

# BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación Trimestral

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

**Editor:**

Mario García  
*Profesor Asociado*  
Universidad Nacional.  
Cra. 32 No. 23A-22  
Barrio Gran América  
Tel. 2446649 Ext.107

**Comité editorial:**

Germán Corredor, Isaac Dyner,  
Carmenza Chahín, Astrid Martínez,  
Alicia Puyana (Flacso México),  
Héctor Pistonesi (Bariloche),  
Philip Wright (Universidad Sheffield).

**Diagramación:**

Ronald Gutiérrez

**Impresión:**

Ediciones Antropos

**Email:**

obsce\_bog@unal.edu.co



UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE COLOMBIA  
SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

## Contenido

**Editorial** ----- **2**

**Gas Sudamericano: Componente energético y potencialidades para la integración regional**  
*Giovanni E. Reyes* ----- **3**

**Implicaciones del SEC sobre el riesgo de las empresas del sector eléctrico colombiano**  
*Guillermo Andrés Cajamarca* ----- **5**

**Cluster de la energía eléctrica: “una estrategia para el desarrollo productivo y la competitividad global de las empresas”**  
*Willmar Zapata Londoño* ----- **11**

**Perspectivas del sector eléctrico en Colombia frente al crecimiento de la demanda de energía**  
*Camila Andrea Argüelles Rodríguez* ----- **20**



# EDITORIAL

**D**espués de más de una década de fuertes cambios, el sector energético latinoamericano y colombiano se enfrentan a los retos planteados por los ajustes y la continuación a las reformas. Las interconexiones internacionales, el cambio en la plataforma tecnológica del mercado y la integración de las empresas en clústeres presentan oportunidades para el mejoramiento del sector si se saben aprovechar. También es importante entender los efectos de la evolución reciente de la demanda por electricidad, pues sus perspectivas afectan claramente los escenarios futuros.

El presente ejemplar contiene una recopilación de artículos que abarcan la integración del mercado del gas en Sudamérica, las posiciones de riesgo financiero de los agentes del sector eléctrico en la propuesta del Sistema Electrónico de Contratos, el proyecto de conformación de cluster de energía eléctrica en Colombia y el análisis de la demanda de energía eléctrica en el país.

Giovanni Reyes, profesor de la Universidad Nacional de Colombia, aborda en su artículo el tema concerniente a la viabilidad de hacer más eficiente el uso del gas en Latinoamérica, y realiza una descripción del mercado sudamericano de gas, de

la demanda proyectada y de las reservas existentes. Igualmente, estudia los requerimientos del sector y analiza los diferentes proyectos de integración en gas que han sido contemplados.

Guillermo Cajamarca evalúa las implicaciones en materia de riesgo financiero de la propuesta de un mercado de contratos estandarizados de electricidad en Colombia. En este artículo se analizan las exposiciones al riesgo a que estarían enfrentados los comercializadores y generadores con el esquema propuesto. Esperamos que este artículo contribuya a mejorar la propuesta actualmente en discusión.

Wilmar Zapata, del CIDET hace una exposición del proyecto en torno al Cluster de Energía Eléctrica en Colombia, con el cual se pretende aprovechar las ventajas competitivas que tiene el país en este sector y describe el estado actual del proyecto y su prospectiva estratégica.

Finalmente Camila Andrea Argüelles dedica su estudio al análisis de la demanda de energía en Colombia y de acuerdo a la proyección sobre la misma, a los datos sobre capacidad instalada y al comportamiento de la inversión en el sector hace una reflexión acerca de las alternativas que puede tomar el país en materia energética para mitigar las posibles crisis del sector eléctrico y garantizar la satisfacción de la demanda hasta el 2010. 

# Gas Sudamericano: Componente energético y potencialidades para la integración regional

## Giovanni E. Reyes

Ph.D. en Economía para el Desarrollo / Relaciones Internacionales de la Universidad de Pittsburgh, con certificados de post-gradó de las universidades de Pennsylvania y Harvard.

Profesor de la Universidad Nacional de Colombia.

giovr@yahoo.com.

Las opiniones aquí expresadas no comprometen a institución o entidad alguna.

**La demanda y capacidad productora de gas en Sudamérica, ofrece notables oportunidades para conformar efectivos tratados de integración energética en el área.**

La necesidad de crecimiento que tienen las economías de la Región Andina y del Cono Sur en Sudamérica, así como los requerimientos de desarrollo de los países, implican mayor demanda de energéticos. En este artículo se abordan aspectos relacionados con las potencialidades que se tienen en un uso más eficiente de la utilización del gas, reservas probadas y los requerimientos de este componente, así como los proyectos de intercomunicación gasífera que se han proyectado.

El argumento que se sostiene es que la demanda y capacidad productora de gas en Sudamérica, ofrece notables oportunidades para conformar efectivos tratados de integración energética en el área. Iniciativas que vayan más allá de las coyunturas políticas inmediatas, tan

tentadoras para los políticos, en cuanto a hacer de ellas eventos para mantenimiento o ampliación de cuotas de poder. El gas puede dar base a operativos procesos de integración, de sostenidos resultados favorables, tanto en lo inmediato, como para el futuro predecible.

Un primer dato es la demanda proyectada y las reservas que tienen los principales países del área. Los datos de superávit o déficit deben ser considerados tomando en cuenta que no existe una disponibilidad inmediata de las reservas. Precisamente las líneas de interconexión y la capacidad de transformación del gas, previo a su consumo final, es lo que permite fortalecer líneas de cooperación, integración y complementariedad económica (véase Cuadro 1).<sup>1</sup>

Con esa observación dentro del estudio, es de subrayar que para 2006,

**Cuadro No.1**  
**Mercado Sudamericano de gas: demanda proyectada y reservas**  
**(trillones de pies cúbicos)<sup>1</sup>**

País	Demanda Proyectada (2006 - 2005)	Reservas <sup>2</sup>	Déficit / Superávit
Argentina	37	27	-10
Bolivia	2	49	+47
Brasil	28	33	+5
Chile	7	1	-6
Colombia	6	4	-2
Ecuador	1	3	+2
Perú	4	17	+13
Venezuela	19	192	+173

Fuentes: Gas Energy, The Economist y The Economist Intelligence Unit (2006).  
Notas: 1. Trillones: millones de millones. 2. Reservas probadas a 2004.

<sup>1</sup> Para efectos de cálculos generales a nivel de la sub-región, las demandas de Paraguay y Uruguay, no inciden de manera significativa en las cifras; aunque sí lo harían en función de la viabilidad política, aprobación y puesta en marcha en definitiva, de los diferentes proyectos. Proyectos controversiales pueden generar disputas importantes. Véase por ejemplo, el diferendo ambiental que tiene enfrentados a Uruguay y Argentina por el caso del establecimiento de una planta procesadora de papel en el primero de los países mencionados, *The New York Times*, 17 de febrero de 2006; *Diario Clarín* del 18 de febrero de 2006; y *The Washington Post* del 11 de febrero de 2006.



una notable demanda de gas se tiene especialmente de Colombia. Los países requieren del gas por diferentes razones y condiciones dentro de sus economías.

La demanda inmediata del gas en Brasil está surgiendo rápidamente. Hasta ahora la energía eléctrica ha suplido mucho de las necesidades, pero se estima que para 2009 se podría fácilmente experimentar escasez. El desarrollo de nueva infraestructura económica en materia de energía, puede hacer que Brasil exporte gas, pero ese escenario se contempla para 2012. Existirían evidencias de que el desarrollo de un gasoducto entre este país y Venezuela, puede ser una medida para generar presión en las negociaciones que respecto a gas se realizan con el nuevo presidente boliviano Evo Morales.

En el panorama inmediato, la demanda chilena espera satisfacer sus requerimientos de gas por medio de Perú. Esto se debe a que la dotación de gas por medio de Bolivia, se ha convertido en un espinoso asunto político. La posición de los bolivianos ha mostrado estar crecientemente a favor de exportar gas a Chile, siempre y cuando este último país permita la salida de Bolivia al mar, algo que el mediterráneo país sudamericano perdió en una guerra de fines del Siglo XIX.

En función de la solución del conflicto ha sido alentador que el Presidente Ricardo Lagos asistiera a la toma de posesión de Evo Morales, y que éste último vaya a estar presente en la toma de poder de Michelle Bachelet, pero estos contactos aún iniciales, no garantizan alcanzar un acuerdo duradero en lo inmediato.

Una de las propuestas más ambiciosas que ha surgido es la construcción de un gasoducto que uniría a Venezuela, Brasil y Argentina. El mismo saldría desde Puerto Ordaz en Venezuela, y llegaría hasta Manaus. Allí se dividiría

en dos ramales. El occidental que llegaría a Coarí, Uruco y Porto Velho en Brasil, para empalmar con Pisco en Perú. El ramal oriental se dirigiría a Macapá, Belem, Marabá, Sao Paulo, y Porto Alegre en Brasil, hasta llegar a Rosario en Argentina y Montevideo en Uruguay.

Una de las principales limitantes que tiene la propuesta es la económica. Originalmente, como está planteado, esta iniciativa de unos 8,000 kilómetros y cerca de 20,000 millones de dólares en inversión, no se estima sea la más sensata. Tal y como lo ha dado a conocer The Economist en su edición del 17 de febrero de 2006, más allá de 3,000 kilómetros no se considera muy rentable extender los gasoductos.

En su lugar sería preferible licuar el gas, ponerlo a tan alta presión que llegue a ser líquido, algo así como lo que ocurre con los encendedores de butano, utilizados por fumadores. Después de tenerlo licuado, se enviaría por transporte posiblemente marítimo. Este esquema de preinversión no tiene costos ni ingresos directamente calculados, pero puede ganar adeptos.

Los gasoductos, por otra parte, han mostrado su rostro de vulnerabilidad, al emerger en el pasado ciertas disputas. Por ejemplo, con ello estaría relacionado el problema de vigorizar el mantenimiento de transporte energético tras el colapso de la Unión Soviética, los trágicos problemas políticos que se desataron en Chechenia, y más cercanamente, la crisis de aprovisionamiento de gas que enfrentó en enero de 2006 a Rusia y Ucrania.

El «foco de contrapeso» al gasoducto desde Venezuela sería el aprovisionamiento desde Bolivia. Este país lo requiere para su desarrollo y constituye la segunda reserva de gas luego de las reservas venezolanas. Existe una amplia inversión en este sector energético en el país boliviano. Se

estima que las empresas Petrobrás, France, y Repsol, habrían invertido un total de 4.9 miles de millones de dólares en el lapso de 1997 a 2004.

Al considerar este último punto surge también otro cuestionamiento a la propuesta venezolana. Al parecer esta última amenazaría con excluir el aprovisionamiento de Bolivia, lo que afectaría la integración energética en el área.

Son de resaltar aquí esos problemas de dualismo que han sido propios de Bolivia. En el sentido cultural y político presenta mayores nexos con la Comunidad Andina de Naciones (CAN, conformada además de Bolivia por Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela). En tiempos de la colonia española, Bolivia era el «Alto Perú». Pero por otra parte, tiene mayores nexos comerciales con países del Cono Sur, como Brasil y Argentina. De hecho, junto con Chile son países asociados al Mercado Común del Sur (MERCOSUR).

Los intentos de convergencia funcional y organizativa entre la CAN y el MERCOSUR, pueden brindar la oportunidad para establecer un Plan Energético de Sudamérica. En el mismo sentido tendría particular importancia establecer mecanismos de abastecimiento de gas, considerando aspectos de demanda, oferta, competencia y viabilidad económica. La Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, también podría brindar una importante contribución. Por el momento, no obstante, se esperaría que las visiones de más corto plazo en lo político, no interfieran con planteamientos de mayor alcance, y de resultados más integrales, hacia el futuro. 

# Implicaciones del SEC sobre el riesgo de las empresas del sector eléctrico colombiano

**Guillermo Andrés Cajamarca**

*Magíster en Ciencias Económicas.  
Investigador Programa de Análisis y  
Adquisición de Señales Electromagnéticas  
PAAS-UN Facultad de Ingeniería  
Universidad Nacional de Colombia.  
gacajamarcam@unal.edu.co  
Las opiniones del autor no comprometen a la  
entidad donde labora*

**El nuevo esquema podría reducir la posición de riesgo de los generadores, mientras que los comercializadores en algunos casos verían reducciones pero la mayoría quedarían prácticamente igual o con una posición mayor de riesgo.**

**E**n este artículo se evalúan las implicaciones a nivel de riesgo financiero, que traería la inclusión de un mercado de contratos estandarizados de electricidad en Colombia. El análisis está basado en simulaciones de Monte Carlo para la formación de precios, el estudio de las características actuales del mercado y el establecimiento de escenarios para distintas estrategias de comportamiento de los agentes frente al nuevo esquema.

**Palabras clave:** Sistema electrónico de Contratos, Riesgo Financiero, Derivados Financieros, Sector Eléctrico

El Mercado de Energía Mayorista del Sector Eléctrico Colombiano en la actualidad contempla dos tipos de transacciones para entrega de energía entre agentes generadores y comercializadores, estas son transacciones en mercado spot y transacciones mediante contratos bilaterales, ambos tipos de transacción iniciados paralelamente a partir de 1995. Las transacciones en bolsa de energía representan un mercado de corto plazo asociado con una alta volatilidad en los precios, las transacciones mediante contratos bilaterales, por su parte, se caracterizan por exhibir una menor volatilidad de precios y por ser negociadas de manera libre entre las partes, bien sea directamente o como resultado de convocatorias, determinándose según

voluntad de las partes, las cantidades, precios de la energía, plazos de entrega, tipos de contrato y garantías financieras entre otras características.

