desarrollar modelos para efectuar ejercicios técnicos y económicos de viabilidad independientes para cada segmento, para definir las condiciones que hicieran atractivo el proyecto, tanto para los clientes como para EEPPM, respetando los compromisos adquiridos.

INTRODUCCIÓN

Antes de la apertura del sector eléctrico a la competencia en Colombia, las Empresas Públicas de Medellín (EEPPM), prestaban los servicios de generación, transporte y comercialización de electricidad en el municipio de Medellín y otros 18 municipios del departamento de Antioquia con una población aproximada de 2.5 millones de habitantes. Actualmente EEPPM sigue siendo el transportador en la zona en su calidad de propietario y operador de las redes y está compitiendo con otros agentes en la generación y comercialización del producto.

Durante los años 1991 y 1992 como consecuencia del fenómeno del Niño y que la generación eléctrica del país estaba soportada en un alto porcentaje en la hidroelectricidad, hubo fuertes racionamientos de electricidad a los diferentes sectores de consumo.

Ante la ausencia previa de gas natural como energético en la zona, una de las consecuencias del racionamiento, fue una fuerte demanda de gas licuado de petróleo (GLP) en cilindros, en el sector residencial y pequeño comercio, como sustituto de la electricidad en usos básicos como la cocción y el calentamiento de agua.

Esta situación propició la llegada de comercializadores de GLP desde diferentes zonas del país, debido a la gran demanda del mismo, que desbordaba la capacidad de producción del distribuidor local de GLP.

Aunque se esperaba que luego del racionamiento de los años 91 y 92, la demanda de electricidad volvería a normalizarse, no fue así y la población que antes no tenía la cultura del gas, empezó a consumir GLP por ser más barato y por haber superado la barrera del miedo cultural a su uso, ante la sentida urgencia de suplir sus necesidades básicas de energéticos.

Por esta razón aún después de superado el racionamiento, dichas empresas distribuidoras de GLP, consolidaron en el área de influencia de EEPPM su nicho de mercado, lo que ha generado una alta sustitución de electricidad especialmente en cocción y calentamiento de agua en el sector residencial.

En 1993, EEPPM obtuvo por parte del Ministerio de Minas y Energía la concesión para distribuir y comercializar gas natural (GN) por red, en el área metropolitana de la ciudad de Medellín y municipios adyacentes.

Al obtener dicha concesión se formalizó una dependencia al interior de EEPPM, independiente del negocio de electricidad, para iniciar todos los procesos relacionados con el arranque del nuevo negocio, tales como tramites legales de constitución, análisis regulatorios, selección y capacitación de las personas que conformarían el grupo, concepción general y marco de acción del nuevo negocio de distribución y comercialización de gas natural, entre otros.

Posteriormente, antes de iniciar operación comercial fue necesario plantear una integración entre los negocios de comercialización y distribución de electricidad y de gas natural desde los puntos de vista administrativo y técnico.

El presente trabajo está enfocado a mostrar la metodología y describir los modelos propuestos para lograr una integración armónica en los aspectos técnicos, económicos, comerciales y administrativos del transporte y comercialización de electricidad y gas natural (GN) y la estrategia para competir con los distribuidores de otros energéticos.

CAPÍTULO I: BREVE PRESENTACIÓN DE LAS EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN.

1.1 Principales actividades

La Corporación Empresas Públicas de Medellín (EPPM), empresa industrial y comercial del Estado, propiedad del municipio de Medellín, está presente en los negocios siguientes:

- Generación de energía eléctrica.
- Distribución y comercialización de electricidad
- Distribución y comercialización de gas natural
- Distribución y comercialización de agua potable
- Servicio de recolección de aguas residuales
- Distribución y comercialización de telefonía básica y larga distancia.
- Participación accionaria en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) (12 %)
- Participación accionaria en una empresa local de distribución de GLP.
- Participación accionaria en otros servicios de telecomunicaciones (Buscapersonas, Celular, Televisión por cable, Internet)

1.2 Breve descripción de la zona de influencia del sistema de distribución de electricidad de las Empresas Públicas de Medellín.

EL Sistema de Distribución Local (SDL) de las Empresas Públicas de Medellín está disperso en dos grandes áreas. La primera corresponde a la parte del SDL ubicado en el área del Valle de Aburrá, que cubre el municipio de Medellín y 9 municipios adyacentes, área caracterizada por una gran concentración de cargas en un espacio reducido. La segunda denominada “Otras Áreas”, atiende directamente a otros 9 municipios mas alejados, donde se tiene menos densidad de carga debido a las grandes extensiones rurales de dichos municipios.

A través del SDL de EPPM se transporta electricidad a otros distribuidores y a otros comercializadores presentes en la zona.

En la siguiente tabla se muestran los principales componentes de la infraestructura del sistema de distribución de las Empresas Publicas de Medellin:

	1998
Subestaciones de distribución	
♦ Número	37
♦ Capacidad de transformación (MVA)	2380
Líneas de Transmisión (km.)	
♦ 110 kv.	999.08
Redes de Distribución (km.)	
♦ Primaria (13.2 – 44 Kv.)	7497.55
♦ Secundaria (240 – 120 V)	6686.17
Transformadores de distribución	
♦ Cantidad (unidades)	41487
♦ Capacidad en MVA	2508

La configuración básica de una subestación de distribución en el SDL ubicado en el Valle de Aburrá es 2 transformadores de 60/20/60 MVA; 110/44/13.2 KV con 12 salidas activas de circuitos de distribución y 2 salidas de emergencia.

Los circuitos de distribución son radiales, con alimentadores principales trifásicos y ramales monofásicos. Cada circuito se secciona en tres partes igualmente cargadas, con el fin de transferir cada sección a circuitos adyacentes en caso de contingencias.

1.3 Breve información sobre las características del mercado a atender.

En la tabla siguiente se muestran las principales clases de carga del mercado conectado al SDL de las Empresas Publicas de Medellin y su consumo de energía para 1999.

