

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA LOCAL BAJO UNA EVALUACIÓN INTEGRADA ENERGÍA-AMBIENTE-ECONOMÍA. CASO DE APLICACIÓN VALLE DE ABURRÁ Y CANASTA ENERGÉTICA EN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

Juan D. Vásquez¹, Ricardo A. Smith², Angela I. Cadena³ & Claudia C. Rave¹.

1. Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín

2. Área Metropolitana del Valle de Aburrá, Medellín

3. Universidad de los Andes, Bogotá.

Recibido para evaluación: 30 de Octubre de 2006

Aceptación: 6 de Noviembre de 2006

Entrega de versión final: 20 de Noviembre de 2006

Resumen

Se lleva a cabo una valoración integrada económica, energética y ambiental de los diferentes proyectos de inversión en materia de expansión de distribución de energía (electricidad y gas natural). Se cuantifican y comparan costos asociados a EEPPM obtenidos de un proceso de optimización, consumos energéticos y emisiones de CO₂ sobre el sistema en general. Esta investigación se apoya en el modelo MARKAL, basado en optimización con programación lineal y que se constituye en uno de los modelos Energía-Ambiente-Economía, EAE, más ampliamente usados en el mundo. Como producto de este trabajo se implementa un Sistema de Información Geográfica del Área Metropolitana del Valle de Aburrá con la información más pertinente e indicativa, que a su vez y junto con la discusión de resultados conforman una herramienta de apoyo a la toma de decisiones de EEPPM para identificar dónde, cuándo y cuánto expandir en capacidad de infraestructura eléctrica y de gas natural.

Palabras Claves: Planeación Local, Distribución de Energía, EEPPM, MARKAL, Optimización, Programación Lineal, Modelamiento Energético.

Abstract

A economic, energy and environmental integrated valuation is carried out for the different investment energy distribution projects (electricity and natural gas) in order to define the distribution energy network expansion for the Aburrá Valley (Medellín, Colombia) public utility (EEPPM). Associated costs to EEPPM energy distribution system were quantified and compared, obtained from an optimization process, considering energy consumptions and CO₂ emissions. This research used the MARKAL model, a linear programming model, one of the most known Energy-Environment-Economy models, EEE. As product of this work a geographical information system of the Aburrá Valley is implemented with the most pertinent and indicative information. The developed model constitute a supporting decision tool for EEPPM to identify where, when and how much to expand in natural gas and electrical distribution infrastructure capacity.

Keywords: Local Planning, Energy Distribution, EEPPM, MARKAL, Optimization, Linear Programming, Energy Modeling.

1. INTRODUCCIÓN

En lo referente a la planificación energética local, guía de esta investigación, las metodologías integradas son actualmente uno de los temas de discusión más importantes en el mundo dado que las localidades son los mayores consumidores de energía, sin embargo gran parte de sus planes estratégicos no incluyen de forma explícita el tema energético en cuanto a consideraciones de disponibilidad, precio e impactos tecnológicos y ambientales. Los países desarrollados y los de economías en rápido crecimiento (países orientales) han avanzado mucho en el tema de la planificación energética local llegando incluso a optimizar, al interior de las ciudades, los patrones geográficos de consumo y producción energética. La idea de que una localidad se organice a sí misma como un productor y usuario eficiente de energía constituye una estrategia de desarrollo sostenible que implica una reformulación de objetivos a corto, mediano y largo plazo, lo cual puede lograrse extrayendo de los objetivos existentes en todos los frentes de planeación la base energética y usándola para realizar un balance energético en el horizonte de planeación, que más allá de satisfacer las demandas, permita encauzarlas y redistribuirlas de acuerdo a consideraciones como: los recursos minero-energético propios y las posibilidades de importación, los objetivos de crecimiento y desarrollo socioeconómico, las visiones de reorganización urbanística de la ciudad y los objetivos ambientales, además de los objetivos de penetración de nuevos combustibles y tecnologías. Con base en los conceptos expuestos en los párrafos anteriores, es claro entonces como una componente importante de la cadena de producción energética corresponde a la distribución de energía a nivel local, pues ésta debe ser objeto de un detallado análisis de planeación. Así, se pueden tomar decisiones sobre cronogramas de inversión en expansión de capacidad de los recursos, identificación de los patrones de consumo, caracterización tecnológica en dispositivos de demanda, entre otros aspectos, permitiendo que la oferta alcance la demanda y que resulten de un adecuado proceso de optimización.