Esta flexibilidad en el esquema de contratación ha generado una gran heterogeneidad en los contratos, haciendo que éstos se hayan ido ajustando de acuerdo con las necesidades de cada agente particular que actúa en la negociación. A través de este esquema de contratación bilateral, se transa un alto porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado Nacional. Sin embargo, la falta de estandarización hace que la negociación posterior de los contratos sea bastante limitada entre agentes, provocando una baja transabilidad, al no existir mayor liquidez en cuanto a la circulación de contratos en el mercado una vez celebrados.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas desarrolló una propuesta regulatoria (CREG, 2005) para modificar el sistema actual de transacciones, mediante la creación del Sistema Electrónico de Contratos - SEC. El nuevo sistema estaría caracterizado, entre otras, por la estandarización en la contratación y el anonimato entre las partes, pretendiendo de esta manera brindar al mercado un mecanismo que genere la liquidez necesaria para el desarrollo futuro, dinamice la comercialización, permita avanzar al



sector mediante el empleo de nuevas herramientas financieras, reduzca costos y tiempos de transacción, permita el acceso al mercado de un mayor número de agentes, reduzca la complejidad en la liquidación de los contratos y se alcance un mayor beneficio para el sector y los usuarios.

Los contratos además de ser útiles para la gestión de riesgo de precio, pueden emplearse para garantizar suministro o con el fin de cubrir compromisos de demanda de largo plazo, lo cual permite a las empresas asegurar un flujo de caja futuro. Un riesgo permanente en la contratación bilateral, es la posibilidad de ejercer discriminación o abuso de posición dominante en un momento dado por parte de algunos agentes, al existir en Colombia empresas con actividades conjuntas de comercialización-generación y de comercialización-distribución con segmentos importantes del mercado. Esto cobra mayor importancia si se tiene en cuenta, que quienes toman las decisiones de compra no son los usuarios, sino los comercializadores, y éstos trasladan los precios de transacción a los clientes, quedando éstos últimos expuestos ante la gestión de riesgo de la empresa a la cual compran energía.

Las condiciones del actual esquema de contratación bilateral, hace que el pronóstico de precios sea individual por parte de cada empresa, sin mayores referencias externas, dado que, por una parte, los precios son información confidencial de cada empresa y, por otra parte, aunque se contara con éstos precios, los contratos no serían comparables, es decir no sería posible hablar, por ejemplo, del precio de mercado de un contrato *pague lo demandado*.

Cuando se habla de un mercado estandarizado de contratos, es posible mejorar la referencia de precios, dado que en este caso los contratos pasan de

ser un bien diferenciado a convertirse en un bien homogéneo. Es por esto, que un esquema de contratación estandarizada, anónima y segmentada en volúmenes para compra y venta de energía, puede ayudar a que las señales de precio sean más transparentes y se dinamice más la *comercialización*, la cual ha tenido hasta el momento un papel menos activo en el mercado mayorista de energía, con respecto a la *generación* bajo el actual esquema.

## LA VALORACIÓN DE RIESGO

Un método de fácil implementación para cuantificar la exposición al riesgo de mercado<sup>1</sup> por medio de técnicas estadísticas tradicionales es el Value at risk - VaR (JP Morgan, Reuters, 1996), el cual permite estimar la pérdida que podría registrar un portafolio de inversión, para un período de tenencia dado, con un cierto nivel de confianza. En la medida en que los factores de mayor incidencia en el valor del portafolio sean más dispersos, el VaR tomará valores más extremos indicando que la posición de riesgo es más alta. Dentro de las metodologías para el cálculo del VaR se tienen (Cabedo y Moya, 1999) (Mori et al, 1996): a) Métodos de simulación histórica - VaR no paramétrico, b) Simulación de Monte Carlo y c) Métodos de varianzas-covarianzas - VaR paramétrico).

La definición de cuál método para cuantificación del VaR es mejor, depende del analista de riesgo y del tipo de mercado en el cual se esté aplicando, dado que cada método difiere en su capacidad para capturar el riesgo, facilidad de implementación, flexibilidad en incorporación de supuestos alternativos, confiabilidad de los resultados, entre otras. Para el caso del sector eléctrico colombiano, después de realizar pruebas de

Backtesting para las tres metodologías, se encuentra que el método que mejor modelaría la exposición de riesgo de las empresas, es el de simulación de Monte Carlo para niveles de confianza del 95%.

La aplicación de simulaciones de Monte Carlo, requiere el establecimiento de modelos para el precio del commodity. En la literatura, los procesos estocásticos de precios de electricidad más comúnmente utilizados son los procesos de Markov, Wiener, Brownianos y modelos con reversión a la media (Arriagada, 2001), (Barnezet y Delaloye, 2001) y (Blanco *et al*, 2001). En los modelos con reversión a la media, se modela la tasa de retorno de tal forma que la variable tienda a un nivel de equilibrio, determinado por los costos marginales de generación de largo plazo. Cada vez que la variable se aleja del punto de equilibrio, el término determinístico vuelve la variable al nivel de equilibrio con una velocidad dependiente de una tasa de reversión.

Las tasas de reversión en los precios de electricidad son mayores que las encontradas en activos financieros como tasas de interés, dado que los eventos que perturban el precio suelen disiparse más rápidamente que los ciclos económicos que afectan el mercado financiero. Para evaluar las implicaciones a nivel de riesgo que traería el SEC para las empresas del sector eléctrico, se empleó un caso particular de procesos con reversión a la media, conocido como proceso de *Ornstein-Uhlenbeck* (Barnezet y Delaloye, 2001).

## RIESGO FUTURO BAJO EL SEC

La metodología desarrollada, consistió en hacer la evaluación de riesgo bajo el esquema actual, para una

1 | El riesgo será entendido como las pérdidas potenciales que puede sufrir el valor de un portafolio de inversión.

muestra de seis empresas de generación y seis empresas de comercialización, clasificadas de acuerdo con sus cuotas de mercado. Luego, establecer el riesgo futuro para esta misma muestra de empresas, con base en simulaciones de Monte Carlo para un horizonte de un año, y finalmente, hacer comparaciones para cada una, del impacto del SEC en sus portafolios constituidos por activos en bolsa y derivados (futuros).

Para la estimación del riesgo del portafolio de cualquier agente, se requiere conocer las cantidades y los precios a los cuales los agentes están transando la energía tanto en contratos como en bolsa. A pesar que, las cantidades en bolsa y contratos y los precios de la bolsa son variables conocidas (ISA, 2005), los precios de los contratos es una variable confidencial de cada empresa. Por esta razón, fue necesario hacer una estimación del precio diario de contratos, de cada una de las doce empresas teniendo en cuenta el volumen de transacciones en pesos y el volumen de energía en KWh. Para el caso de los comercializadores, se tuvieron en cuenta las compras al final de cada día, para el caso de los generadores se tuvieron en cuenta las ventas netas al final de cada día (ventas en contratos menos compras en contratos). De la siguiente manera:

$$\hat{P}_{j,t}^c = \frac{VCC_t}{ECC_t} \quad (1)$$

$\hat{P}_{j,t}^c$  Precio estimado de contratos del comercializador j-ésimo el día t [\$/KWh].

$VCC_t$  Valor de las compras en contratos [\$/KWh]

$ECC_t$  Energía comprada en contratos [KWh]

$$\hat{P}_{k,t}^g = \frac{VVC_t - VCC_t}{EVC_t - ECC_t} \quad (2)$$

$\hat{P}_{k,t}^g$  Precio estimado de contratos del generador k-ésimo el día t [\$/KWh].

$VVC_t$  Valor de las ventas en contratos

$EVC_t$  Energía vendida en contratos

Dado que cada empresa define de acuerdo con su política de gestión de riesgo, la composición de su portafolio entre bolsa y derivados, en este sentido fue necesario establecer unos posibles escenarios de comportamiento futuro, de cada una de las doce empresas estudiadas, teniendo en cuenta, cuánto comprar o vender en bolsa, y cuánto comprar o vender en derivados.

Se establecieron tres tipos de posibles estrategias para el nuevo esquema, teniendo en cuenta, una estimación de demanda comercial esperada o generación real esperada, para cada empresa de comercialización o de generación respectivamente. Las tres posibles estrategias, se presentan en el Gráfico 1, tomando como ejemplo una empresa de comercialización y una demanda comercial esperada diaria:

Donde:

- **Estrategia 1 «Maximizar cobertura evitando sobrecontratación»:** La estrategia del agente es transar el mayor porcentaje de energía con derivados del SEC, evitando la venta de excedentes en bolsa.
- **Estrategia 2 «Maximizar cobertura sin evitar sobrecontratación»:** La estrategia del agente es transar el mayor porcentaje de energía con derivados del SEC, permitiendo la venta de excedentes en bolsa.

- **Estrategia 3 «Mantener un equivalente a la cobertura actual»:** La estrategia del agente es transar un porcentaje de energía con derivados del SEC, equivalente al porcentaje de la energía en contratos bilaterales no estandarizados que venía transando en el anterior esquema (para la mayoría de agentes se tendría también que vender energía durante algunas horas del día).

## VALOR EN RIESGO PARA COMERCIALIZADORES

Para la evaluación de riesgo del portafolio de los comercializadores, se tomó un VaR positivo para los dos activos (bolsa y futuros), con sus respectivas participaciones en el portafolio. Se toma un VaR positivo teniendo en cuenta que el factor de riesgo es el incremento en los precios.

$$VaR_{Cj}^p = w_{b,j} \cdot VaR_b^+ + w_{f,j} \cdot VaR_f^+ \quad (3)$$

$VaR_{Cj}^p$  VaR del portafolio del j-ésimo comercializador

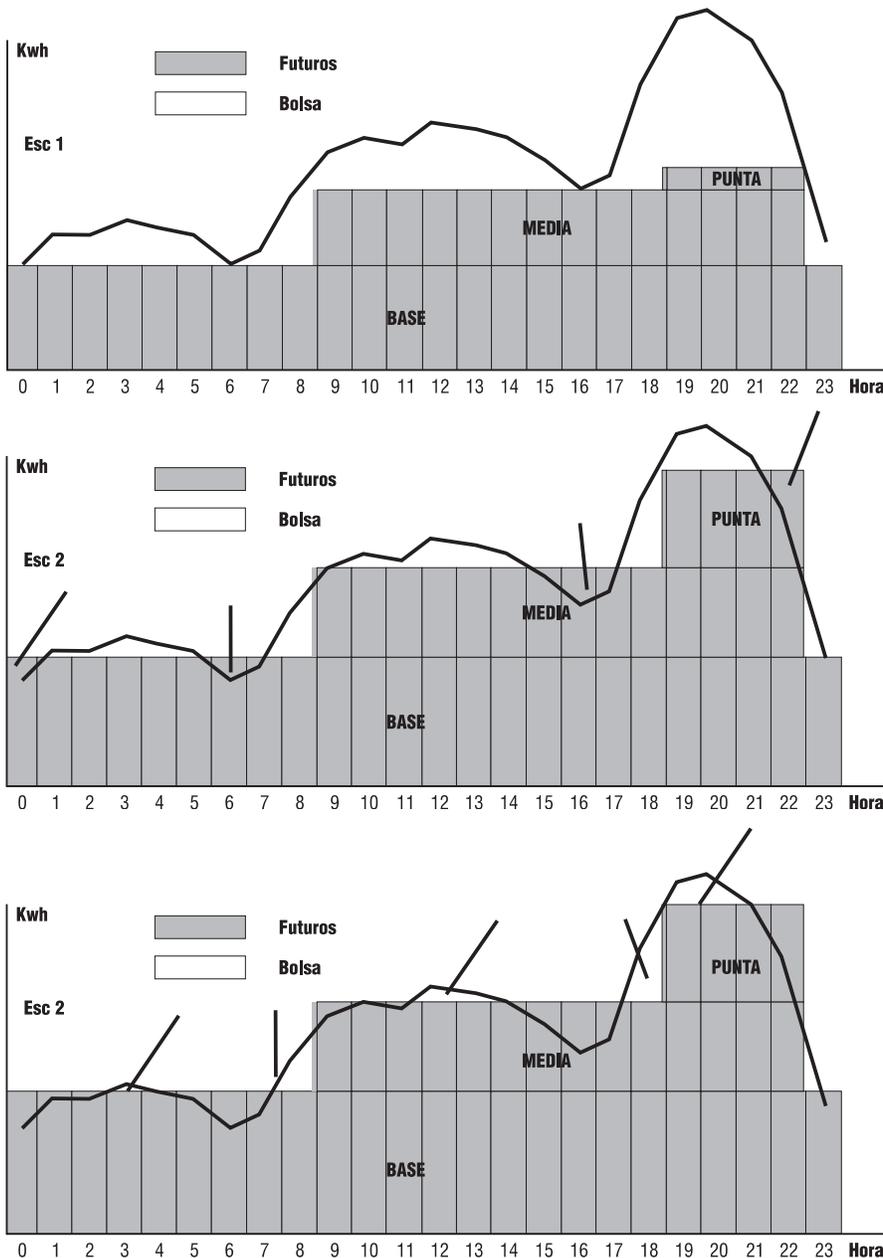
$w_{b,j}$  Participación en bolsa del comercializador j

$w_{f,j}$  Participación en futuros del comercializador j

$VaR_b^+$  Máximo VaR positivo de las simulaciones de precio spot.

$VaR_f^+$  Máximo VaR positivo de las simulaciones de precio de futuros.

**Gráfico No.1**  
**Posibles estrategias de cobertura (2006)**



Fuente: Cajamarca, 2006

**VALOR EN RIESGO PARA GENERADORES**

Para la evaluación de riesgo del portafolio de los generadores, se tomó un VaR negativo para los dos activos (bolsa y futuros), con sus respectivas participaciones en el portafolio. Se tomó un VaR negativo teniendo en cuenta que el factor de riesgo es la caída en los precios.

$$VaR_{Gk}^p = w_{b,k} \cdot VaR_b^- + w_{f,k} \cdot VaR_f^- \quad (4)$$

$VaR_{Gk}^p$  VaR del portafolio del k-ésimo generador

$w_{b,k}$  Participación en bolsa del generador k

$w_{f,k}$  Participación en futuros del generador k

$VaR_b^-$  Mínimo VaR negativo calculado de cada una de las simulaciones de precio spot.

$VaR_f^-$  Mínimo VaR negativo calculado de cada una de las simulaciones de precio de futuros.