<i>Sectores</i>	<i>Ventas de Energía 1999 (Gwh)</i>		
	<i>M. Regulado</i>	<i>M. No Regulado</i>	<i>Total</i>
<i>Residencial</i>	2250.80	0.00	2250.80
<i>Industrial</i>	409.65	1136.17	1545.82
<i>Comercial</i>	508.22	104.68	612.90
<i>A. Público</i>	9.11	97.37	106.48
<i>Otros sectores.</i>	197.08	44.61	241.70
<i>Otros distribuidores</i>	1726.85		1726.85
<i>Total SDL</i>			6484.54

Mercado No Regulado: A partir del 2000, serán los clientes con consumos superiores a 55000 Kwh ó demanda máxima superior a 100 Kw, registrados durante los 6 últimos meses.

CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INTEGRACIÓN DE LOS NEGOCIOS DE DISTRIBUCIÓN Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL.

Desde antes del racionamiento, EEPPM había concentrado sus esfuerzos en construir una infraestructura de distribución de electricidad, con la capacidad suficiente para atender la demanda estimada de los diferentes sectores, considerando que la residencia y el comercio eran consumidores casi exclusivos de electricidad.

En este sentido se cuenta con un sistema de distribución de electricidad maduro, bien concebido y bien planeado, considerado como el más eficiente del país, desde el punto de vista de desempeño y de costos índices de infraestructura.

Cuando se obtuvo la concesión por parte del Ministerio de Minas y Energía para la distribución y comercialización de gas natural por red, ya existía una gran presencia de GLP en el sector residencial y de alguna importancia en algunos tipos de comercio e industria, lo que había llevado a tener una capacidad instalada en exceso en el sistema de distribución eléctrico.

Ante la posibilidad de incursionar en el nuevo negocio de distribución y comercialización de gas natural, se plantearon al interior de EEPPM varios interrogantes, de cuya respuesta dependía si se aceptaba o no el reto de incursionar en él.

Los interrogantes planteados fueron:

- ◆ Que tanto había penetrado el GLP en los sectores residencial y comercial como sustituto de la electricidad y que representaba en cuanto a disminución de demandas de electricidad para EEPPM.
- ◆ Que potencial de sustitución de electricidad permanecía todavía en los diferentes sectores (Mercado remanente: usos sustituibles, aún abastecidos con electricidad), cuanto representaba este mercado remanente en términos de ingresos. Cuanto era el mercado potencial y cuanto el probable.
- ◆ Cuantificación de los energéticos diferentes a la electricidad potencialmente sustituibles por gas natural.
- ◆ Cual sería el excedente en capacidad instalada en la infraestructura eléctrica al plantear diferentes escenarios de penetración de GN
- ◆ Cual sería la disminución en sus ingresos como distribuidor y comercializador de electricidad, de no incursionar en el negocio de GN.
- ◆ Cual era el valor agregado para la Corporación EEPPM al incursionar en el negocio del gas natural.
- ◆ Cómo optimizar beneficios para los clientes y para la empresa integrando ambos negocios.
- ◆ Que estrategia definir para que el nuevo negocio de gas natural penetrara en el mercado remanente y como atacar y tratar de recuperar los mercados que ya se habían perdido con el GLP.

Para responder a los interrogantes anteriores se consideró necesario inicialmente adelantar estudios tendientes a:

- ◆ Determinar las condiciones bajo las cuales podría asegurarse la viabilidad económica del negocio del gas, complementado con recomendaciones sobre las prioridades de acción claves, para resolver las inquietudes sobre el proyecto.
- ◆ Identificar los puntos de competencia más críticos, donde el negocio de distribución y comercialización de electricidad sea más vulnerables y sufra un mayor impacto con la presencia de otra compañía distribuidora de gas (natural o propano)
- ◆ Plantear una reestructuración administrativa para garantizar la integración armónica de ambos negocios mediante la identificación, cuantificación e implantación de sinergias administrativas, comerciales, técnicas y operativas y proponer la mejor forma de contrarrestar y minimizar los impactos más significativos, entre ellos como competir con los distribuidores de GLP

CAPÍTULO 3: VIABILIDAD DEL NEGOCIO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL.

3.1 Aspectos generales

Con el fin de obtener los mejores resultados del estudio de viabilidad, se propuso analizar dos escenarios, el primero considerando que otra empresa externa asumiera la comercialización y distribución de GN y el segundo considerando que EEPPM aceptara incursionar en este negocio.

Para el primer escenario, se debía efectuar un análisis objetivo simulando lo que hubiese hecho una compañía externa que hubiese incursionado en el negocio del gas, planteando una competencia directa y abierta al negocio de la electricidad.

Luego de analizar el eventual procedimiento que seguiría un competidor externo de gas natural, se analiza el segundo escenario, considerando cuales de los aspectos del primero deben ser acogidos por EEPPM, en cuales debe diferenciarse y que aspectos nuevos se deben considerar, dada su eventual condición de distribuidor de ambos energéticos.

Para el análisis objetivo de viabilidad del negocio, escenario # 1, se identificaron los procesos que adelantaría una empresa externa. Estos fueron:

- ◆ Identificación de mercados potenciales de GN en cada sector de consumo.
- ◆ Estimación y proyección de demandas de energéticos en los diferentes sectores (incluyendo electricidad y GN). Para el caso específico del sector Residencial, estimación de demandas potenciales de electricidad y de GN, incluyendo mercados en poder del GLP.
- ◆ Determinación del flujo de inversiones mínimas requeridas para atender el mercado potencial de GN incluidos otros costos requeridos para la prestación del servicio (AOM).
- ◆ Identificación y cuantificación de riesgos inherentes a este nuevo negocio.
- ◆ Definición de la rentabilidad mínima esperada del negocio para los riesgos esperados
- ◆ Definición de metas de captura de mercados (clientes y consumos) tal que garantice la rentabilidad mínima esperada.
- ◆ Identificación de las posibles barreras de entrada del gas natural.
- ◆ Establecimiento de estrategias para cumplir con las metas de ventas establecidas y para allanar las barreras identificadas
- ◆ Alianzas estratégicas con distribuidores de GLP para enfrentar la competencia de la electricidad.
- ◆ Publicidad agresiva, mostrando ventajas del gas natural sobre los energéticos que le compiten (tarifas, impacto en el medio ambiente, seguridad, confiabilidad, rapidez, etc.)