2. ANTECEDENTES

En la actualidad (2006) existe la necesidad de Empresas Públicas de Medellín, EPPM, de evaluar en forma integrada todos sus proyectos de inversión energética, es decir, evaluar conjuntamente la distribución de gas natural y distribución de electricidad, lo cual hasta

ahora prácticamente se ha hecho de forma independiente. Los proyectos a ser considerados son la expansión de redes de distribución de ambos energéticos, sustitución de equipos, construcción de nuevas subestaciones, y la ejecución de proyectos particulares (se pretende un alto nivel de desagregación sectorial y geográfico), etc. La pregunta básica planteada en esta investigación es ¿Cómo debe ser la asignación del portafolio de inversiones energéticas en el Valle de Aburrá orientado a la satisfacción de la demanda de servicios en los sectores industrial, residencial y comercial, y de cuyo análisis se deriven soluciones óptimas para la distribución de energía (electricidad y gas natural) considerando conjuntamente los criterios económico y ambiental? Según lo anterior, esta asignación debe permitir entonces que se minimicen los costos de distribución de gas natural y electricidad en la región, y a su vez que se mantenga o propicie una aceptable calidad de vida y bienestar en la población.

El estudio realizado se apoya en el modelo MARKAL (Market Allocation) estándar, el cual es uno de los modelos tipo Energía-Ambiente-Economía, EAE, más ampliamente usados en el mundo; cuenta con apoyo de instituciones de regulación e investigación en energía y relaciones EAE de gran prestigio y, se constituye en sí mismo como una línea de trabajo investigativo de primera importancia en instituciones académicas y de interés energético, recogiendo aportes continuos para adaptarlo a las necesidades de las diferentes localidades y regiones y así mismo de los nuevos avances en materia de modelamiento EAE (ETSAP, 2002; ETSAP, 2005; Makela, 2000). Se pretende entonces como alcance de este trabajo la valoración integrada, económica, energética, y ambiental de los diferentes proyectos de inversión en distribución de energía (electricidad y gas natural) de EPPM en el Valle de Aburrá bajo un horizonte de planificación, a partir de análisis de diferentes escenarios simulados. Esta valoración se enmarca dentro del sistema energético de referencia local, entendiendo la localidad como el Área Metropolitana del Valle de Aburrá, evaluando y cuantificando el impacto, en cuanto a costos totales, consumos energéticos y emisión de contaminantes, sobre el sistema general.

3. MODELO MARKAL ESTÁNDAR

Dentro de la clasificación propuesta por Van Beeck, 1999, MARKAL estándar es un modelo de exploración

cuyos propósitos específicos son garantizar el abastecimiento de energía a mínimo costo sujeto a restricciones en disponibilidad de energéticos, satisfacción de las demandas de bienes y servicios y en niveles de emisiones atmosféricas en todo el horizonte de planeación. Las suposiciones fundamentales de este modelo son el bajo grado de endogenización, énfasis principal en el sector energético y una descripción detallada de las tecnologías de fuente, abastecimiento y uso final. En cuanto a la cobertura geográfica, MARKAL estándar es un modelo de uso local o nacional, orientado principalmente al sector energético y con un horizonte de planeación de mediano y largo plazo con requerimientos de información cuantitativa desagregada en cuanto a proyecciones de demandas finales (cocción, iluminación, vapor, entre otras); costos de inversión, operación y mantenimiento de las diferentes tecnologías, tanto del lado de la demanda como del abastecimiento; parámetros tecnológicos como eficiencia, vida útil, capacidad, factores de emisiones, entre otros, teniendo en cuenta siempre el nivel deseado de desagregación geográfica de la demanda (IEA, 2000; Lee et al, 2005). Para una información más detallada y particular del modelo se recomienda consultar ETSAP, 2005; Loulou et al, 2004; BNL, 2001 y Lanza et al, 2004; en las cuales se presenta una completa revisión bibliográfica.