**VALOR EN RIESGO CORREGIDO PARA GENERADORES**

Una mejor aproximación de la exposición real de los generadores, debe tener en cuenta las situaciones en las cuales el generador debe comprar electricidad, y en particular cuando estas compras son superiores a sus ventas, situación que se presenta principalmente cuando un generador no sale centralmente despachado pero debe cubrir sus obligaciones contractuales, o cuando hay excesos de demanda que el generador no puede cubrir y mantiene obligaciones contractuales. Para tener en cuenta estas situaciones dentro de la valoración de riesgo, se propuso incluir una variable Proxy denominada  $\gamma$ , calculada como el cociente entre el número de días en que las compras en bolsa del generador son superiores a sus ventas<sup>2</sup> y el número de días de análisis (cinco años).

$$\gamma = \frac{DCNB}{TD} \quad (5)$$

$DCNB$  Número de días con compras netas en bolsa.

$TD$  Número total de días dentro del análisis.

2 | En KWh

Posteriormente se tomó un VaR del portafolio con una distribución tipo *Bernoulli* para el generador, teniendo en cuenta que, con una probabilidad  $(1-\bar{\alpha})$  el generador vende energía, con un portafolio compuesto por bolsa y derivados, donde la caída en los precios de ambos activos es el factor de riesgo. Por otra parte, con probabilidad  $\bar{\alpha}$  el generador compra energía, con un portafolio compuesto sólo por un activo en bolsa donde el incremento en el precio del activo es el factor de riesgo. De esta manera el riesgo total del portafolio corregido para generadores estaría dado por<sup>3</sup>:

$$VaR_{Gk}^p = (1-\gamma)(w_{b,k} \cdot VaR_b^+ + w_{f,k} \cdot VaR_f^+) - \gamma(VaR_b^+) \quad (6)$$

## RESULTADOS

Dado que resultaría bastante dispendioso hacer un seguimiento a todas las empresas del mercado de energía mayorista, se estableció un conjunto de empresas a estudiar. La muestra de empresas de generación y comercialización, se escogió teniendo en cuenta el tamaño<sup>4</sup> medido por la participación en el mercado, disponibilidad de información de transacciones con contratos y continuidad de esta información<sup>5</sup>. Los resultados obtenidos para los seis comercializadores estudiados, y los seis generadores con y sin VaR corregidos frente a los tres posibles escenarios futuros, se presentan en las tablas 1 a 3.

## CONCLUSIONES

El nuevo esquema podría reducir la posición de riesgo de los generadores (en mayor medida de los grandes), mientras que para los comercializadores en algunos casos verían reducciones pero la mayoría quedarían prácticamente igual o con una

**Tabla No.1**  
VaR diario comercializadores

Tipo	Agente	Actual	Futuro		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
GRANDE	EPM	1,90%	7,50%	2,90%	1,60%
	EMGESA	4,80%	8,90%	3,60%	2,60%
MEDIANO	CHIVOR	2,90%	5,30%	2,40%	1,40%
	EPSA	1,80%	6,50%	3,00%	1,50%
PEQUEÑO	CHEC	5,20%	6,50%	1,60%	2,10%
	E. SANTANDER	3,50%	8,70%	4,40%	1,40%

Fuente: Cajamarca, 2006

**Tabla No.2**  
VaR diario generadores

Tipo	Agente	Actual	Futuro		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
GRANDE	EPM	-10,00%	-4,70%	-3,10%	-10,40%
	EMGESA	-12,00%	-4,40%	-3,20%	-11,10%
MEDIANO	CHIVOR	-19,00%	-12,80%	-6,10%	-19,80%
	EPSA	-12,00%	-8,60%	-4,10%	-12,60%
PEQUEÑO	CHEC	-8,10%	-9,10%	-3,20%	-7,00%
	E. SANTANDER	-10,70%	-4,50%	-1,80%	-11,30%

Fuente: Cajamarca, 2006

**Tabla No.3**  
VaR diario corregido generadores

Tipo	Agente	Actual	Futuro			$\gamma$
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
GRANDE	EPM	-12,90%	-8,20%	-6,80%	-13,30%	11,70%
	EMGESA	-15,90%	-10,70%	-9,80%	-16,00%	20,60%
MEDIANO	CHIVOR	-24,20%	-24,20%	-15,50%	-24,80%	32,50%
	EPSA	-21,10%	-19,80%	-17,30%	-22,10%	42,50%
PEQUEÑO	CHEC	-22,10%	-22,60%	-19,80%	-21,60%	52,00%
	E. SANTANDER	-22,30%	-21,80%	-20,60%	-24,70%	56,50%

Fuente: Cajamarca, 2006

posición mayor de riesgo. Bajo los escenarios planteados, existen estrategias en las cuales los agentes pueden mejorar, empeorar o igualar su posición de riesgo respecto a la posición en el esquema actual, sin embargo, aunque exista una estrategia donde los agentes mejoren no es posible garantizar que efectivamente éstos tomen estas «mejores decisiones», teniendo en cuenta que pueden existir diferencias en el aprendizaje de cada uno frente al nuevo esquema e información asimétrica que permita obtener ventajas o desventajas por parte de algunos agentes en el mercado.

Manteniendo una estrategia en la cual se maximice la cobertura evitando la venta de excedentes en bolsa (escenario 1), todos los comercializadores aumentan su exposición de riesgo (hasta casi 4 veces en el caso de EPM), en el caso de los

3 El signo negativo en el segundo término se tiene dado que el VaR calculado tiene signo positivo pero es un factor incremental de riesgo. Luego, toda la expresión tiene siempre signo negativo.  
4 Para el caso de generadores se establecen como grandes, medianos y pequeños, agentes con 10%-25%, 1%-10% y menos del 1% de participación en el mercado respectivamente. Para comercializadores como 5%-15%, 2%-5% y menos del 2% de participación en el mercado respectivamente.  
5 Buscar empresas que en lo posible, registraran transacciones día a día en contratos, evitando de esta manera por ejemplo uno o varios meses sin información.



generadores en cambio todos reducen su exposición (excepto en el caso CHEC). Manteniendo una estrategia en la cual, se maximice la cobertura permitiendo la venta de excedentes en bolsa (escenario 2), algunos comercializadores reducen su exposición y otros la aumentan, en cambio todos los generadores reducen su exposición, obteniendo así, las mejores posiciones de riesgo de las tres estrategias. Manteniendo la misma estrategia de cobertura del esquema actual (Escenario 3), todos los comercializadores reducen su posición de riesgo, sin embargo, la gran mayoría de los generadores aumentan su posición de riesgo.

Bajo el supuesto de aversión al riesgo para todos los agentes del mercado, los comercializadores grandes y medianos tendrían un ordenamiento de preferencias: escenario 3  $\phi$  escenario 2  $\phi$  escenario 1. Sin embargo, para el caso de comercializadores pequeños no sería claro el ordenamiento de estrategias, dado que en el caso EBSA se tendría un ordenamiento escenario 2  $\phi$  escenario 3  $\phi$  escenario 1, teniendo más incentivos a vender excedentes en bolsa, que a mantener la composición actual de su portafolio. Para los generadores grandes y medianos el ordenamiento de estrategias sería: escenario 2  $\phi$  escenario 1  $\phi$  escenario 3. Sin embargo, en el caso de generadores pequeños no es claro el ordenamiento, dado que, en el caso CHEC se tiene escenario 2  $\phi$  escenario 1  $\phi$  escenario 3. A pesar de esta diferencia, se evidencia que para todos los generadores la mejor estrategia sería el escenario 2.

Para los generadores que tienen mayores valores (generadores más pequeños), el impacto de factores de cantidad sobre la posición de riesgo, es mayor que para generadores con menores valores (generadores más grandes), para quienes puede resultar más importante el riesgo de precio. Esto se

evidencia, dado que bajo el escenario 2 (mejor escenario para los generadores), los mayores cambios en las posiciones de riesgo, se logran para los generadores más grandes (EPM de -12.9% a -6.8% y EMGESA -15.9% a -9.8%) y no tanto para los pequeños generadores (CHEC de -22.1% a -19.8% y E. SANTANDER de -22.3% a -20.6%).

Dado que con el esquema actual, el sector generador del país carga con la mayor parte del riesgo comparada con el sector comercializador, el nuevo esquema podría facilitar la transferencia de riesgo de los últimos a los primeros y en términos de todo el mercado incluyendo generadores y comercializadores mejorar la gestión de riesgo. Esto podría llegar a tener un impacto positivo sobre los precios de electricidad que en últimas son trasladados de comercializadores al usuario final al reducirse las primas por riesgo en el mercado, exigidas por los agentes.

Un aspecto que deja en evidencia este estudio es que una parte importante del riesgo por parte de los generadores, como es el riesgo asociado a las compras en bolsa, no puede ser gestionado a través de un mercado de contratos estandarizados, puesto que el hecho de que un generador salga o no despachado puede depender más de sus estrategias de oferta en bolsa y no tanto del esquema de mercado en contratos.

En el esquema actual, la electricidad puede ser vista en el caso del mercado spot como un bien homogéneo o como un bien diferenciado en el caso de un mercado de contratos no estandarizados. Esta diferenciación, facilita la existencia de conductas monopólicas por parte de algunos agentes, que tienen la capacidad de ofrecer contratos con términos más o menos favorables al comprador permitiendo así la discriminación, con el nuevo esquema, se reduce la posibilidad de encontrar en el mercado este tipo de

conductas por parte de los agentes al tratarse de un producto homogéneo y al tratarse de una subasta ciega donde no se identifican las partes. 

## BIBLIOGRAFÍA

**Arriagada J. (2001)** «Aplicación de instrumentos financieros en el sector eléctrico». Pontificia Universidad Católica de Chile.

**Barnezet R. Delaloye F. (2001)** «Stochastic modelling of electricity prices - the case of Leipzig power exchange». Master of Science in Banking and Finance University of Lausanne. October 2001.

**Blanco et al. (2001)** Blanco C., Choi S., Soronow D. «Energy Price Processes Used for Derivatives Pricing & Risk Management «Commodities Now» Pág 74-80. March 2001.

**Cabedo D. Moya I (1999)** «Estimating oil price «Value at risk» using the historical simulation approach». Department of Finance and Accounting Universitat Jaume I (Castellón) Department of Economics and Social Sciences Universidad Politécnica de Valencia España.

**Cajamarca (2006)** Cajamarca G. «Evaluación de impacto a nivel de riesgo financiero para el nuevo mecanismo de contratación bilateral estandarizado en el sector eléctrico colombiano» Tesis meritória de maestría en Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Febrero de 2006

**CREG (2005)** Comisión de regulación de energía y gas, Resolución CREG 031 «Funcionamiento del mercado de opciones y futuros como parte del mercado de energía mayorista». Abril de 2005.

**ISA (2005)** Interconexión Eléctrica S.A. ISA. Base de datos NEÓN, Gerencia del Mercado de Energía Mayorista, consulta 2005.

**JP Morgan, Reuters (1996)** «RiskMetrics™ – Technical Document», Fourth edition, New York December 17, 1996.

**Mori et al. (1996)** Mori A. Ohsawa M. Shimizu T. «Calculation of value at risk return simulation» *Discussion papers series* Institut for Monetary and Economic Studies (Bank of Japan) 1996.

# Cluster de la energía eléctrica: “una estrategia para el desarrollo productivo y la competitividad global de las empresas”

**Willmar Zapata Londoño**

*CIDET*

*Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico*  
*Investigacion1@cidet.com.co*

**El cluster de la energía eléctrica, es un conjunto de empresas que a partir de sus ventajas comparativas construyen y comparten ventajas competitivas colectivas; para ello el conglomerado de empresas y demás instituciones, deben definir una visión colectiva de futuro y emprender acciones concretas para construir dicho futuro.**



CIDET viene gestionando el desarrollo productivo y competitivo de las empresas por medio de la estrategia de integración productiva en clusters.

Se presentan las evidencias que motivan y advierten la necesidad de conformar clusters como instrumento de desarrollo empresarial y competitivo del sector, y las características generales que identificarían el cluster del sector eléctrico colombiano, entendido éste como el conjunto de clusters identificados, conformados y desarrollados en los diferentes eslabones de la cadena del sector, y localizados geográficamente de acuerdo con las estructuras competitivas de las diferentes regiones del país.

**Palabras Clave:** Sector eléctrico colombiano, cluster, competitividad, globalización.

## INTRODUCCIÓN

El enfoque del cluster de la energía eléctrica, un poco más allá de lo que plantea Michael Porter<sup>1</sup>, busca compartir y construir ventajas competitivas colectivas a partir de sus ventajas comparativas; para ello el conglomerado de empresas y demás instituciones, deben construir una visión colectiva de futuro y

emprender acciones concretas para lograr lo que se propongan.

Los clusters son entonces unos colectivos naturales de empresas del orden nacional, regional y hasta metropolitano, no tienen un carácter único, sino características comunes, y allí reside una paradoja: en una economía global, las ventajas competitivas duraderas tienen que ver, cada día más, con factores locales, como el conocimiento, las interrelaciones y la motivación, que los rivales externos no pueden igualar (Porter, 1999).

De esta manera, el cluster se constituye en una estrategia de organización empresarial para el desarrollo de la competitividad en los mercados globalizados. Esta estrategia tiene entre otras, las siguientes características:

- El cluster es una herramienta que permite conocer el sistema de generación de valor y de desarrollo de mercados del sector.
- Define el norte y orienta la actividad empresarial, bajo una visión colectiva compartida.

<sup>1</sup> "Concentraciones geográficas de empresas e instituciones interconectadas que actúan en un determinado campo. Agrupan a una amplia gama de industrias y otras entidades relacionadas que son importantes para competir".



- Es un instrumento que induce a la especialización aprovechando las señales y posibilidades del mercado mundial.
- Focaliza la política sectorial y tecnológica en función del desarrollo empresarial competitivo.
- Organiza la actividad empresarial desde la demanda (necesidades de los consumidores y los usos finales de los bienes y servicios) apalancado en la capacidad de la oferta.
- Crea mercados eficientes y menores costos de transacción, lo cual dinamiza la productividad.