Para el escenario # 2, se concluyó que EEPPM debe seguir un procedimiento similar con las siguientes diferencias básicas:

- ◆ Analizar detenidamente y con prudencia las posibilidades de alianzas con distribuidores de GLP y en caso de considerarlas aplicables, definir las condiciones de las mismas.
- ◆ Enfocar los aspectos publicitarios, para la venta de electricidad y gas natural, mostrando claramente los beneficios de una combinación optima de la canasta de energéticos.

Adicionalmente se concluyó que era necesario enfocarse en los siguientes aspectos:

- ◆ Analizar en detalle el negocio de distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP), que se percibe como un fuerte competidor tanto para la electricidad como para el gas natural, especialmente durante el proceso de entrada del GN.

- ♦ Analizar conveniencia sobre invertir o no en GLP, con iras a alcanzar una mayor participación en la distribución de energéticos en el sector residencial pensando en una estrategia de retiro de su participación en el negocio de GLP a medida que se vaya posicionando el GN.
- ♦ Estudiar la mejor forma de combinar ambos energéticos, de tal manera que maximice beneficios para los clientes y para la empresa.
- ♦ Hacer uso de las sinergias existentes al tener como negocio la prestación de otros servicios públicos domiciliarios como distribución de agua potable, telecomunicaciones, Internet, Señal de TV por cable, etc. para vender GN empaquetado con otros productos, de tal manera que el paquete y su precio sean atractivos para los clientes.

3.2 Aspectos específicos

El punto de partida para un análisis de viabilidad del negocio de GN, es la identificación de mercados potenciales, para lo cual se requiere efectuar una segmentación de los clientes basados en su actividad económica predominante, en sus procesos y en los energéticos utilizados.

Se recomendó contratar con una Universidad local, un levantamiento de procesos en las diferentes industrias y comercios y de los energéticos utilizados, lo cual se complementaría con las Auditorías Energéticas que ya habían sido realizadas por parte de EEPPM.

Un mejor conocimiento de los clientes, además de ser necesario para el análisis de viabilidad presente, es un factor clave para afrontar la competencia en los otros servicios públicos que presta EEPPM.

Los fabricantes de equipos de uso comercial e industrial (hornos, estufas y otros equipos) son excelentes fuentes de información para identificación de mercados y cuantificación de demandas de gas natural y de otros energéticos.

De las primeras investigaciones efectuadas se observó que en los sectores industrial y comercial, el gas natural es un potencial sustituto de otros energéticos (Carbón, Fuel Oil, ACPM, Kerosene, GLP, etc.) y en menor escala de la electricidad.

Conocido el mercado potencial de GN en los sectores industrial y comercial, se concluye que la distribución y comercialización de GN en estos sectores, es rentable porque no es competidor de la electricidad, porque estos sectores tienen mayor potencial de consumo y porque su distribución representa menores costos en infraestructura de redes ya que está muy concentrado.

Sin embargo, en el sector residencial se percibe que la rentabilidad del negocio mirada globalmente puede ser afectada. En este sector se convierten en grandes desventajas, las que eran ventajas para la industria y el comercio, porque los clientes están más dispersos, tienen menor consumo potencial per cápita y allí el GN le estaría robando clientes a la electricidad.

De todas maneras se requiere distribuir GN en el sector residencial para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos al obtener la concesión.

En consecuencia, en este trabajo, el análisis de viabilidad y la integración para optimizar beneficios para el Cliente y para EEPPM está enfocado hacia el sector residencial. La viabilidad final del negocio tendrá dos componentes, la del sector industrial y comercial y la del sector residencial.

Como parte de la metodología se plantea cuantificar beneficios desde el punto de vista del cliente residencial y desde el punto de vista de EEPPM, inicialmente en forma separada y posteriormente

en forma integrada, que permita finalmente lograr un balance apropiado de los beneficios entre las partes.

Para lograr lo anterior, se requiere desarrollar un modelo para la proyección integrada de la demanda de los energéticos en competencia y otro modelo econométrico que involucre diferentes variables y que permita hacer sensibilidad a cada una de ellas para maximizar la función objetivo “Beneficios para la Empresa y el Cliente”.

El propósito es maximizar estos beneficios, mediante la integración apropiada de los negocios de transporte y comercialización de electricidad y de GN, partiendo de una localización geográfica de los clientes de cada sector de consumo. En capítulos posteriores se hace referencia más detallada a dichos modelos

Simultáneamente con el análisis de viabilidad del negocio desde el punto de vista de EEPPM, haciendo uso del análisis objetivo antes planteado, se identifican las principales variables que influyen en que la conexión al servicio de gas natural por red, sea atractiva para los clientes residenciales.

Efectuando sensibilidades a tales variables, se identifica bajo que condiciones estarían interesados los clientes en el servicio y se determina si es posible para EEPPM subsidiar en alguna proporción los costos asociados con dichas condiciones sin sacrificio de la rentabilidad esperada.

Se pretende asegurar que la inversión que efectúe el cliente en la instalación de la red interna, se pueda recuperarse en corto tiempo, mediante los ahorros obtenidos en la factura, al cambiarse desde electricidad o GLP al gas natural.

En este punto también es importante analizar otras barreras de entrada de los clientes, como son los trabajos internos en la residencia, la incomodidad que ocasionan y los daños de acabados y otros aspectos estéticos.

Se analizan diferentes estrategias como alianzas con fabricantes de gasodomésticos para disminuir costos de los mismos, incentivos y/o planes de financiación a los potenciales clientes a bajas tasas de interés para su conexión, diferentes tarifas, asesorías de expertos en decoración de interiores y fachadas, etc.

También se analizaron las expectativas futuras del gas y de la electricidad en caso de resultar exitoso el desarrollo tecnológico, hoy en experimentación, de las celdas combustibles (Fuel Cells). Estas celdas de potencial uso en el sector residencial y en pequeño comercio, permitirán convertir mediante procesos electroquímicos la energía contenida en el gas natural y en el propano, en energía eléctrica.