4. DOMINIO DE ESTUDIO: ÁREA METROPOLITANA DEL VALLE DE ABURRÁ

El Valle de Aburrá es una región geográfica del departamento de Antioquia, Colombia, que tal como su nombre lo indica, está conformada por el valle del río Aburrá o río Medellín y que comprende casi en su totalidad la cuenca del río hasta su confluencia al norte

con el río Grande, donde pasan a formar el río Porce. Esta región ubicada hacia la zona centro sur del departamento (ver Figura 1) tiene coordenadas geográficas lat long $6^{\circ}15'N$ y $75^{\circ}36'W$ en la ciudad de Medellín, con una altura promedio de 1,538 msnm. El valle tiene una longitud aproximada de 60 km y amplitud variable. Está enmarcado por una topografía irregular y pendiente que oscila entre 1,300 y 2,800 msnm y está conformado por 10 municipios: Barbosa, Bello, Caldas, Copacabana, Envigado, Girardota, Itagüí, La Estrella, Sabaneta y la capital del departamento Medellín. Esta región alberga 3,312,165 hab. que corresponden al 59.5% de la población antioqueña, y de éstos 2,223,078 hab. correspondientes al 67.1% de la población del Valle de Aburrá, se encuentran en el municipio de Medellín. La Zona Norte del Valle de Aburrá, compuesta por los municipios de Barbosa, Bello, Copacabana y Girardota alberga 518,675 hab. y la Zona Sur, compuesta por los municipios de Caldas, Envigado, Itagüí, La Estrella y Sabaneta alberga a 570,412 hab. Las dos zonas -Norte y Sur- en conjunto, albergan al 32.9% de la población del valle (DANE, 2006).

Desde el lado de la oferta de servicios, la misión empresarial de EEPPM E.S.P. radica en ser un grupo prestador de servicios integrales, complementarios, conexos y asociados de clase mundial que satisfaga las necesidades de sus clientes con servicios de excelencia, que contribuya al desarrollo socioeconómico sostenible de las áreas donde actúe y que genere rendimientos económicos suficientes para atender su crecimiento. Su portafolio está actualmente constituido por los servicios de abastecimiento de agua potable, servicio de telecomunicaciones, generación y distribución de energía eléctrica, y distribución de gas natural, estas dos últimas objeto de análisis en este trabajo.

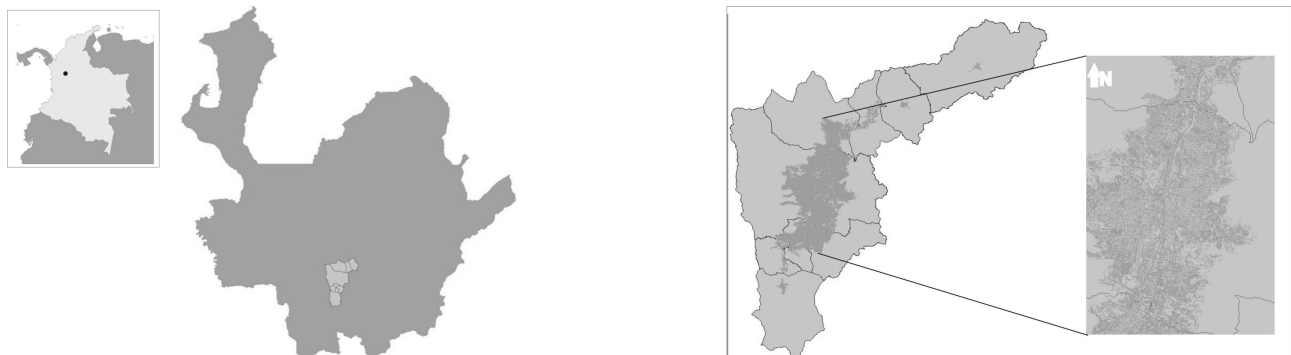


Figura 1. Delimitación geográfica del dominio de estudio.

5. MODELAMIENTO MARKAL EEPPM

5.1. Discretización Espacio-temporal

Se considera un horizonte de planeación de 20 años (con un paso temporal de dos años para el modelamiento), iniciando en 2002 y finalizando en 2022. Sectorial y espacialmente (geográficamente) se propone un modelo con un alto nivel de desagregación, considerando desde el lado de la demanda los sectores residencial (según los seis estratos socioeconómicos), comercial, pymes y grandes industrias (según los tres niveles de tensión del voltaje: 44, 13.2 y 7.6 kv), y finalmente se incluyen aquellas estaciones de servicio, EDS, de Gas Natural Vehicular, GNV, previstas a

conectarse desde las redes de gas de polietileno (presiones inferiores a los 60 psi). Las unidades mínimas de discretización espacial en los sectores residencial, comercial y pymes corresponden a agrupaciones de Áreas Básicas de Carga, BLA, de las cuales EEPPM tiene información detallada de sus consumos de electricidad y gas natural, número de clientes, ubicación geográfica, municipio, entre otros, y de las cuales se totalizan 129 agrupaciones en el Área Metropolitana (ver Figura 2). Para el sector de grandes industrias se cuenta con una base de 174 industrias atendidas por EEPPM tanto en electricidad como en gas natural y que son modeladas individualmente (ver Figura 2).