En la actualidad el mapa de la economía mundial se caracteriza por la existencia de clusters, la difusión de esta estrategia es bastante desigual entre los países, al igual que las políticas aplicadas. Además, los conceptos que se usan difieren con frecuencia, aunque la mayoría de los países de Europa por ejemplo, han adoptado algún tipo de política de cluster de un modo u otro.

En Holanda se dividió la economía en diez mega-cluster diferentes, de los cuales muchos de ellos prestaban servicios diversos a los demás, incluidos el conocimiento y la tecnología, pero el cluster de energía es bastante «autárquico», produciendo conocimiento principalmente para el mismo.

En Finlandia sobresale el cluster de la energía, el cual es ejemplo de la rápida adaptación tecnológica, difusión y eventualmente innovación propia. Este cluster es relativamente joven en el país. A comienzos del siglo, la mayoría de los equipos eran importados. En ese entonces, las manufacturas domésticas se producían bajo licencia externa y fue hasta la década de los setenta que cobraron importancia las exportaciones basadas en investigación y desarrollos propios.

Igualmente en Euskadi (país Vasco en España), la energía es uno de los

sectores claves en la economía, tanto por su volumen, como por su importancia estratégica. El cluster de energía engloba a aproximadamente 50 empresas e instituciones, con un volumen de facturación superior a 10.000 millones de euros y un empleo directo de más de 25.000 personas constituyendo un sector dinámico y competitivo.

Existen grandes ejemplos en el mundo del éxito de esta estrategia de desarrollo empresarial y competitivo del sector de la energía eléctrica, en el caso de Colombia se viene desarrollando una iniciativa en el subsector de distribución de energía eléctrica en Antioquia liderada por el CIDET y la activa participación de las grandes empresas de energía, y la cual a la luz de los grandes desarrollos en tal sentido en el mundo, quiere aprovechar dicha experiencia y conocimiento adquirido, para desarrollar clusters en el sector eléctrico colombiano, que constituya al sector en un polo de desarrollo económico dentro de un marco de globalización de los mercados.

## **EVIDENCIAS PARA LA CONFORMACIÓN DEL CLUSTER DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**

### **Prospectiva sector eléctrico, cluster piloto redes y subestaciones y tratados de libre comercio.**

En la vía de conformación y consolidación del cluster del sector eléctrico colombiano, el CIDET realizó entre el 2001 y el 2002 el estudio prospectivo del sector en el horizonte del 2012, donde mediante procesos estructurados de consulta a cerca de 150 expertos colombianos, se cuestionaron las acciones del sector para incursionar competitivamente en los mercados globalizados y el papel del CIDET como

apoyo a dicha labor. Como resultado se llegó a un consenso general: debemos unirnos alrededor del trabajo en red empresarial para generar colectivos competitivos y soportados en herramientas de las tecnologías de gestión (observatorio tecnológico, vigilancia prospectiva, inteligencia de mercados, etc.), desde entidades independientes, jalonadoras de beneficios comunes y apalancadas en el marco de la investigación, desarrollo tecnológico e innovación, como el CIDET y la universidad.

Se han visualizado a largo plazo, áreas temáticas relevantes, prioridades investigativas y problemáticas sectoriales emergentes. En los esfuerzos por aprovechar estos resultados, el CIDET ha identificado la necesidad central de que las empresas cuenten con el medio de refinarlas permanentemente, adecuándolos a sus condiciones específicas y cambiantes en el mediano y el largo plazo, además de formular estrategias que les permitan incursionar competitivamente en los mercados globalizados.

En consecuencia, desde el año 2002 el CIDET ha liderado la identificación, conformación y consolidación del cluster de la energía eléctrica – denominado en adelante cluster, partiendo de un proyecto piloto en el subsector redes y subestaciones de distribución de energía eléctrica en Antioquia – denominado en adelante Cluster R&S<sup>2</sup>. La iniciativa del Cluster R&S está fundamentada en dos pilares

2 | Gracias al proceso llevado a cabo entre el 2002 y el 2004 con el cluster piloto regional y subsectorial, se cuenta con un Acuerdo de Competitividad firmado el 20 Octubre de 2004 entre las empresas de energía localizadas en Antioquia, institucionalidad de apoyo gubernamental, fabricantes, universidades y consultores. El objeto de dicho acuerdo es de mejorar la productividad y competitividad de las empresas del sector de energía a través del Cluster con miras al fortalecimiento de la producción nacional de bienes y servicios, a una mayor integración de los eslabones del cluster, a la consolidación y ampliación de los mercados externos, y a todo lo planteado en su plan estratégico aprobado en el grupo monitor coordinado por el CIDET-. Actualmente se desarrollan unos seis proyectos relacionados.

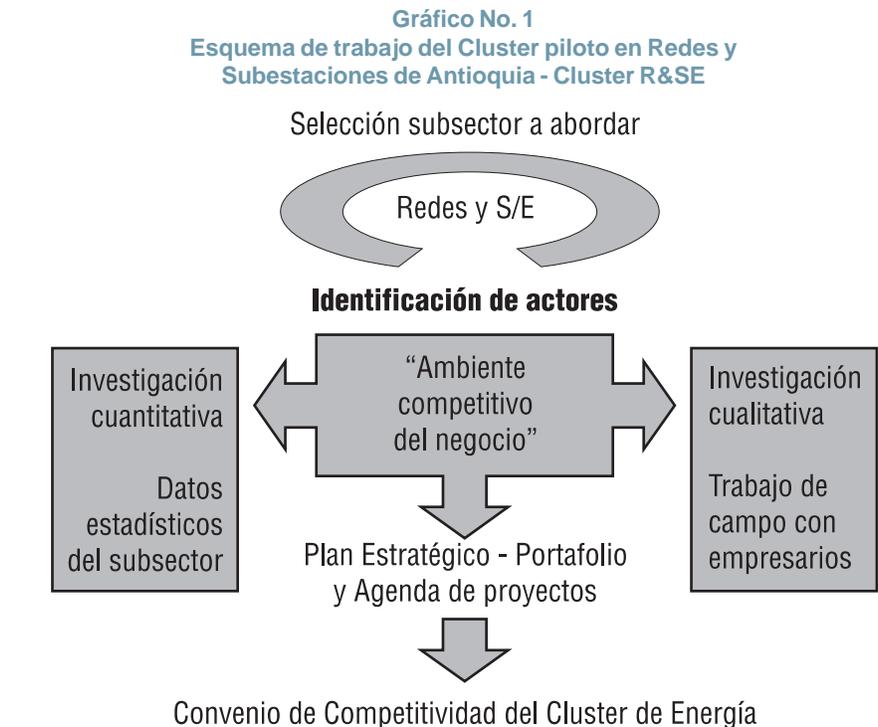
esenciales: «Desarrollo de mercados para la industria eléctrica» y «Desarrollo de la cadena cliente – proveedor del sector eléctrico», soportados a su vez en la fortaleza y capacidad jalonadora de empresas como ISA, ISAGEN, EEPPM y EADE, constituyéndose en una alternativa importante de desarrollo empresarial.

Es por tanto que el Cluster R&S en su esencia mas profunda lo que ha pretendido es ser un espacio (mecanismo, instrumento) integrador de las más altas competencias de la industria eléctrica y conformar así cadenas de suministros de bienes y servicios con alto nivel competitivo a nivel internacional.

La conformación del cluster de la energía eléctrica se ha iniciado entonces con un piloto en «redes y subestaciones eléctricas» para el subsector Distribución Energía, es importante resaltar que sus orígenes se remontan a la importancia que tiene este subsector para la región de Antioquia y el país mismo, condición que se ha dejado explícita al menos para la región de Antioquia a través de la huella regional<sup>3</sup>.

De acuerdo con lo anterior, el cluster piloto en redes y subestaciones eléctricas surge de una serie de decisiones estructuradas y escalonadas, en las cuales se mostró el potencial productivo y competitivo alrededor del tema, para lo cual se acometieron actividades (Ver Gráfico No.1) que caracterizaran adecuadamente el subsector y brindaran los elementos suficientes para formular un portafolio de proyectos de I+D+i, que soportaran la firma del convenio de competitividad del cluster en octubre 20 de 2004.

Uno de los aspectos que le da la mayor relevancia al cluster propuesto y que de hecho fue una de las bases para seleccionar al tema de energía eléctrica como muy importante para la región,



Fuente: Elaboración CIDET

se evidencia por una parte en la significativa participación de Antioquia en la generación de energía eléctrica del país y por otra y muy íntimamente relacionada con lo anterior, por la presencia de algunos agentes de energía eléctrica con buen posicionamiento a nivel nacional e internacional, como es Empresas Públicas de Medellín en el tema de distribución de energía eléctrica, subsector en el cual es líder a nivel nacional y con reconocimiento internacional, además que su presencia en la región ha impulsado el desarrollo de la industria proveedora de bienes y servicios relacionados, teniendo esta última característica una connotación importante para la consolidación del cluster.

Esto se explica en el hecho que un conjunto de empresas que han construido una ventaja comparativa suscrita a un desarrollo de conocimiento, tecnológico y económico con fuertes características de localización geográfica, tienen la capacidad de construir ventajas competitivas colectivas, mediante

mecanismos de asociatividad, cooperación y construcción conjunta de futuro, que eliminen barreras tecnológicas y comerciales, posibilitando una inserción competitiva en los mercados globalizados.

En el caso del sector eléctrico colombiano existe una tradición y capacidad para proveer bienes y servicios competitivos a nivel internacional, la cual se ha construido paralelo al desarrollo de la cadena productiva del sector y jalonada por las grandes empresas de energía, lo cual se evidencia en la madurez de nuestro sistema y el liderazgo de nuestras empresas a nivel andino y centroamericano.

Ahora, como evidencia y necesidad de proyectar esta experiencia subsectorial y regional, a todo el sector eléctrico, en el evento «El sector eléctrico colombiano en el marco del TLC Andino - Estados Unidos» realizado por el CIDET en noviembre de 2004 con una amplia y representativa participación del sector,

3 | Huella regional de Antioquia, análisis de las actividades más importantes de una región- Cámara de Comercio de Medellín.



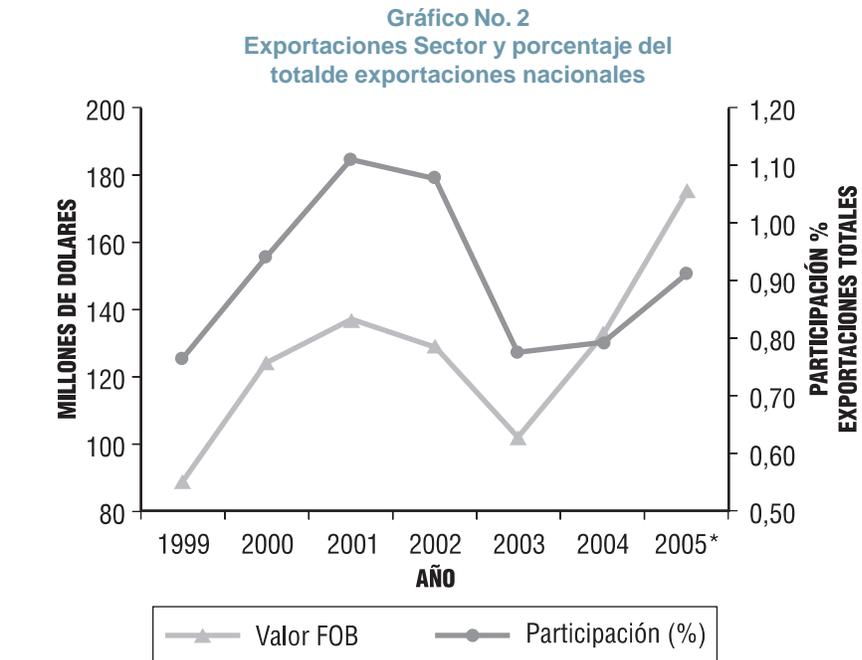
tanto en alguna de las presentaciones como en las conclusiones finales, se expresó la necesidad, de que el sector se conforme como un cluster de cara a la inserción competitiva en los mercados globalizados generados por la firma del TLC con EEUU.

Otra evidencia, consiste en el documento ANDESCO de abril de 2004 desarrollado como preparación del sector de servicios públicos para el TLC, el cual refleja intereses ofensivos para incursionar en el mercado de EEUU, e intereses defensivos de proteger el modelo de prestación del servicio en Colombia; ambos intereses son potencializables mediante el modelo cluster.

Igualmente, en las diferentes reuniones de presentación y discusión del estudio «Oportunidades de negocios para las compañías eléctricas colombianas en el mercado de los Estados Unidos»<sup>4</sup>, se expresó como estrategia empresarial y competitiva necesaria para la incursión en dicho mercado, la asociatividad y conformación de redes empresariales por medio de clusters.

Con base en estos precedentes, el CIDET presentó a la mesa de cooperación para el fortalecimiento de la capacidad comercial del TLC Andino –EEUU, el proyecto «Conformación del Cluster del Sector Eléctrico Nacional». Actualmente el proyecto es analizado como parte del portafolio de proyectos del país, ante la perspectiva de financiación por los diferentes aportantes a dicha mesa.

Finalmente, la Agenda Interna para la competitividad y productividad del sector energético, ha indicado como una necesidad o requerimiento de la estrategia de ampliar la participación del sector en el comercio internacional, el tener espacios de asociatividad para definir oferta exportable y mejorarla continuamente, cuya acción concreta es la conformación de un cluster del sector, como vehículo para el desarrollo de la competitividad de las



Fuente: DANE

empresas y su incursión en los mercados internacionales. El desarrollo del cluster es una acción de corto plazo, dado que varios de los proyectos y acciones de mediano y largo plazo incluidas en la agenda interna sectorial estarán soportados en una estructura de red empresarial competitiva, convirtiéndose el cluster en el medio efectivo para desarrollar dichos proyectos y acciones.