Lo anterior tendría un gran efecto en el mercado de electricidad y un gran potencial para el gas natural y el gas propano.

En los capítulos siguientes se presentan los pasos metodológicos específicos de proyecciones de demanda y de cuantificación de rentabilidad como elementos de análisis para determinar la viabilidad económica del negocio de distribución y comercialización de GN.

CAPÍTULO 4: PROYECCIONES INTEGRADAS DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL.

4.1 Metodología para una proyección de demanda integrada de electricidad y gas natural.

Se debe partir de la premisa fundamental de que cada sector (Residencia, Industria y Comercio) presenta características diferentes en cuanto al uso de energéticos para sus procesos y que en ellos no siempre el gas natural sustituirá electricidad. En cada sector se deberá considerar el impacto mutuo y de competencia de la electricidad y el gas natural con respecto a otros energéticos, tales como GLP, autogeneración, cogeneración, uso de colectores solares, petróleo, cocinol, fuel oil, etc.

4.2 Proyecciones globales:

Al efectuar una proyección integrada de demanda deben considerarse los siguientes aspectos:

- ◆ Demanda actual y estimada de energéticos en cada sector y en cada estrato del sector residencial.
- ◆ Cuanta de esa demanda se suple hoy con electricidad.
- ◆ Cuanta con otros energéticos (autogeneración, cogeneración, colectores solares, petróleo, cocinol, fuel oil, GLP, etc.)
- ◆ De las anteriores, cuanta es susceptible de ser sustituida por GN.
- ◆ Cuanto mercado de electricidad se ha perdido después del racionamiento con la entrada del GLP.
- ◆ Que consumos básicos han sido sustituidos en cada sector de consumo.

De aquí se puede conocer por sector de consumo, las demandas de electricidad y de GN (que hacen parte del negocio de EEPPM) y de otros energéticos (negocio de los competidores).

4.3 Proyecciones integradas de demanda en el Sector Residencial.

Los análisis siguientes se hacen para el sector residencial, que en el caso de las EEPPM es donde se presenta la competencia a mayor escala.

Para obtener las proyecciones integradas de demanda de electricidad y gas natural se desarrolló un modelo el cual básicamente calcula las proyecciones de demanda de electricidad, gas natural y GLP para los 6 estratos residenciales que conforman el sector residencial de EEPPM.

“Estrato”: Nombre dado a cada segmento en que se divide el sector Residencial con base en su posición socioeconómica (nivel de ingresos y clase social)

Antes de proceder al cálculo de las proyecciones de los tres energéticos, los clientes de cada estrato se agrupan dependiendo de los energéticos que utilizan, así:

Clientes tipo 1: Aquellos que consumen solo electricidad para todos sus usos.

Clientes tipo 2: Aquellos que consumen electricidad y Gas Natural.

Clientes tipo 3: Aquellos que consumen electricidad y GLP

Se tiene como hipótesis que ningún cliente residencial es consumidor simultáneo de gas natural y de GLP.

4.3.1 Requerimientos de información para el modelo

Para cada estrato del sector residencial se requiere la siguiente información, parte de la cual es obtenida de encuestas realizadas para tal fin y la otra parte se obtiene directamente del Sistema de Información de Suscriptores (SIS) que posee EEPPM.

Información obtenida de encuestas:

- ◆ % de clientes que solo consumen Electricidad.
- ◆ % de clientes que utilizan GLP
- ◆ % de clientes que utilizan GN
- ◆ Para clientes con GN ó GLP: % de uso de GN ó GLP en cocción y calentamiento.
- ◆ Para cada tipo de cliente: Consumo promedio mes (Kwh – mes equivalente de cualquier energético) usados en cocción, calentamiento y otros usos no sustituibles.
- ◆ Incremento en consumos de energía en cocción y calentamiento en los usuarios que ingresan al GN.
- ◆ % de clientes que utilizan agua caliente (independiente del energético utilizado).
- ◆ De los clientes que ingresan al GN que % ya usaban GLP (GN % GLP)
- ◆ Tendencia en el tiempo de los clientes nuevos con GN a cambiar el calentador eléctrico por calentador de gas.
- ◆ Consumo promedio mensual de GLP en (Kwh–mes equivalente)
- ◆ Tendencias a eliminar completamente la electricidad en cocción y calentamiento en los usuarios de GN y/o GLP.
- ◆ % de clientes que no tienen interés en sustituir electricidad por ningún tipo de gas (GN ó GLP)

Para mayor confiabilidad de esta información se requiere definir mecanismos para su actualización, tales como sondeos de opinión permanentes y repetición periódica de las encuestas.

Información obtenida del Sistema de información de Suscriptores (SIS):

- ◆ CPI_{EE} (Consumo Promedio de Electricidad) en clientes que tienen GLP.
- ◆ CPI_{EE} en clientes que tienen GN
- ◆ CPI_{EE} en clientes que solo usan Electricidad.

4.3.2 Productos principales del modelo de proyecciones integradas.

Global y por estrato para el sector residencial:

- ◆ Proyecciones de electricidad, GN, GLP y Energéticos totales.(horizonte de 10 años)
- ◆ Proyecciones de clientes de cada tipo.
- ◆ Evolución de Consumos per cápita de cada energético.
- ◆ Consumo de cada energético en cada Uso Final.
- ◆ Demandas potenciales de gas natural
- ◆ Electricidad sustituida por GLP
- ◆ Electricidad sustituida por GN
- ◆ GLP sustituido por GN
- ◆ Piso inferior de consumos de Electricidad
- ◆ Electricidad y GLP potencialmente sustituibles.
- ◆ Evolución de la participación de cada energético en el sector residencial.