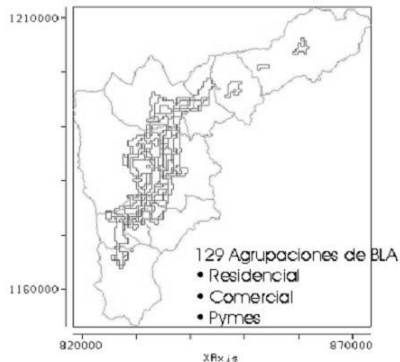


Figura 2. Mapas de agrupaciones de BLA (izquierda), grandes industrias (derecha).

Desde el lado del abastecimiento, cuyas tecnologías y recursos pertenecen a EEPPM, se incluyen en el modelamiento cada una de las subestaciones de distribución eléctrica, S, y sus transformadores, TS, al igual que las estaciones reguladoras de presión de gas natural, ER. Los transformadores de distribución, TD, pertenecientes a EEPPM, se modelan de forma agregada debido a su gran cantidad al interior del Área Metropolitana.

5.2. Demandas Energéticas y Tecnologías

Las demandas, DM, corresponden a demandas útiles abastecidas por EEPPM (p.e. iluminación, cocción, vapor, entre otras) en unidades energéticas (en este caso Petajoule, PJ) dadas como consumos, que pueden ser satisfechas con electricidad o gas natural. En el modelo MARKAL estándar estas demandas son exógenas y las proyecciones de sus expectativas en el horizonte de planeación han sido obtenidas directamente de la Subgerencia de Planeación en Distribución de Energía de EEPPM a partir de las

proyecciones de clientes, consumos de electricidad y gas natural, y complementadas por este grupo de trabajo con base en las demandas actuales de servicios energéticos del Área Metropolitana del Valle de Aburrá e indicadores económicos. Las tecnologías de demanda, DMD, corresponden a los dispositivos que consumen la energía para satisfacer las demandas finales de servicios, por ejemplo, demandas de iluminación, refrigeración o aire acondicionado, entre otras. En general estos dispositivos son electrodomésticos y gasodomésticos en los sectores residencial y comercial, calderas y hornos en el sector industrial, y EDS de GNV. Pueden definirse diferentes dispositivos para satisfacer una misma demanda, inclusive abastecidos con el mismo energético, haciendo la diferencia entre éstos los costos y la eficiencia, por ejemplo, un calentador de gas natural de paso y uno de acumulación, una bombilla halógena y una incandescente, muy útil para evaluar diferentes escenarios de eficiencia energética. En la Tabla 1 se presentan por sector de consumo las DM, DMD, energéticos, ENT, y sus años de entrada.

Tabla 1. Demandas, tecnologías de demanda, y energéticos abastecidos por EEPPM.

Sector	DM	DMD	ENT	Año Entrada	
<i>Residencial</i>	Iluminación	Bombilla	ELC	2002	
	Refrigeración	Refrigerador	ELC	2002	
	Cocción	Estufa	GNA	2010	
			ELC	2002	
	Calentamiento	Calentador	GNA	2002	
			ELC	2002	
	Otros Usos	Disp. Gales.	GNA	2002	
			ELC	2002	
	<i>Comercial</i>	Aire	Aire Acondicionado	ELC	2002
		Iluminación	Bombilla	GNA	2010
ELC				2002	
Refrigeración		Refrigerador	ELC	2002	
			GNA	2010	
Cocción		Estufa	ELC	2002	
			GNA	2002	
Calentamiento		Calentador	ELC	2002	
			GNA	2002	
Otros Usos		Disp. Gales.	GNA	2002	
	ELC		2002		
<i>Industrial</i>	Motricidad	Motor	ELC	2002	
	Vapor	Caldera	GNA	2002	
	Calor	Horno	GNA	2002	
	Refrigeración	Refrigerador	ELC	2002	
			GNA	2010	
	Aire	Aire Acondicionado	ELC	2002	
			GNA	2008	
	Otros Usos	Disp. Gales.	ELC	2002	
			GNA	2002	
	<i>No Energético</i>	Movilidad	EDS	GNA	2005