Es importante anotar, que la agenda interna se constituye en la gran apuesta que debe hacer el sector energético y el Estado para la sostenibilidad empresarial y energética del país, donde la construcción de dicha agenda tuvo una amplia y representativa participación de todo el sector, expresada en las diferentes empresas, gremios, asociaciones y entidades relacionadas.

### La industria eléctrica colombiana en el contexto internacional

El panorama mundial continúa su orientación hacia la apertura de mercados, la internacionalización de las economías y la competencia global, el cual enmarca la productividad en

aspectos como la especialización (conocimiento, automatización, etc.), el valor agregado (mano de obra, innovación, transformación de productos, etc.), y las economías de escala.

Colombia no es un país exportador neto de productos eléctricos, lo cual puede apreciarse en el Gráfico No.2 en el que se ve que este rubro escasamente alcanza el 0,9% de las exportaciones anuales del país para el 2005\* (Cálculos preliminares del DANE).

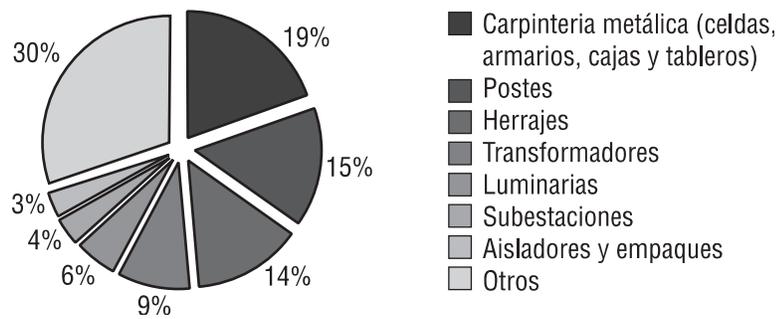
En relación con la composición de las empresas que fabrican productos en el país, dedicados a la distribución eléctrica, se observa que muchas de ellas producen gabinetes metálicos, aisladores y transformadores, siendo éstas las que más valor agregado involucran en este sector (Gráfico No. 3)

En relación con el valor exportado, se observa en el Gráfico No. 4 que los transformadores y gabinetes representan los mayores ingresos. En el caso de los

4 | Estudio realizado por la firma GERS USA, LLC para el Ministerio de Minas y Energía durante el año 2004

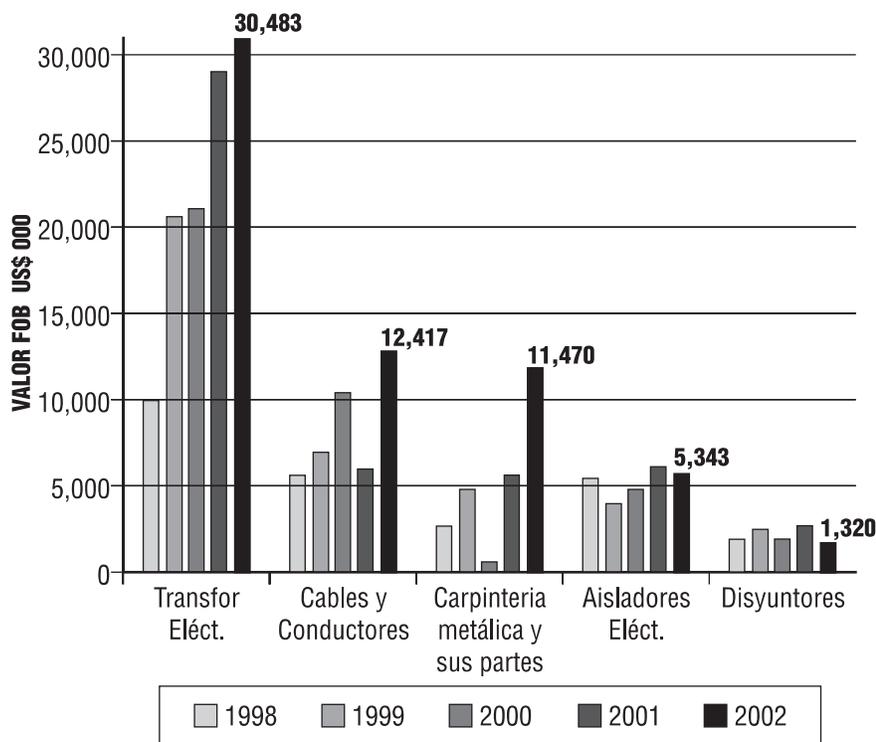


**Gráfico No. 3**  
Composición de las empresas productoras de elementos eléctricos



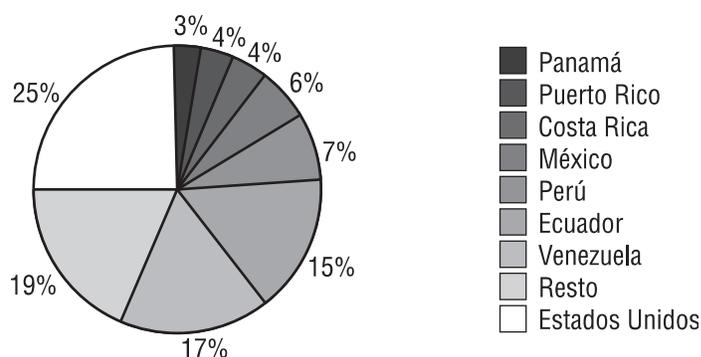
Fuente: Bacex, cálculos CIDET

**Gráfico No. 4**  
Exportaciones nacionales de productos eléctricos



Fuente: Bacex, cálculos CIDET

**Gráfico No. 5**  
Países destinatarios de las exportaciones de elementos eléctricos



Fuente: Bacex, cálculos CIDET

transformadores, las exportaciones han crecido más del 300% en el quinquenio 1998 - 2002. En relación con los gabinetes y cables, el incremento se sitúa en este período en más del 200%. Con respecto a los aisladores y disyuntores, el crecimiento fue moderado.

Esta tendencia indica que la vocación exportadora nacional está creciendo significativamente como resultado probablemente de la crisis económica interna y de la conciencia hacia las exportaciones.

Con relación a los destinos donde se dirigen las exportaciones de elementos eléctricos, el Gráfico No. 5 muestra cómo, los Estados Unidos, seguido de Venezuela y Ecuador, representan el 51% del total de exportaciones, la Comunidad Andina de Naciones representa el 39% y centro América un 17%, en total las exportaciones para el continente americano son el 95%.

Respecto de las importaciones, en el Gráfico No. 6 es interesante observar los principales países origen de los proveedores de productos, los cuales en muchos casos compiten con la producción nacional.

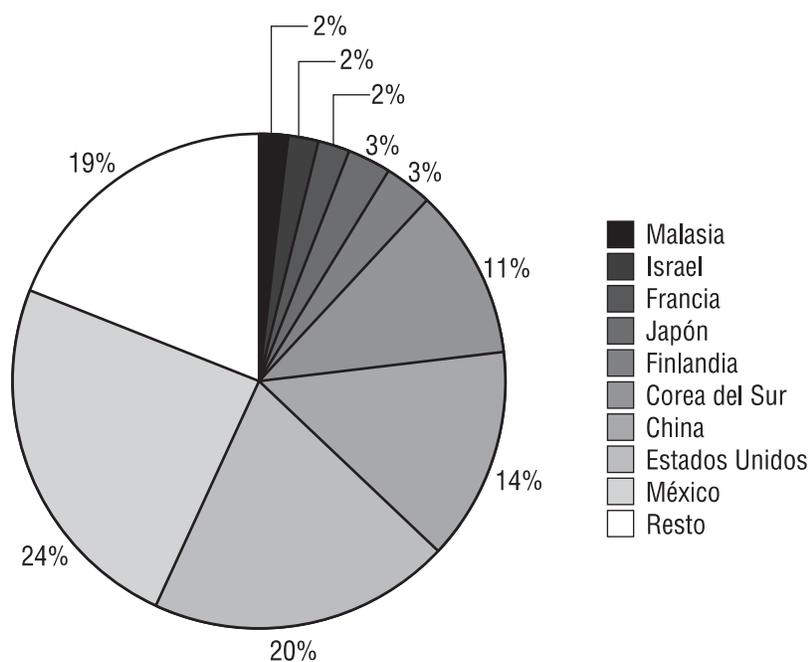
### DESCRIPCIÓN DEL CLUSTER DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El cluster de la energía eléctrica, es un conjunto de empresas que a partir de sus ventajas comparativas construyen y comparten ventajas competitivas colectivas; para ello el conglomerado de empresas y demás instituciones, deben definir una visión colectiva de futuro y emprender acciones concretas para construir dicho futuro.

Las ventajas comparativas se basan en la capacidad de nuestras empresas y la experiencia en la internacionalización, reflejada en la globalización y competencia de empresas de energía y de industrias



**Gráfico No. 6**  
**Importaciones de elementos eléctricos totales**



Fuente: Bacex, cálculos CIDET

manufactureras y de servicios que han incursionado en mercados internacionales, principalmente a nivel andino y en centro América.

Para ello la conformación del cluster en aras de convertir dichas ventajas comparativas en ventajas competitivas colectivas, busca establecer una organización empresarial por medio del trabajo asociativo y cooperativo de las empresas que tienen un potencial de competir efectivamente en las economías globalizadas.

De este modo el cluster propende por la supervivencia, sostenibilidad y crecimiento de las empresas del sector eléctrico mediante el desarrollo de niveles internacionales de competitividad.

Se debe entender el cluster de la energía eléctrica, desde el punto de vista estructural, como el agregado de los diferentes clusters que después de un estudio y análisis estructurado son definidos y desarrollados para el suministro de bienes y servicios competitivos en los mercados globales,

teniendo en cuenta que el cluster brinda como base para este agregado de clusters, la estructura organizacional, el marco conceptual y operativo, el modelo de gobernanza y las reglas generales para los diferentes clusters, al igual que un soporte de metodologías y herramientas de las tecnologías de gestión indispensable para el desarrollo de una competitividad de clase mundial, obteniendo entre otros como resultado, una oferta exportable competitiva, aprovechamiento de economías de escala, facilidad para la gestión y obtención de recursos para el desarrollo empresarial, etc. Esta estructura se ilustra en el Gráfico No. 7.

El gráfico presenta en el conjunto de clusters una relación directa debida a la estructura del sector eléctrico entre los diferentes eslabones de la cadena, y una relación cliente – proveedor entre las empresas de energía y sus proveedores de bienes y servicios, cuyas características específicas y capacidad competitiva colectiva permitirá definir

los diferentes clusters. La línea más suave indica una relación de apoyo o externa, que aunque no involucra directamente los procesos productivos de las empresas, si afecta bastante su desempeño empresarial y competitivo.

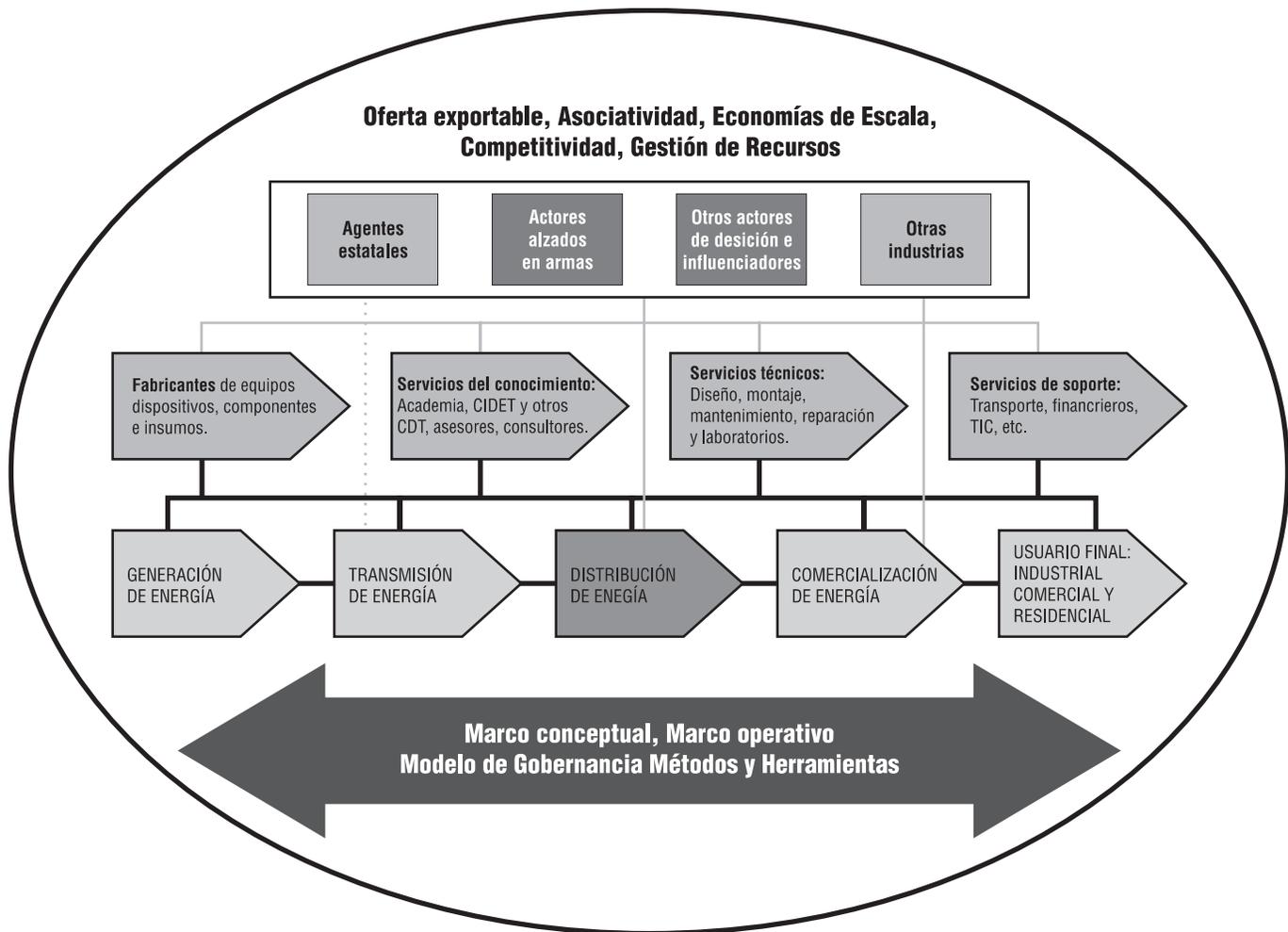
Esto significa, que dadas las características específicas de los diferentes eslabones de la cadena productiva del sector eléctrico y de los proveedores de bienes y servicios correspondientes, se estima conveniente configurar el cluster de la energía eléctrica, como un conjunto de clusters asociados cada uno a diferentes actividades, conformados por empresas interrelacionadas y complementarias, que ofrecen un bien o servicio específico, que bajo condiciones de asociatividad y cooperación hacen que este producto sea realmente competitivo.