4.3.3 Metodología de proyección:

Básicamente se hacen los siguientes cálculos por estrato:

$$\text{Consumo de EE} = N_1 * \text{CPI}(\text{EE})_1 + N_2 * \text{CPI}(\text{EE})_2 + N_3 * \text{CPI}(\text{EE})_3$$

$$\text{Consumo de GN} = N_2 * \text{CPI}(\text{GN})_2$$

$$\text{Consumo de GLP} = N_3 * \text{CPI}(\text{GLP})_3$$

Donde:

N_1 : Promedio anual de clientes del tipo 1 (sólo EE)

N_2 : Promedio anual de clientes del tipo 2 (EE+GN)

N_3 : Promedio anual de clientes del tipo 3 (EE+GLP)

$\text{CPI}(\text{EE})_1$: Consumo Promedio de EE de clientes tipo 1

$\text{CPI}(\text{EE})_2$: Consumo Promedio de EE de clientes tipo 2

$\text{CPI}(\text{EE})_3$: Consumo Promedio de EE de clientes tipo 3

Cálculo de número de clientes de cada tipo

N_T : Clientes totales: Se obtienen de proyecciones globales con base en comportamiento histórico y otros factores que impacten su crecimiento.(crecimiento vegetativo, poblacional, etc.)

N_2 : Clientes de GN: Proyección de los clientes que el negocio necesita para garantizar su viabilidad basados en sus consumos promedios. Esta proyección corresponde a las metas que se les define a las áreas de Mercadeo. N_3 : Clientes de GLP:

$$\blacklozenge N_3 \text{ año base} = N_T * (\% \text{ Clientes con GLP})$$

$$\blacklozenge N_3 \text{ Año } i = N_3 (i-1) * (\text{Crecimiento clientes con GLP}) - (N_{2i} - N_{2(i-1)}) * (\text{GN \% GLP})$$

GN % GLP: % de clientes que ingresan al GN que ya usaban GLP.

$$N_1 : \text{Clientes de EE} = N_T - (N_2 + N_3)$$

Cálculo de consumos promedios:

Para los clientes de cada tipo en cada estrato:

$$\text{CPI}(\text{EE}) = \text{CP}(\text{EE})_{\text{otros}} + \text{CP}(\text{EE})_{\text{cocción}} + \text{CP}(\text{EE})_{\text{calentamiento}}$$

$$\text{CPI}(\text{GN}) = \text{CP}(\text{GN})_{\text{cocción}} + \text{CP}(\text{GN})_{\text{calentamiento}}$$

$$\text{CPI}(\text{GLP}) = \text{CP}(\text{GLP})_{\text{cocción}} + \text{CP}(\text{GLP})_{\text{calentamiento}}$$

Una de las principales bondades del modelo de proyecciones integradas de demanda es la definición del techo potencial (máximo posible) actual y futuro, de la demanda de gas y electricidad para cada estrato del sector Residencial.

Al sumar estas proyecciones con las obtenidas para los sectores comercio e industria se obtiene el potencial uso de energéticos, independiente de su ubicación geográfica.

CAPÍTULO 5: LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LA DEMANDA ACTUAL Y FUTURA DE ENERGÉTICOS.

La localización geográfica de la demanda actual y futura de electricidad, gas natural y GLP son aspectos importantes para el análisis de viabilidad del negocio ya que permiten cuantificar y tomar decisiones en cuanto a construcción de infraestructura de redes de GN y permite determinar el impacto de la sustitución de electricidad por gas (natural o propano) en la infraestructura eléctrica de esa zona geográfica.

Para efectos de análisis espacial, el área geográfica del sistema de distribución de EEPPM está dividida en Areas Básicas de Carga (ABC) que son cuadrados de 500 metros por 500 metros.

EEPPM posee un modelo para el seguimiento de la demanda localizada geográficamente, mediante el cual se obtiene para cada ABC, los clientes actuales de cada clase de carga, los consumos facturados y la demanda de potencia eléctrica del ABC en KVA's. El programa se está acondicionando para que adicionalmente presente en cada ABC, información similar correspondiente al gas natural.

Los resultados de este programa de seguimiento de la demanda tienen la información ya causada y permiten conformar el año base por ABC. Esta información se pasa a una herramienta de manejo geográfico en la que se ubican espacialmente los clientes actuales y futuros de cada clase de carga y de los segmentos en que fue dividido el mercado de EEPPM.

Para la ubicación espacial de los clientes futuros, se tienen en cuenta estudios de prospectiva urbana, planes de ordenamiento territorial y factores de preferencia de cada clase por el uso del suelo.

Como resultado de lo anterior se obtienen mapas con clientes de cada segmento ubicados en cada ABC para cada año del horizonte de estudio. Como cada cliente tiene un consumo de energéticos (electricidad + GN + GLP) per cápita, obtenido del modelo de proyecciones integradas, descrito en el capítulo 4, se convierten los mapas de clientes, en mapas de demandas de energéticos. La idea es desagregar la porción de la demanda que está en competencia (cocción y calentamiento de agua) en demanda de electricidad y de gas (natural o propano) de acuerdo a los análisis de sensibilidad que se realicen con el modelo econométrico que se presenta mas adelante.

La herramienta geográfica en que se montan estos mapas permite hacer agregaciones de ABC'S y totalizar sus resultados ya sea por zona geográfica, por municipio, por área de influencia de subestaciones eléctricas o de estaciones reguladoras de Gas.

Para determinar la forma óptima de abastecer la demanda de energéticos de los diferentes tipos de clientes de cada sector de consumo, de acuerdo a su ubicación geográfica, se hace uso de un modelo econométrico que busca maximizar la función objetivo "Beneficios para el cliente y para la Empresa".

CAPÍTULO 6. MODELO ECONOMETRICO.

Al igual que la localización geográfica de los clientes, el modelo econométrico es de gran utilidad para definir la viabilidad económica del negocio del gas natural y dar respuesta a la gran mayoría de los interrogantes planteados al inicio de este trabajo.

Para el desarrollo e implementación del modelo se deben identificar y correlacionar todas las variables claves comprometidas con la función a maximizar “Beneficios para la Empresa y el Cliente”. A éstas se les efectuarán diferentes análisis de sensibilidad tendientes a definir condiciones para optimizar la función antes aludida.

En EEPPM actualmente se tiene concebido y definido el alcance de lo que será el modelo econométrico y se está trabajando en el desarrollo del mismo.