5.3. Importación Energética y Tecnologías

A excepción de algunas microcentrales de generación eléctrica asociadas a las plantas de potabilización de agua, actualmente la electricidad y el gas natural son importados, es decir, traídos desde zonas externas al Área Metropolitana. La energía eléctrica proviene del Sistema Interconectado Nacional -SIN- y obedece a los requerimientos de la demanda. EEPPM distribuye a nivel metropolitano e ISA (Interconexión Eléctrica S.A.) transmite a nivel de interconexión. Se dan en la región todos los mecanismos propios del mercado que rige el sistema eléctrico del país. El gas natural es suministrado a través de la línea troncal del gasoducto Sebastopol-Medellín, la cual consta de una línea de acero de 148 kilómetros de longitud en un diámetro de 12 y 14 pulgadas, cuyo sitio de partida es el centro operacional de Sebastopol perteneciente al Gasoducto Centro Oriente de propiedad de ECOGAS, localizado en la margen derecha del río Magdalena en el departamento de Santander y llega hasta la estación de entrega para los municipios del Valle de Aburrá ‘City Gate’, la cual está ubicada en cercanías del Parque de las Aguas en el municipio de Girardota, Antioquia. En esta estación se entrega el gas natural a EEPPM, entidad que tiene la concesión para la distribución urbana de gas natural para los municipios localizados en el Valle de Aburrá (TRANSMETANO, 2005).

Para cada una de las tecnologías de abastecimiento y recursos propiedad de EEPPM se tiene información sobre ubicación, zonas de cobertura, vida útil, año de entrada, costos unitarios de inversión en nueva capacidad, costos de operación y mantenimiento, entre otros parámetros.

5.4. Escenarios

Un escenario es la representación de una posible ocurrencia de eventos futuros, que en el caso de un sistema EAE, puede traducirse por ejemplo, en la implantación de políticas de regulación económicas o ambientales, introducción de tecnología o penetración de un combustible en el sistema, etc., en diferentes periodos de tiempo. El escenario se formula a través de imposiciones o restricciones sobre el sistema numérico para que el modelo replique las condiciones de evaluación requeridas. A continuación se relacionan la notación y explicación de cada uno de los escenarios diseñados:

CASO 0: escenario sin restricciones ni del lado de la demanda ni del abastecimiento, sólo se garantiza la satisfacción de las demandas de energía útil.

CASO 1: escenario tecnológico desde el lado de la demanda pues se considera el abastecimiento de

las demandas de refrigeración y acondicionamiento de aire únicamente con dispositivos eléctricos. Se asume que no existirá cogeneración con gas natural en el sector industrial del Área Metropolitana y tampoco se consideran las EDS conectadas a la red de polietileno de gas natural.

CASO 2: escenario tecnológico desde el lado de la demanda pues en éste si se considera el abastecimiento de las demandas de refrigeración y acondicionamiento de aire tanto con dispositivos eléctricos como de gas natural. Se asume que existirá cogeneración con gas natural en el sector industrial y no se consideran las EDS conectadas a la red de polietileno de gas natural.

CASO 3: escenario tecnológico desde el lado de la demanda que al igual que en el CASO 1 considera el abastecimiento de las demandas de refrigeración y acondicionamiento de aire únicamente con dispositivos eléctricos. Se asume que no existirá cogeneración con gas natural en el sector industrial, pero considerando las EDS conectadas a la red de polietileno de gas natural.

CASO 4: escenario tecnológico desde el lado de la demanda que al igual que en el CASO 2 considera el abastecimiento de las demandas de refrigeración y acondicionamiento de aire tanto con dispositivos eléctricos como de gas natural. Se asume que existirá cogeneración con gas natural en el sector industrial, considerando además las EDS conectadas a la red de polietileno de gas natural.

Para los casos en los que se incluyen plantas de cogeneración asociadas a calderas de gas natural en

el sector industrial con el fin de sustituir un porcentaje de la electricidad abastecida por EEPPM. Para esto se suponen plantas de cogeneración de 5MW, con una relación potencia/ vapor de 0.64 (EPA, 2002).