Un análisis más detallado nos llevará a encontrar diferenciación en los actores estratégicos que generan competitividad para cada eslabón o actividad dentro de la cadena, por ejemplo, un cluster en el tema de distribución de energía eléctrica nos llevaría al esquema ilustrado en el mapa de cluster del Gráfico No. 8.

Las relaciones ilustradas en la figura, tanto entre las empresas de la cadena, sus proveedores de bienes y servicios y las entidades de apoyo, son las mismas que se expusieron en el Gráfico No. 7, sólo que en este caso se detallan mucho más los diferentes actores, los cuales son muy específicos para cada tipo de cluster y adicionalmente su nivel de desarrollo y participación, el cual se ilustra en el Gráfico No. 8 como un nivel de presencia de dichos proveedores para el subsector de distribución de energía eléctrica.

En tal sentido, presentamos una propuesta de la visión del cluster de la energía eléctrica, que es importante compartir y construir con el sector y la

Gráfico No. 7  
Esquema del Cluster de la Energía



Fuente: Elaboración CIDET

industria eléctrica, con el ánimo de generar una gran masa crítica que transforme los paradigmas actuales de hacer industria en nuestro sector eléctrico, y avancemos efectivamente en la construcción de un futuro posible y deseado, que a partir de nuestras capacidades individuales, logremos colectivamente competir adecuadamente en los mercados globalizados.

A continuación presentamos en el marco de un modelo de direccionamiento estratégico, las definiciones estratégicas del cluster, al igual que los productos e instrumentos que este ofrecería para el desarrollo estratégico de las empresas que conforman los diferentes clusters, y por último una propuesta general de estructura

organizacional que haría posible todo el direccionamiento estratégico.

### Definiciones estratégicas

A continuación, se definen cada uno de los aspectos estratégicos que le dan identidad al cluster, en el sentido de definir su accionar mediante la misión y el objetivo futuro a obtener mediante su visión. Estas definiciones se constituyen en la propuesta inicial del CIDET la cual se ajustará en el proceso de construcción colectiva del cluster, que nos permita obtener un plan estratégico participativo y concertado.

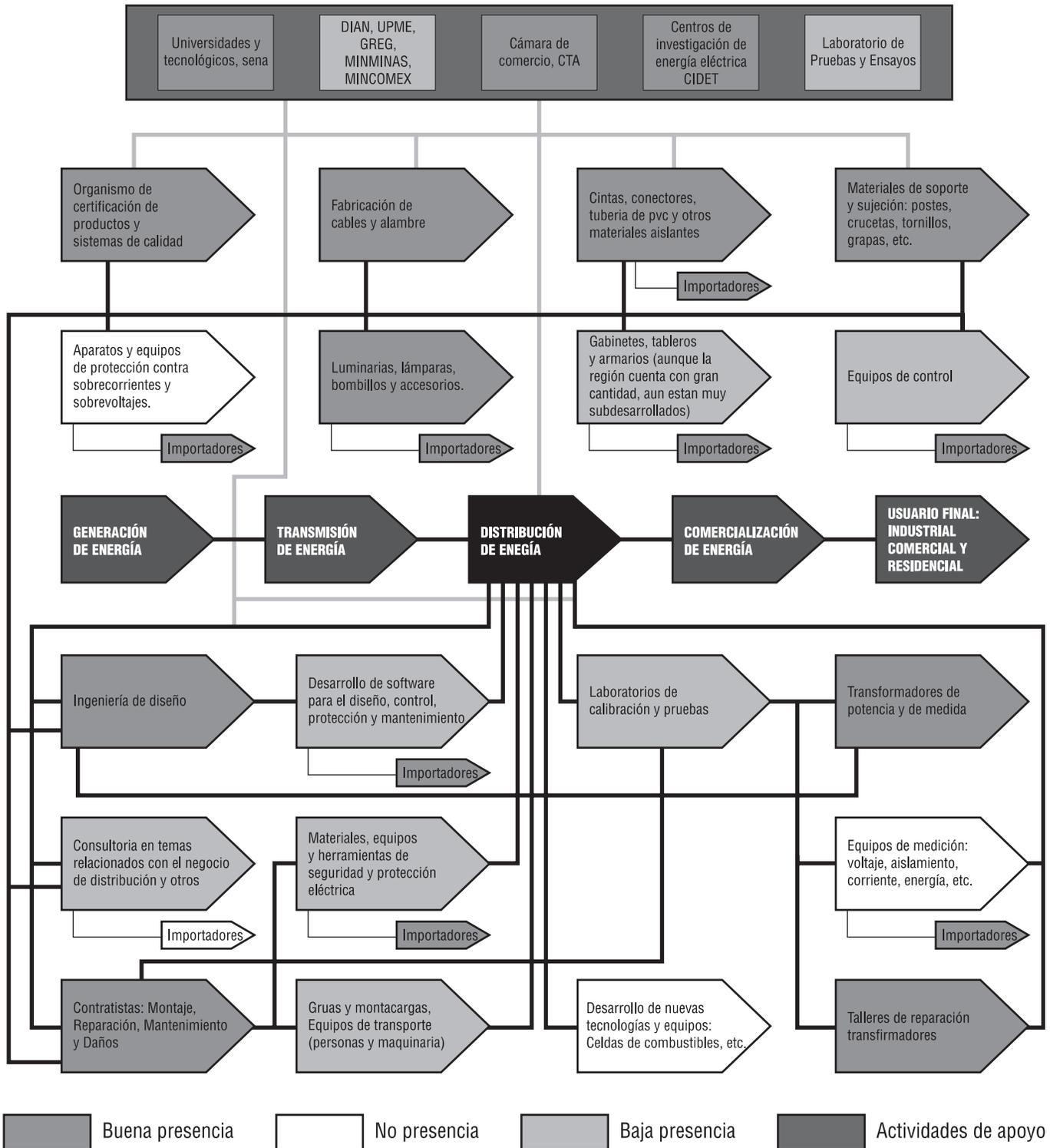
**MISIÓN:** Insertar el sector eléctrico colombiano en la economía globalizada,

potenciando y desarrollando su competitividad mediante la asociación y la cooperación para buscar la complementariedad de competencias y aunar esfuerzos para la producción de bienes y servicios de clase mundial.

**VISIÓN 2010:** El cluster de la energía eléctrica es reconocido en el ámbito internacional por la alta tasa de innovación y competitividad del sector y la industria eléctrica, representado en el crecimiento de ventas internacionales, operación de alcance regional, patentes y publicaciones. Ha contribuido a desarrollar en empresas del sector capacidades de servicios y fabricación de productos competitivos en los mercados globalizados.



**Gráfico No. 8**  
**Mapa del Cluster de Distribución de Energía Eléctrica**



Fuente: Elaboración CIDET

### Productos del Cluster

Los productos que ofrece el cluster, están destinados para el desarrollo

empresarial y la competitividad del sector eléctrico, este desarrollo de la competitividad es intervenido básicamente de tres maneras (Porter, 1999). Aumentando

la productividad de las empresas mediante el acceso a empleados y proveedores, acceso a información especializada, actividades complementarias que brinda el



ambiente de negocios, acceso a instituciones y bienes públicos, más motivación y mejores condiciones debidas a la rivalidad local. La segunda se refiere a que el cluster impone el rumbo y el ritmo de la innovación, y en último lugar está el estímulo a la formación de nuevas empresas y negocios que dinamizan y fortalecen la red empresarial.

Un cluster permite que cada integrante se beneficie como si tuviera gran escala, o como sí se hubiera unido a otro de manera formal, sin tener por ello, que sacrificar su flexibilidad.

Para una exposición más sencilla y clara de los productos que ofrecería el cluster de la energía eléctrica, agrupamos estos en los cuatro ítems siguientes:

#### **i. Metodologías y herramientas para el desarrollo de los proyectos y actividades del cluster:**

- Sistema de información sectorial
- Caracterización tecnológica, mapas y referenciamiento externo
- Análisis prospectivo
- Observatorio tecnológico y de mercados
- Vigilancia e inteligencia de mercados

#### **ii. Estructuras de asociatividad y cooperación:**

- Fortalecimiento del tejido empresarial y de negocios del sector y la industria eléctrica
- Aprovechamiento de las economías de escala
- Facilita la gestión de recursos humanos, técnicos y financieros
- Aprendizaje colectivo y construcción de visión compartida de futuro
- Acceso a información, proyectos y demás iniciativas del colectivo de empresas

#### **iii. Desarrollo de proyectos para la competitividad del sector**

- Estudios de referenciamiento tecnológico y competitivo
- Diagnósticos tecnológicos, de productividad y competitividad de las empresas
- Definición de brechas tecnológicas y elaboración de planes de mejoramiento
- Definición y formulación de portafolios de proyectos de I+D+i
- Estudios de inteligencia competitiva
- Transferencia de tecnología
- Negociación de tecnología

#### **iv. Apoyo para la incursión en los mercados globales**

- Definición de portafolios de bienes y servicios
- Promoción de productos
- Seguimiento a tratados comerciales del país y otros relacionados
- Estudio y seguimiento a convocatorias y licitaciones internacionales
- Identificación de oportunidades de negocios y preparación de ofertas
- Identificación, análisis y desarrollo de alianzas estratégicas y asociaciones internacionales

#### **ESTADO ACTUAL DEL CLUSTER**

Los elementos generales que dan cuenta del estado actual de conformación del cluster se resumen en lo siguiente:

- Configuración de un grupo monitor de alrededor de treinta empresas, incluidas las empresas de energía y sus proveedores de bienes y servicios.
- Firma del convenio de competitividad, que establece unos compromisos de

sus firmantes para el desarrollo regional del sector eléctrico.

- Portafolio de más de quince proyectos de I+D+i, de los cuales se encuentran en ejecución alrededor de seis proyectos y los demás en diferentes estados de gestión y financiación.
- Participación en ferias, ruedas de negocios y eventos académicos de interés para el sector.
- Participación en la agenda interna de productividad y competitividad del sector energía, al igual que la agenda interna regional.
- Preparación, discusión de la propuesta y financiación del cluster de la energía eléctrica. El cual está incluido en la agenda interna sectorial y en la mesa de fortalecimiento comercial del TLC.

En conclusión, el cluster ha venido ganando un mayor apoyo por parte de las diferentes entidades del sector, lo cual da cuenta de la importancia de una estrategia de este tipo para el desarrollo empresarial y la competitividad global del sector eléctrico nacional. 

#### **BIBLIOGRAFIA**

Porter, Michael, (1999) «Los Clusters y la Competencia», Revista Gestión, Volumen 2, enero - febrero.

[www.dane.gov.co](http://www.dane.gov.co)  
[www.cidet.com.co](http://www.cidet.com.co)



# Perspectivas del sector eléctrico en Colombia frente al crecimiento de la demanda de energía

**Camila Andrea Argüelles Rodríguez**

*Observatorio Colombiano de Energía*

*Universidad Nacional de Colombia*

*Las opiniones de la autora no comprometen a la entidad donde labora*

**Dadas las proyecciones de la demanda y los proyectos para el futuro, en la actividad de generación se visualiza que el sector está en alerta roja, ya que los planes pronosticados no van más allá de 2010.**

**L**uego de la crisis de finales de la década de los 90, la demanda por electricidad en Colombia se ha ido incrementando, evidenciando la necesidad de crear escenarios alternativos para permitir el suministro oportuno para dicha demanda.

El artículo examina la evolución de la demanda por electricidad, los pronósticos de esta variable, la capacidad instalada con que cuenta el país, las interconexiones que se han logrado establecer desde 1994; por otro lado, hace una revisión retrospectiva de la inversión para establecer como ha crecido la capacidad instalada, plantea opciones para que la inversión crezca y evalúa nuevas alternativas como es el Plan URE con el cual se logra disminuir el consumo por electricidad y evitar el problema de no abastecimiento de electricidad.