En la elaboración del modelo se tienen en cuenta entre otros, los siguientes aspectos:

- Excedentes de subsidios de electricidad.
- La rentabilidad exigida por la Corporación a los negocios de transporte de electricidad, transporte de gas y comercialización de ambos energéticos.
- Margen de utilidad que deja el transporte y la comercialización de cada unidad de cada energético (Por cada segmento de mercado dependiendo de su ubicación geográfica)
- Ingresos regulados de ambos negocios.
- Inversiones requeridas para atender la demanda de ambos energéticos.
- Compromisos de la concesión de GN.
- Fórmula tarifaria.
- Riesgos en la compra del energético.
- Impacto en el dimensionamiento de la infraestructura eléctrica.
- Tarifas de cada unidad de electricidad y gas.
- Restricciones de tipo legal y Regulatorio.

A partir de la ubicación geográfica por ABC, de los clientes actuales y futuros de cada clase y conocida su demanda histórica de energéticos y sus posibilidades de incremento de consumo por usar un energético mas barato, el modelo deberá permitir efectuar simulaciones de los beneficios financieros que se obtendrían para diferentes formas de repartición del suministro de electricidad y gas en los usos en competencia (cocción + calentamiento de agua) entre los usuarios actuales y los nuevos que aparezcan en años futuros y así determinar la “Forma Optima” de abastecerles su canasta, maximizando beneficios para EPM y para el cliente.

Para el análisis deben plantearse escenarios de consumo de energéticos “probables” de seguir la tendencia actual y “posibles” si se adoptan compromisos, con acciones claras para manipular la canasta de energéticos de los clientes.

La decisión sobre como repartir la demanda de energéticos, permitirá la conversión de número de clientes a demandas tanto de electricidad como de gas ubicados al nivel de ABC.

Con los resultados anteriores se hacen las agregaciones poligonales (agregación de ABC's) del caso, para definir las demandas óptimas actuales y futuras de gas y electricidad por sector de consumo de acuerdo a su ubicación espacial y así conocer el potencial de ventas de electricidad y de gas por zona geográfica, planteando diferentes escenarios de demanda futura de ambos energéticos, lo cual es el punto de partida para que las áreas de Mercadeo y Ventas definan sus estrategias para cumplir con las metas de ventas que les fueron asignadas, para que el negocio sea rentable (metas en consumos de GN y su equivalente en número de clientes)

Es de anotar que el análisis se hace inicialmente considerando solo las opciones de electricidad y gas, cualquiera que éste sea. Al cuantificar la demanda óptima de gas, se tiene la información para determinar que porcentaje mínimo de ese gas debe ser GN, tal que viabilice el negocio, al cuantificar inversiones, esfuerzos de mercadeo y ventas, etc. Este valor de GN se convierte en las metas mínimas del departamento de Ventas de las EEPPM.

Del modelo se obtiene además el porcentaje de electricidad y de GLP que deben ser sustituidos por ese valor de GN. Lo ideal para el negocio de EEPPM, sería que solo sustituya GLP, recuperando de esta manera con GN el mercado perdido con el GLP.

Luego de identificada la demanda potencial de gas natural localizada geográficamente en las regiones poligonales definidas, se debe cuantificar el monto de las inversiones requeridas para construir la infraestructura, administrar el negocio, operarlo y mantenerlo.

Conociendo los costos de las inversiones y de la prestación del servicio de gas natural por región geográfica en valor presente, se procede a efectuar análisis de sensibilidad con el modelo para identificar las condiciones bajo las cuales el negocio tiene una rentabilidad igual o superior a la mínima exigida. Estas condiciones se examinan detenidamente para determinar su aplicabilidad y factibilidad. Estas condiciones se refieren básicamente a demandas mínimas requeridas (base para el cálculo de clientes objetivo), diferentes escenarios de tarifas, configuraciones de redes de diferentes costos, costos mínimos de AOM, etc.

El área de influencia debe dividirse en regiones geográficas que corresponden a la agregación de varios ABC's, estas regiones son la base para calcular el costo de las inversiones requeridas y efectuar los análisis de sensibilidad, sobre las ventas requeridas en cada una de ellas (conocidos sus techos potenciales de demanda) para garantizar la rentabilidad mínima exigida. Aquí deben conciliarse la rentabilidad de los negocios de distribución y transporte de electricidad y de gas natural.

Se deben tener en cuenta los costos marginales para construcción de la infraestructura de las regiones más externas, o sea los mas alejados de la red de transporte. El costo marginal en las regiones externas es mas bajo, si ya se ha construido infraestructura en las mas internas.

Conociendo el margen de utilidades para el transporte y comercialización de electricidad y gas en los diferentes sectores de consumo, se puede obtener:

- ◆ Utilidades si solo se vende electricidad y no existiese el gas
- ◆ Utilidades si solo se vende electricidad y la competencia vendiera el gas (natural y propano)
- ◆ Utilidades si se vende electricidad y GN (aquí es necesario plantear diferentes escenarios, efectuando simulaciones de diferentes combinaciones de ventas según margen por cada Kwh equivalente)

Con base en el análisis anterior se procede a ordenar las regiones geográficas en forma descendente, con base en la rentabilidad esperada de la misma y del grado de dificultad de realizar las metas de ventas propuestas, definiendo así la secuencia óptima de penetración del gas natural. Se construye primero las redes de las regiones de mayor rentabilidad.

Esto permite concluir que en el negocio del gas, la demanda potencial del GN en las diferentes regiones geográficas direcciona la inversión en infraestructura.

En las regiones donde no sea rentable penetrar con gas natural, se debe estudiar el impacto de la pérdida de mercado de electricidad ante el GLP antes de tomar una decisión de aceptar ésta pérdida ó invertir en el negocio de GLP.

Como elemento fundamental del estudio, se debe considerar el estado actual de la infraestructura eléctrica y de gas natural, esto es, si se tienen excedentes o déficit de capacidad instalada, para atender la demanda.

En el caso de EEPPM, hay exceso de capacidad instalada en infraestructura eléctrica y recién se inició el proceso de construcción de las redes de gas en algunos sectores del área metropolitana.

En la siguiente sección se presentará con mas detalle el impacto de la penetración del gas en la infraestructura de electricidad, cuyos resultados deben realimentar el modelo econométrico para darle una cobertura completa a todas las variables involucradas en los análisis de viabilidad.