6. ALGUNOS RESULTADOS

El modelo MARKAL arroja una gran cantidad de resultados para cada escenario, destacándose los niveles de expansión de las tecnologías de abastecimiento y su inversión asociada (Figura 3), patrones de consumo energético (Figura 4), y costos totales de acuerdo a la función objetivo de minimización (Figura 5), entre otros resultados. La Figura 3 presenta los resultados de la expansión de tecnologías EEPPM de acuerdo al escenario CASO4 (mayor penetración de gas natural), en la que se destaca un mayor número de inversiones en expansión de la infraestructura de estaciones reguladoras de gas natural, principalmente en los años 2010, 2012 y 2022. Por el lado de la expansión en subestaciones sólo se tiene una alta inversión en el año 2022 por reposición de equipos en dos subestaciones. En la Figura 4 se comparan tanto los consumos energéticos como el nivel de emisiones de CO₂ resultantes del análisis de los escenarios CASO0, CASO1 y CASO4. Se aprecia que para el CASO0, escenario sin restricciones, en el año 2006 existe una diferencia en importación de 7 PJ a favor de la electricidad y en el año 2022, 17 PJ pero a favor del gas natural. En el escenario CASO1 se mantiene a través de los años la diferencia a favor de importación de electricidad alrededor de 9 PJ. Por último en el CASO4 se mantiene igualmente la diferencia a favor de importación de electricidad pero disminuyendo de 9 PJ en el 2006 a 2 PJ en el 2022. De la comparación del nivel de emisiones de CO₂ debidas al consumo de

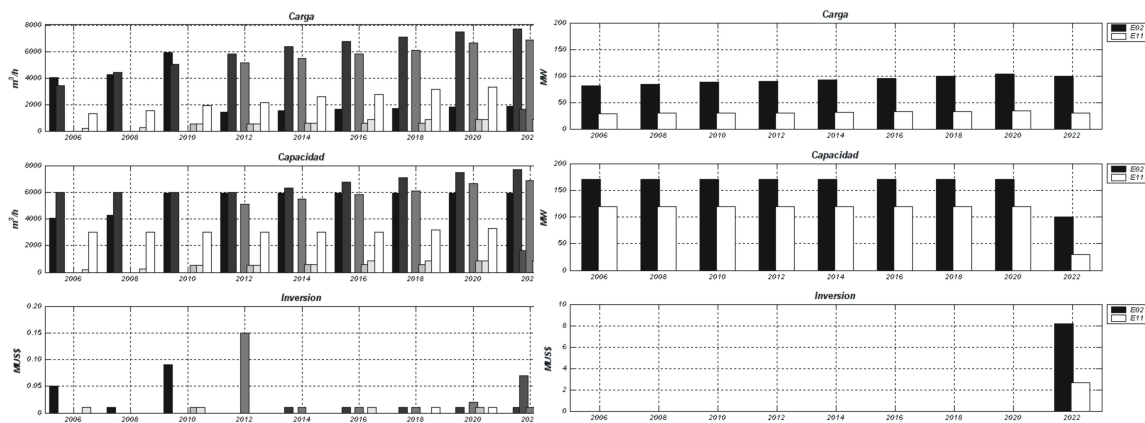


Figura 3. Expansión en estaciones reguladoras de gas natural (izquierda), y en subestaciones eléctricas (derecha).

gas natural se tiene que el sector industrial es aquel que más aporta a la contaminación por emisiones de CO₂ en el Área Metropolitana (se excluye de la comparación el sector transporte), a excepción del escenario CASO0 para los años 2010 y 2022, pues el nivel de emisiones es prácticamente igual al obtenido en el sector residencial con valores cercanos a 310 y 410 miles de toneladas respectivamente. Se observa como para el escenario CASO0 la emisiones superan claramente en todos los casos las emisiones obtenidas para el CASO2, y éste a su vez las emisiones obtenidas para el CASO1, pero en menor medida y principalmente en los últimos años del horizonte. Por ejemplo, para los niveles totales de emisiones, el CASO0 en el 2022 supera en aproximadamente el 67.6% al CASO2, y en 97.2 %, casi el doble, al CASO1. En la Figura 5 como ejemplo se presentan los mapas de emisiones de CO₂ debido al consumo de gas natural

en grandes industrias y sector residencial para el año 2010. Finalmente y en cuanto a los costos totales de cada escenario y que se asocian a EPPM, se detalla en la Figura 6 como el escenario hipotético CASO0, sin restricciones, resulta ser el más económico de todos debido a las alta cantidad de importación de gas natural. Entre los costos totales de los casos CASO1 y CASO2, ambos sin EDS, se aprecia como el segundo, el cual tiene dispositivos de refrigeración y aire acondicionado de gas natural y cogeneración industrial con gas natural resulta MUS\$9 (0.6%) más económico que el primero. Entre los costos totales de los casos CASO3 y CASO4, ambos con inclusión de EDS, tienen aproximadamente el mismo costo de MUS\$1,425, debido a que en el cuarto se incluye el abastecimiento de 6 nuevas EDS y por ende la inclusión de dos nuevas ER que hace que los costos se incrementen y sean prácticamente iguales a los del CASO3.