**Palabras clave:** Demanda de energía, capacidad instalada efectiva, interconexiones, plan URE.

## INTRODUCCIÓN

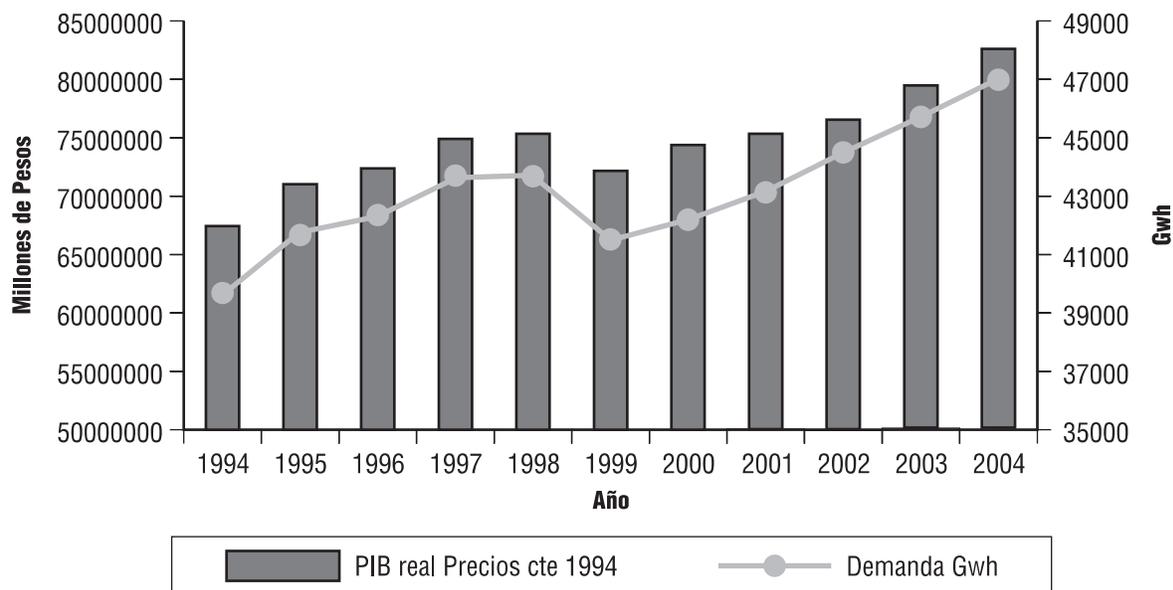
La demanda interna por electricidad durante los últimos años se ha incrementado de tal manera que ha

puesto en alerta al sector energético sobre la posibilidad de que en un futuro no se cuente con la capacidad instalada para abastecer efectivamente dicha demanda. Si bien es cierto que en la actualidad Colombia tiene la capacidad suficiente para suplirla y que esta capacidad resulta confiable para los próximos tres años, a partir de 2009 existe gran incertidumbre.

Los pronósticos señalan que a partir de 2009 deberán ingresar al sector aproximadamente en promedio anual 850MW para que el país tenga la suficiente infraestructura que le permita cubrir la demanda y proteger al sistema de eventos hidrológicos y del atraso de los proyectos de expansión, entre otros peligros.

El crecimiento en la demanda de energía eléctrica es un reflejo del desarrollo económico; el año pasado el crecimiento interno de la demanda de energía eléctrica fue de 2,45%. Según proyecciones de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME 2004<sup>a</sup>) se espera que en los próximos años continúe aumentando en un promedio anual entre 3% y 3,9% hasta el 2018, por tanto el reto para el sector eléctrico es el de lograr incrementar la oferta de electricidad e inversión en nuevas instalaciones para así amparar de manera confiable y efectiva la

Gráfico No. 1  
Demanda de Energía Eléctrica GWh y PIB Real



Fuente: Elaboración propia con datos de DANE, ISA

demanda eléctrica. Como señala Francisco Ochoa, presidente de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía (ACOLGEN), «(...) todo sistema de generación debe contar con por lo menos un 30% de reserva en la capacidad, para hacer que este sea confiable a la hora de surgir una emergencia, como por ejemplo una sequía que baje los embalses (...)» (Diario La República, 2005).

La preocupación por suplir la demanda futura ha originado la búsqueda de soluciones, como las recomendadas por el Plan de Expansión en las actividades específicas de generación y transmisión de energía, que contempla el aprovechamiento al máximo de los recursos energéticos, la minimización de costos y la ampliación de la cobertura y del esquema TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo) adoptado en el año 2003. Otra solución a la problemática resulta de la recuperación de la confianza de los inversionistas ya que sin el apoyo oportuno de éstos, la

capacidad en generación no tendrá un porvenir positivo.

Dado que existen dudas frente al suministro oportuno de la demanda por electricidad en el futuro, se hace necesario analizar y evaluar con más profundidad la demanda eléctrica existente y sus proyecciones, la capacidad instalada que se tiene contando con las interconexiones con países fronterizos, la evolución de la inversión en generación y las dificultades que hacen que ésta tenga una lenta maduración, lo anterior se hace teniendo en cuenta el proceso evolutivo del sector eléctrico colombiano desde el año 1994 cuando empezaron a regir las Leyes 142 y 143. Por último, habrá que considerar el plan URE (Uso Racional y Eficiente de la Energía) que es una nueva alternativa para la problemática del abastecimiento.

## DEMANDA DE ENERGÍA

A partir de 1994, año en que se dio la reestructuración del sector energético

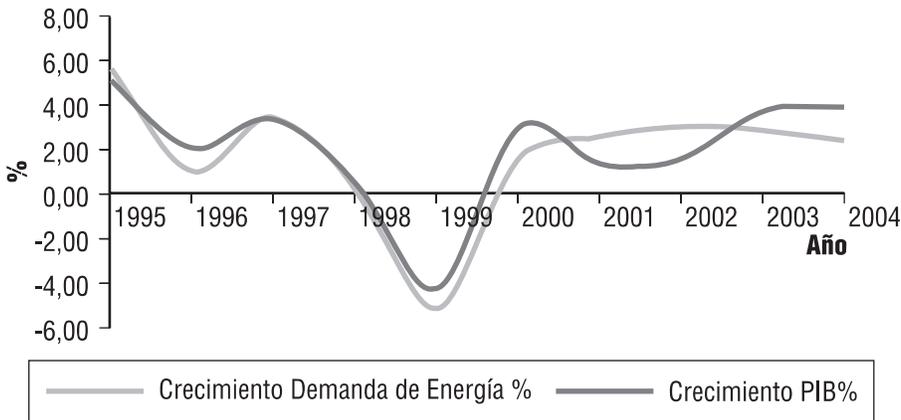
colombiano a través de las leyes 142 y 143<sup>1</sup>, la demanda de energía eléctrica ha seguido una senda de expansión paralela al comportamiento del PIB, llegando a experimentar un aumento continuo en los últimos años debido a la recuperación económica que se presentó luego de la recesión de finales de la década de los noventa, como se puede evidenciar en el Gráfico No. 1.

A lo largo de éste período se aprecia que el crecimiento de la demanda de energía en el año 1995 resultó ser muy significativo, del orden de 5,67% con respecto a 1994, sin embargo, en los años posteriores hubo un decrecimiento que alcanzó el tope en el año 1999 con un -5,1%. Luego de la crisis de los años 1998 y 1999 la cual generó un retroceso en la economía y en el crecimiento del sector eléctrico, que se prolongó durante cuatro años, se dio una recuperación del sector en el 2002 cuando se sobrepasó

1 Mediante las leyes 142 y 143, se pretendió crear un marco regulador para facilitar las relaciones entre los agentes y minimizar los costos de transacción, también se procuró especificar las actividades a realizar por los sectores privado y público.



**Gráfico No. 2**  
**Comportamiento de la Demanda de Energía y del PIB en el Tiempo**



Fuente: Elaboración propia con datos de DANE, ISA<sup>3</sup>

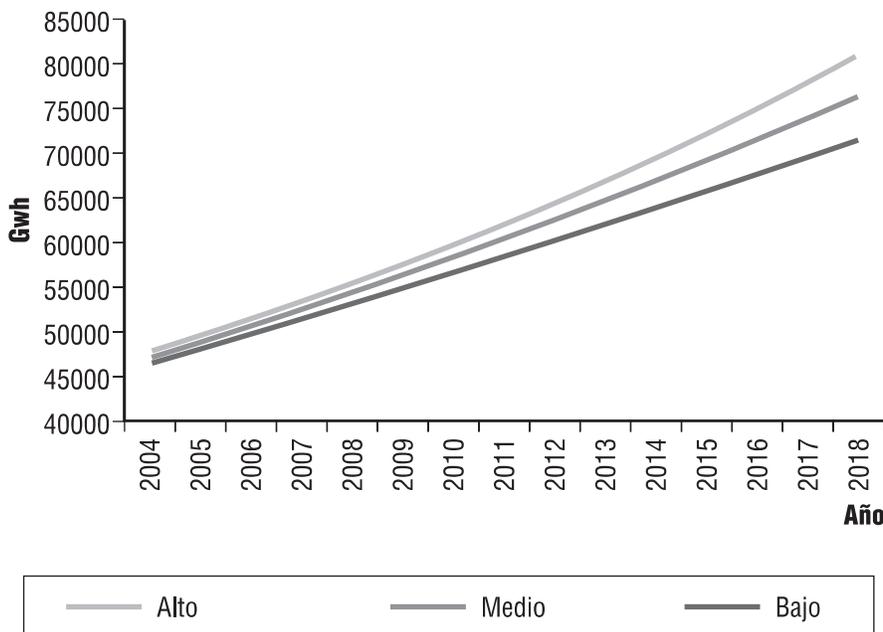
la demanda de energía de 1998<sup>2</sup>. El Gráfico No. 2 ilustra esta situación.

De otro lado, en el año 2004 se obtuvo el mayor crecimiento económico de los últimos seis años, con un incremento del PIB del 3,9% con respecto al 2003, que se tradujo en un alza de la demanda de energía doméstica en un 2,45%, debido en gran parte a la demanda de la industria que creció un 7,75% con respecto al año inmediatamente anterior<sup>4</sup>. Este

crecimiento se compone de un 6,18% del aumento real de la demanda no regulada, un 2,96% del ingreso de nuevos usuarios no regulados y un -1,39% corresponde al cambio de usuarios no regulados a regulados. A la par con los resultados anteriores, el promedio de consumo diario de 2004 estableció un máximo histórico de 128,47GWh/día (SNE, 2005).

Siguiendo con la tendencia creciente de la demanda de energía de

**Gráfico No. 3**  
**Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica**



Fuente: UPME, 2004

los últimos 3 años, la demanda acumulada hasta agosto del 2005 ha tenido una tasa de crecimiento de 3,95% (Noticias ISA, 2005) con relación al mismo período del año anterior, debido al comportamiento del sector industrial, en especial el manufacturero que representó el 47% de la demanda no regulada del país en agosto de 2005.

### PROYECCIONES DE LA DEMANDA

El estudio realizado en el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2004-2018, entregado en diciembre de 2004 por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), indica que entre 2004 y 2018 la demanda seguirá incrementándose en un promedio anual de 3,9% en el escenario alto, 3,5% en el escenario medio y 3% en el escenario bajo. Estas proyecciones del comportamiento de la demanda de energía eléctrica fueron realizadas teniendo en cuenta la tendencia del PIB<sup>5</sup>, el comportamiento de las tarifas y el crecimiento de la población. Para modelar eventos puntuales, utilizaron modelos de choque que permiten simular inversiones importantes a nivel regional y frente a los efectos climáticos, como el fenómeno de el Niño, emplearon modelos de tipo dinámico, generando las proyecciones ilustradas en el Gráfico No. 3.

2 El PIB real (precios constantes del 94) de 1998 era de 75.421.325 millones de pesos y en 2002 fue de 76.612.707 millones de pesos por otro lado la demanda de energía en 1998 fue de 43.734GWh y en el 2002 de 44.511GWh.

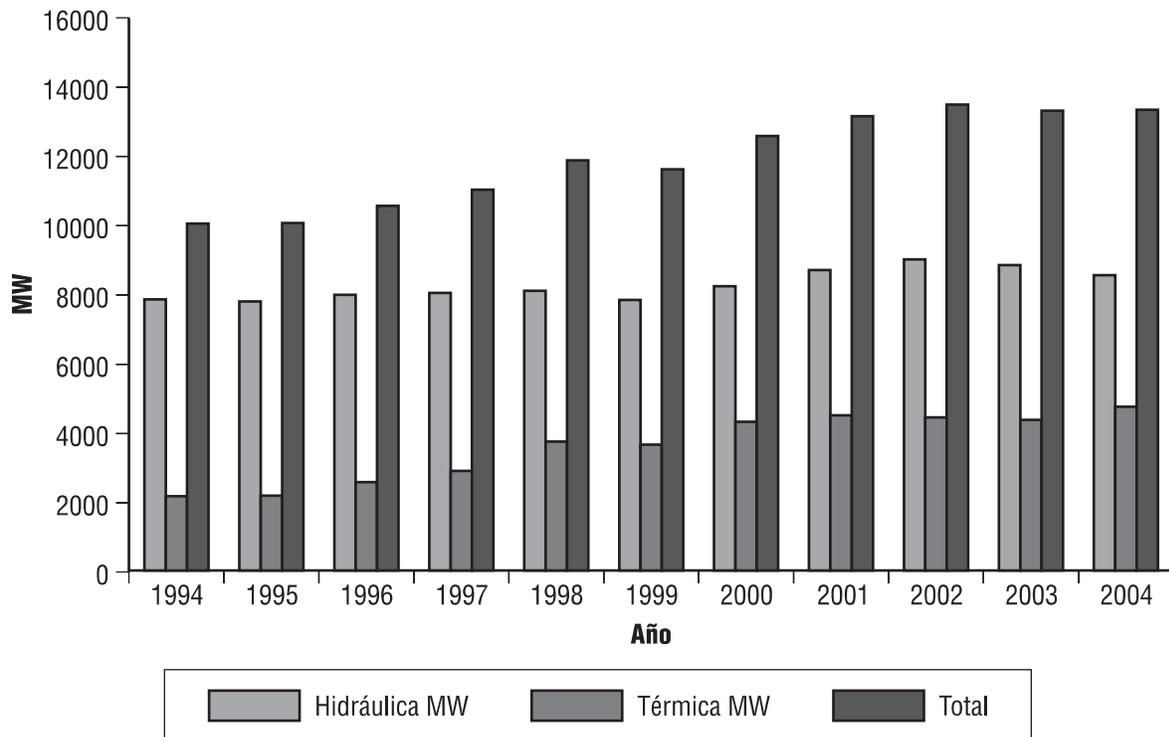
3 ISA afirma que los cálculos incluyen la corrección que se efectuó en los años bisiestos, de no realizarse esta corrección la demanda por energía doméstica en el 2004 por ejemplo, sería de 2,73% respecto al 2003, en lugar de 2,45%.

4 Cabe aclarar que la comparación entre el PIB y la demanda, las cuales están correlacionadas, presentan la misma tendencia pero sus tasas de crecimiento son diferentes y en ocasiones la demanda esta rezagada con relación al comportamiento del PIB, esto puede ser causa del efecto de la reactivación económica la cual se refleja posteriormente en la demanda por electricidad.