Partiendo de la localización geográfica de los clientes actuales y futuros, al nivel de ABC, y de región geográfica y propuesta la mejor combinación de su canasta, que maximice beneficios para los clientes y para las Empresas, se obtienen las proyecciones de demanda de energéticos (electricidad, GN y GLP)

CAPÍTULO 7: IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DEL GAS EN LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Del análisis espacial de la demanda se obtiene para cada ABC la sustitución potencial de electricidad por gas, la cual puede agregarse al nivel de área de influencia de subestaciones. Deben efectuarse las reagrupaciones del caso cuando dichas áreas de influencia varíen.

De lo anterior y conociendo la curva de carga de los usos sustituibles, se puede calcular la disminución de picos de las subestaciones por efecto de la contribución de los sustitutos al pico de la subestación.

Lo anterior permite analizar la infraestructura física del sistema de distribución actual y el plan de expansión vigente con el fin de optimizarlo, teniendo presente dentro de la metodología tradicional de planeación con integración de recursos, la disminución de picos debidos a la penetración del gas (ya sea natural o propano).

De los primeros análisis efectuados se concluye que no es posible optimizar infraestructura de electricidad manipulando solamente la penetración del gas natural, ya que esto sería abrirle espacios al GLP, por lo que se decidió entrar GN donde sea factible siempre y cuando sea rentable la prestación del servicio en esa localización.

En el caso particular de las Empresas Publicas de Medellin se tiene un sistema de distribución de electricidad con capacidad en exceso para atender la demanda actual y futura durante los próximos 10 años. La entrada del gas traerá como consecuencia el incremento de esta capacidad en exceso.

Las Empresas Publicas de Medellin conscientes de lo anterior y teniendo presente que los criterios actuales de planeación, diseño y operación del sistema son muy conservativos y que al revisarlos para estar acorde con el nuevo ambiente de competencia, se estaría liberando aún mayor capacidad en infraestructura, decidió emprender un estudio de revisión de criterios cuyos objetivos son el establecimiento de criterios nuevos y la identificación y manejo de la capacidad en exceso total, por zonas geográficas y por subestaciones.

Dentro del estudio se contempla la definición de la infraestructura mínima del sistema de distribución, requerida para atender la demanda de electricidad actual y proyectada, lo que por sustracción permite identificar aquellos componentes del sistema que eventualmente pudieran ser retirados para otros propósitos.

La intención no es desmontar equipos sino tenerlos identificados para cuando haya una buena oportunidad de usarlos en propósitos más rentables, teniendo en cuenta todos los aspectos económicos y financieros involucrados, tales como disminución de los cargos por uso reconocidos por el Ente Regulador al reducir la base de activos operativos.

Los eventuales propósitos identificados son:

- ◆ Ventas de oportunidad.
- ◆ Reubicación de equipos dentro del sistema, para atender expansiones puntuales.
- ◆ Reposición de equipos por fin de su vida útil o por otras causas.
- ◆ Optimización de la expansión de la infraestructura de nuevas empresas distribuidoras que se adquieran en el futuro.

CAPÍTULO 8: INTEGRACIÓN ADMINISTRATIVA

8.1 Sinergias administrativas, técnicas y operativas:

Con el fin de hacer realidad la integración, se optó por acoger bajo una misma Gerencia los negocios de distribución de electricidad y gas natural que antes funcionaban en forma independiente lo que ocasionaba pérdida de sinergias y tenían orientaciones diferentes.

La integración administrativa se basó en las siguientes premisas:

- ♦ Entender como integración el estado bajo el cual se aprovechan sinergias en beneficio económico de ambos negocios, logrando mayor utilidad respecto a la que se lograría sumando los beneficios obtenidos independientemente.
- ♦ Con la integración administrativa se tendría la visión integrada del servicio de redes de distribución de energéticos para optimizar procesos como la expansión, operación y mantenimiento de las redes de electricidad y de gas natural, además de considerar la incidencia de estos procesos sobre el manejo comercial de ambos servicios, para beneficio del cliente y de EEPPM.

En consecuencia, la estructura organizacional se definió como estructura por procesos integrada de ambos negocios.

La integración de los negocios de Gas y Electricidad, se presentó como un proceso organizacional natural y positivo, tanto para los negocios como para las personas, ya que es una alianza para el beneficio común evitando que surjan prevenciones al darle exagerada trascendencia al proceso.

8.2. Sinergias Comerciales

Dada la estrategia Corporativa de focalización al cliente se definieron:

- ♦ Las políticas y directrices generales sobre los temas de comercialización y relaciones con el cliente, enfocados básicamente a los siguientes aspectos: condiciones de conexión, estudios de tarifas, contratos de servicios, asesoría al cliente, reconversión industrial, contactos comerciales con la industria, portafolio de productos y servicios, segmentación para los grandes clientes, PYMES y mercados masivos, esquema constructivo de desarrollo de la red, plan de penetración en unidades a vender, número y características de los clientes, competidores, etc.
- ♦ Visión de futuro del negocio del gas, políticas de crecimiento como distribuidor y/o comercializador, ámbito de actuación, Plan de desarrollo, Nuevos Negocios, Alianzas estratégicas para la prestación de servicios de valor agregado

8.3 Pasos propuestos para la integración administrativa:

- ♦ Conocimiento personal mutuo de los funcionarios, seguido de presentaciones sobre los principales aspectos y actividades características de ambos negocios.
- ♦ Establecimiento de mecanismos de comunicación relacionados con la integración de ambos negocios.