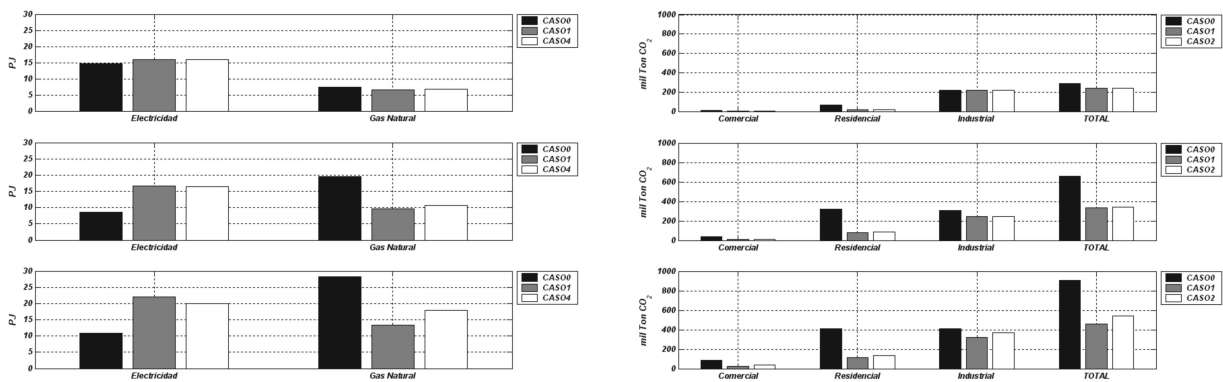


Figura 4. Consumo energético (izquierda) y emisiones de CO₂ (derecha) según tres escenarios y para los años 2006 (superior), 2010 (intermedia) y 2022 (inferior)

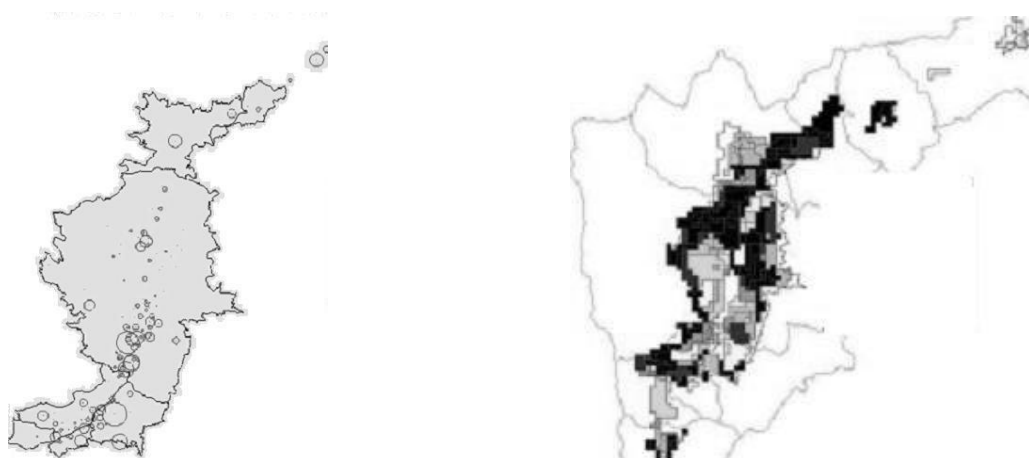


Figura 5. Mapas de emisiones de CO₂ en grandes industrias (izquierda) y en sector residencial (derecha)