- ◆ Identificación de actividades comunes de tipo administrativo, técnico u operativo, que sería necesario integrar en una sola área. Se trata de aquellas actividades que puedan agruparse para aprovechar sinergias existentes (Mercadeo, Clientes, Aspectos regulatorios, Estudios de tarifas, Aspectos ambientales, Planeación estratégica y de infraestructura, Aspectos informáticos, de contratación y licitaciones, Planes de Gestión, Manejo de Indicadores, proyecciones de demanda, Información a Terceros, Otros aspectos administrativos, etc.)
- ◆ Efectuar un análisis exhaustivo y detallado de la forma como se adelantaban las diferentes funciones en cada dependencia de las anteriores Gerencias independientes, con el fin de detectar las fortalezas que se tenían y que pudieran complementarse, para hacerlas extensivas a la nueva Gerencia Integrada así como de las debilidades comparativas para tomar acciones tendientes a su nivelación.
- ◆ Confrontar procedimientos, filosofía y Modus Operandi de “Procesos similares” en ambos negocios con el fin de estandarizarlos en cuanto fuera posible.
- ◆ Identificar los aspectos donde se pueden aprovechar sinergias para buscar cumplir con el objetivo básico de la integración, e identificar los “puntos de conflicto” y de “competencia” entre electricidad y gas, para estudiar la mejor forma de dirimirlos.
- ◆ Definición de estrategias para armonizar las acciones de Comercialización Energía con Comercialización del Gas y la definición de un portafolio integrado.
- ◆ Realización de talleres de Planeación Estratégica integrados para distribución de electricidad y Gas Natural.
- ◆ Seguimiento al plan de integración

CONCLUSIONES.

1. En el área de influencia del sistema de distribución de EEPPM, el gas natural no es competencia importante de la electricidad en los sectores industrial y comercial. En estos sectores la competencia del gas natural son otros energéticos tales como crudo de castilla, carbón, ACPM, Fuel Oil, Kerosene, GLP.
2. En el sector residencial hay una fuerte competencia entre electricidad, gas natural y GLP especialmente en cocción y calentamiento de agua y en menor grado en otros usos tales como refrigeración, planchas, lamparas a gas para zonas comunes.
3. Para impulsar las ventas de gas natural, el sector más atractivo es el industrial y el comercio mayor por tres razones fundamentales: Mayores volúmenes de ventas, menor costo de infraestructura y se estaría compitiendo con otros energéticos diferentes a la electricidad.
4. Para una buena proyección integrada de demanda de electricidad y gas natural, deben plantearse escenarios de consumo de energéticos “probables” de seguir la tendencia natural y “posibles” si se efectúan compromisos, con acciones claras para manipular la canasta de energéticos de los clientes.
5. Una de las razones más importantes para tomar la decisión de suministrar gas natural en el sector residencial, fue la recuperar con GN, el mercado de electricidad que se había perdido con el GLP. Esto implica grandes retos para las áreas de Mercadeo y Ventas.
6. Para efectuar análisis de viabilidad del GN en el sector residencial, se deben definir zonas geográficas conformadas por varios ABC's (aproximadamente del tamaño del área de influencia de una estación reguladora de GN) y ubicar la demanda potencial de GN en cada una de estas regiones. Con base en el costo de las inversiones necesarias para atender dicha región y los costos AOM asociados, se definen las metas de ventas (en metros cúbicos de GN) y su equivalente aproximado en número de clientes de cada estrato socioeconómico, que harían atractiva la inversión. Esta metas son las que se le asignan a las áreas de mercado y ventas para publicitar y vender el servicio.
7. A mediano y largo plazo se identifica un potencial enorme de consumo de gas natural en todos los sectores de consumo, especialmente en el sector residencial, cuando entren en operación masiva las celdas combustibles (Fuel Cells), hoy en período de experimentación, esto traerá como consecuencia una gran pérdida de mercado para la electricidad.
8. Mientras el negocio de suministro de GLP esté en manos de terceros es imposible plantear una penetración armónica de electricidad y gas natural. En aquellas zonas geográficas donde no se incursione con gas natural, porque se detectó que es mejor suministrar electricidad, es un espacio fácil y allanado que se le está brindando al GLP.
9. Solo si también se tiene el control sobre el suministro de GLP es posible plantear el crecimiento armónico entre electricidad y gas (natural y/o propano), de lo contrario es mejor ingresar con gas natural a las áreas geográficas donde sea rentable, orientando los esfuerzos de mercadeo y ventas hacia los clientes que utilizan GLP tratando así de minimizar el daño que le pueda causar al negocio eléctrico.

10. En un negocio naciente de gas natural, la inversión a efectuar en infraestructura de redes de suministro está direccionada por la demanda potencial de este energético, acompañada con compromisos y retos de las áreas de Mercadeo y Ventas.
11. Para tener información confiable sobre el comportamiento de los clientes residenciales en cuanto el uso de energéticos en sus hogares, se requiere efectuar sondeos de opinión permanentes y encuestas periódicas.
12. Se encontró que para algunos segmentos de clientes residenciales no era atractivo económicamente conectarse al servicio de gas por red, aún con los aportes que pudiera sufragar EEPPM sin detrimentos de su propia viabilidad. Se concluyó de lo anterior, que para estos clientes las ventas no debían estar soportadas en el argumento económico. La bandera publicitaria debe orientarse hacia el logro de un mayor confort, respeto por el medio ambiente, aspectos culturales, rapidez en cocción y en calentamiento y mayor valorización de la propiedad.
13. Con el ingreso de sus clientes residenciales a la cultura del gas GLP, EEPPM tuvo decrecimientos grandes en sus ingresos como transportador y comercializador de electricidad. Al haber incursionado en el negocio de gas natural por red, se prevé que dicho decrecimiento puede disminuir significativamente si se orienta a reconquistar con GN los mercados perdidos con GLP. Sin embargo es claro que el negocio eléctrico no volverá a tener los ingresos que tendría si no hubiesen sustitutos.
14. Incursionar en el negocio de GLP no es conveniente dado que si bien es cierto que éste es una gran barrera de entrada al GN, también es cierto que tan pronto se logre vencer dicha barrera, el GLP irremediamente perderá mercado, ya que según las encuestas realizadas todo cliente de GLP que ingrese al GN no regresará al GLP.
15. Actualmente en EEPPM, se están analizando cada una de las zonas geográficas para identificar si es rentable o no construirles infraestructura de GN. La decisión final es, que respetando los compromisos de la concesión, solo construirá infraestructura en aquellas zonas donde pueda recuperar la inversión con los cargos aprobados por el Ente regulador y las ventas factibles de realizar.