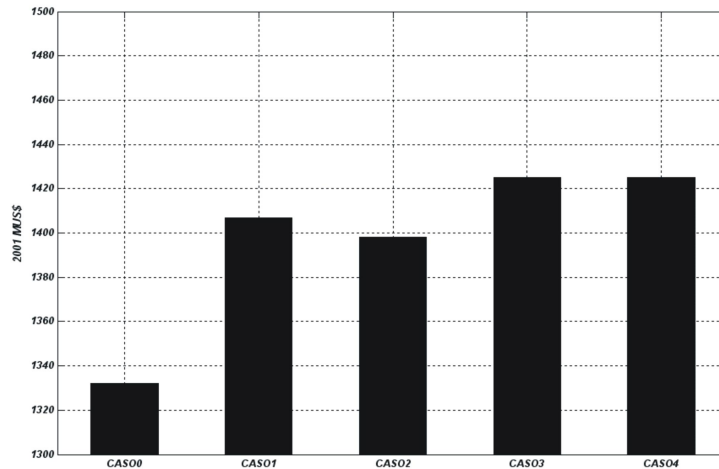


Figura 6. Costos totales o función objetivo de minimización según escenario

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se propone el diseño de la metodología y desarrollo del modelo MARKAL, con un alto nivel de detalle, para la aproximación al problema conjunto de expansión en distribución de electricidad y gas natural, como complemento a la metodología tradicional utilizada por EEPPM.

Se propone un conjunto de resultados, para varios escenarios de modelamiento, como herramienta para la toma de decisiones de EEPPM, en los que se incluyen: balances energéticos, costos de importación, inversión en expansión de capacidad, operación y mantenimiento, tanto de subestaciones como de estaciones reguladoras, así como los niveles de emisiones de CO₂.

Es claro que no existe un único resultado absoluto que indique cómo debe ser el plan de expansión de EEPPM en la región, sino un conjunto de resultados asociados a diferentes escenarios y que constituyen las herramientas principales para la toma de decisiones.

En general el consumo de electricidad es superior al consumo de gas natural, que conforme avanzan los años, tienden a nivelarse, siendo esto más claro cuando existe sustitución tecnológica de aire acondicionado y refrigeradores de gas natural.

8. BIBLIOGRAFIA

- BNL, 2001. MARKAL Model, Training and Development Workshop. Brookhaven National Laboratory, New York.
- DANE, 2006. Resultados de Población en Principales Ciudades, CENSO General 2005. Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
- EPA, 2002. A Brief Characterization of Gas Turbines in Combined Heat and Power Applications. Climate Protection Partnerships Division, Environmental Protection Agency.
- ETSAP, 2002. MARKAL. Around the World. ETSAP News, Mayo, 7(8).
- ETSAP, 2005. MARKAL. <http://www.etsap.org/tools/markal.htm> [citado en Octubre 10 de 2005].
- ETSAP, 2005. MARKAL. <http://www.etsap.org/news.asp> [citado en Octubre 16 de 2005].
- IEA, 2000. Advanced Local Energy Planning. A Guidebook. Reporte Técnico, International Energy Agency.
- Lanza, A. y Bosello, F., 2004. Modeling Energy Supply and Demand: A Comparison of Approaches. Fondazione Eni Enrico Mattei.
- Lee, J. et al., 2005. A Portfolio Approach to Local Energy and Environmental Planning. A Case Study of New York City. Reporte Técnico, Brookhaven National Laboratory, Stony Brook,

- U.S. Environmental Protection Agency.
- Loulou, R. et al., 2004. Documentation for the MARKAL Family of Models. ETSAP.
- Makela J., 2000. Development of an Energy System Model of the Nordic Electricity Production System. Reporte Técnico, Helsinki University of Technology.
- TRANSMETANO E.S.P., 2005. Gasoducto Sebastopol Medellín. http://www.transmetano.com.co/transmetano/utilidades/loc_geografica.htm [citado en Marzo 12 de 2005].
- Van Beeck, N., 1999. Classification of Energy Models. Tilburg University and Eindhoven University of Technology.

9. LISTADO DE SIGLAS

- BLA: Basic Load Area.
- BNL: Brookhaven National Laboratory.
- DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
- DM: hace referencia a demandas de servicios
- DMD: hace referencia a dispositivos de demanda.
- EAE: Energía-Ambiente-Economía.
- EDS: Estaciones de servicio.
- ENT: hace referencia a energéticos.
- EPA: Environmental Protection Agency.
- EEPPM: Empresas Públicas de Medellín.
- ER: Estaciones reguladoras de gas natural.
- ETSAP: Energy Technology System Analysis Program.
- GNV: Gas natural vehicular.
- IEA: International Energy Agency.
- MARKAL: Market Allocation.
- PJ: Petajoule (10^{15} Joules).
- S: Subestación eléctrica.
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- TD: Transformador de distribución.
- TS: Transformador de subestación.