5 Las proyecciones del PIB usadas, son las aprobadas por el DNP, las cuales contemplan un escenario optimista donde el PIB se incrementará en un promedio anual de 4,5% en los próximos diez años (UPME, 2004).



Gráfico No. 4  
Capacidad Instalada Efectiva MW



Fuente: UPME, 2004

Al comparar los pronósticos realizados en el año 2004 frente a la demanda real de energía eléctrica, se tiene que su comportamiento fue de 47.019GWh, el cual tendió a ser inferior al escenario medio esperado de 47.094GWh, balance que refleja un ajuste de las proyecciones con respecto al valor medio, lo cual da una confiabilidad de que los pronósticos pueden resultar acertados, por lo tanto la demanda por electricidad tendrá una propensión creciente a lo largo del horizonte de predicción.

Contemplando las últimas proyecciones del PIB realizadas por Rudolf Hommes y Claudia Umaña (Archivos de Economía, 2005), se tiene que el PIB se incrementará en los próximos años a una tasa anual de 4,7%. Sin embargo, las proyecciones de la demanda oficializadas por la UPME tienen en cuenta un crecimiento menor del PIB, lo cual implicaría que las proyecciones sobre la demanda por

electricidad podrían estar subestimadas en un 0,2%, valor que no tiene un efecto muy significativo sobre los escenarios.

Con el crecimiento futuro de la demanda eléctrica, la preocupación por ampliar la cobertura se convierte en un desafío para el sector, por tal razón resulta conveniente reflexionar sobre la capacidad de generación con que ha contado el país hasta el momento, incluyendo la interconexión Colombia – Ecuador la cual genera una capacidad adicional y permite un mayor cubrimiento de la demanda interna, con el fin de lograr responder la pregunta *¿Será que en el futuro se contará con la capacidad suficiente para suplir la demanda?*

### CAPACIDAD INSTALADA

Con la entrada en vigencia de las leyes 142 y 143 de 1994 la capacidad instalada efectiva de generación del

sistema ha venido aumentando de manera continua (su evolución se presenta en el Gráfico No. 4), pasando de 10.080MW en 1994 a 13.363MW en 2004 lo cual significa un aumento del 32,5% y una mayor cobertura en las Zonas No Interconectadas del país. Dentro de este contexto se afrontaron los fenómenos del Niño y la Niña presentados entre los años 1997 y 1999 donde la generación térmica cubrió el 32% de la demanda anual.

Durante éste período, la hidráulica ha sido la principal fuente de generación eléctrica, con una participación de aproximadamente 69,6% (Gráfico No. 4). De esta capacidad total instalada con que se cuenta, aproximadamente el 55,8% pertenece a capital privado que se vinculó al sector mediante la compra de plantas de generación en operación, con el proceso de privatización de activos del estado. Actualmente se cuenta con una cobertura aproximada del 95% del total

**Tabla No. 1**  
**Proyectos de Ejecución en Colombia**

PLANTA	CAPACIDAD MW
JEPİRACHI	19,5
MENOR TEQUENDAMA	19,4
TERMOYOPAL 1	18
TERMOYOPAL 2	28
FLORES 2	12
FLORES 3	25
MERILECTRICA	14
LA VUELTA	11,8
LA HERRADURA	19,7
TERMOYOPAL 3	36
CALDERAS	26
PORCE 3	660
<b>TOTAL MW</b>	<b>889,4</b>

Fuente: UPME, 2004

de viviendas del país, superior a la obtenida a principios de la reforma la cual era apenas de 71,7%. La cobertura de las Zonas Interconectadas ha ido aumentando desde que empezaron a regir las Leyes 142 y 143 aproximadamente en promedio anual 2,2%.

Si bien es cierto que en la actualidad se goza de la capacidad instalada suficiente para suplir la demanda interna, en el largo plazo la incertidumbre es grande; según el análisis realizado por la UPME donde se tuvieron en cuenta las proyecciones de la demanda de energía, los costos de generación, entre otros, y los doce proyectos en construcción, ilustrados en la Tabla No. 1, que entrarán a operar en los próximos cuatro años con una capacidad de 889,4MW, en el cual el proyecto más importante es la hidroeléctrica de Porce 3 que representa el 74% de la nueva capacidad, Colombia no requiere de la instalación de generación adicional a la que actualmente se encuentra en operación y construcción para antes de 2008. Sin embargo, a partir de 2009 la capacidad es limitada y se cree que esto puede causar un posible déficit en el sistema eléctrico, el cual implicaría el

no cubrimiento de la demanda por electricidad. Además de la generación interna, el mercado colombiano dispone de un sistema de interconexiones con países vecinos, el cual ayuda a abastecer la demanda de energía y a cubrir parte de la demanda de energía en el largo plazo, evitando de esta forma entrar nuevamente en la era de los apagones vivida en los 90.

### INTERCONEXIONES

Desde la creación del esquema de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) en el 2003, el país ha aumentado la utilización de la capacidad de generación, hecho que se refleja en el incremento de la producción por electricidad. La interconexión más importante es la establecida con Ecuador, que actualmente cubre una demanda de 250MW. Con este tipo de intercambios entre Colombia y Ecuador, se consigue un beneficio mutuo, ya que se reducen costos de operación por las diferencias horarias, hidrológicas, entre otras; por otro lado se hace un manejo óptimo de los márgenes de reserva de los sistemas eléctricos, se hace un mejor

uso de los recursos naturales, se protege el medio ambiente, se incrementa la competencia, se mejora la calidad y se da más confiabilidad fomentando el desarrollo de nuevos proyectos, entre otras ventajas.

Sobre esta perspectiva, donde Colombia cuenta con generación de energía proveniente de otros países fronterizos como Ecuador, se evidencia que en el largo plazo no se requiere de capacidad adicional si la interconexión con este país para el 2006 se amplía a 500MW. Sin embargo, en un escenario que contempla situaciones extremas, como problemas hidrológicos, atraso en la entrada de nuevos proyectos tanto colombianos como ecuatorianos y una demanda de energía creciente, la UPME recomienda aumentar la capacidad instalada en aproximadamente 850MW anuales adicionales a los proyectos en construcción.

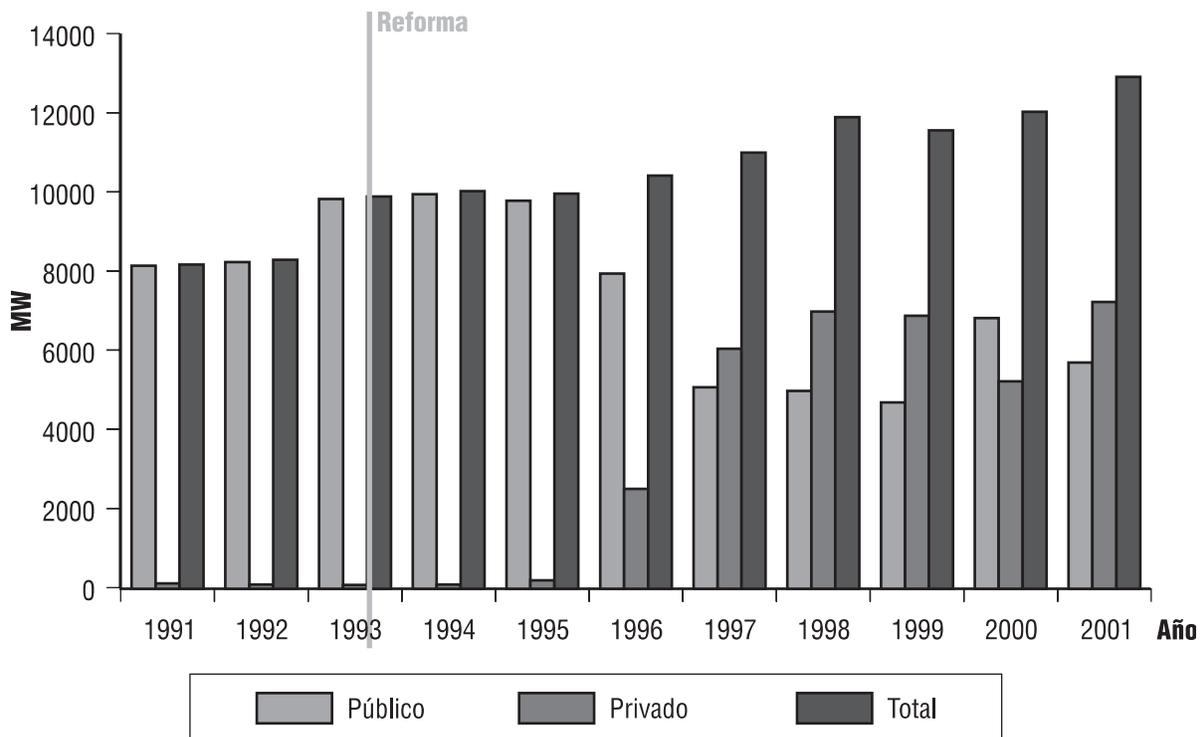
Hasta el momento, dadas las proyecciones de la demanda y los proyectos para el futuro, en la actividad de generación se visualiza que el sector está en alerta roja, ya que los planes pronosticados no van más allá de 2010 y a partir de ese año no se sabe que ocurrirá, salvo que desde ahora se empiecen a tomar decisiones que incentiven la expansión del servicio, para así generar una mayor cobertura de energía eléctrica en los próximos años.

### INVERSIÓN

Al hacer una revisión retrospectiva de la inversión se evidencia que antes de las reformas la debilidad financiera de las empresas prestadoras era inmensa, presentando problemas para el cubrimiento de los costos de operación y mantenimiento, al igual que para generar ampliación en el abastecimiento de la demanda. Luego de la reforma hecha en 1994 se logro



Gráfico No. 5  
Propiedad de la Capacidad Instalada



Fuente: Archivos de Economía, 2004.

aumentar la inversión en generación y la vinculación del capital privado al sector, a través de la compra de plantas de generación en operación que eran del Estado, no obstante el crecimiento de la inversión no ha sido el esperado. Como puede observarse en el Gráfico No. 5, la inversión privada presentó un aumento importante en 1997 y 1998, mientras que la pública lo hizo en el año 1994; antes de 1998 el crecimiento de la capacidad instalada fue de aproximadamente 4,26% en promedio anual; sin embargo la participación de la inversión disminuyó luego de alcanzar estos niveles, manteniendo desde ese momento una tendencia decreciente y así de 1999 en adelante el crecimiento de la capacidad instalada fue de apenas 2,02% aproximadamente (Ver Gráfico No. 6). Esta tendencia a la baja posiblemente es consecuencia del ambiente de incertidumbre que ha ido creando el Estado por sus continuas

intervenciones que hacen que las reglas de juego para los inversionistas se alteren.

Actualmente la inversión pública sigue disminuyendo y, por su parte, la inversión privada continúa estancada y los inversionistas colombianos se muestran insatisfechos, ya que existe incertidumbre frente a la estructura tarifaria porque dentro de la nueva regulación existen falencias a la hora de asignar los costos por pérdidas de energía a los que se incurre cuando las plantas se encuentran apagadas, lo que hace que las empresas se pongan en riesgo de viabilidad. Por otro lado en Colombia todavía hay una concentración de la propiedad en capacidad instalada y además existen falencias en los mecanismos de cargo por capacidad y en la determinación de los mínimos operativos.

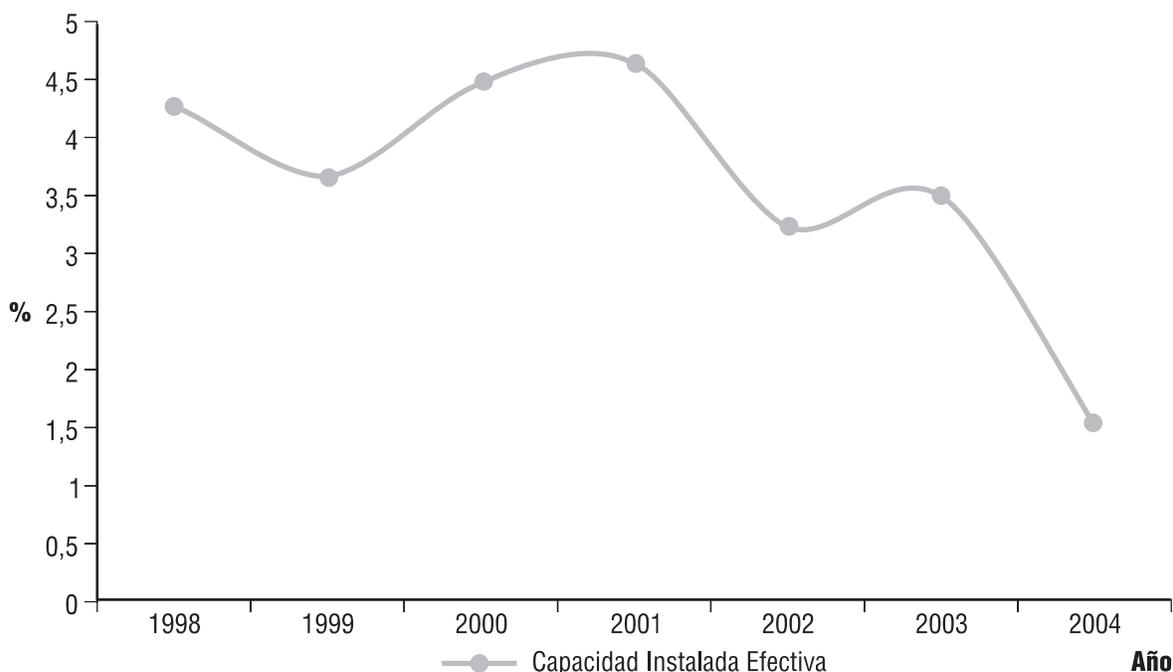
Junto con los factores ya mencionados que han contribuido a la

pérdida de confianza de los inversionistas, Francisco Ochoa destaca también la falta de protección por parte del gobierno hacia los acreedores a la hora de liquidar una electrificadora y la demora en la definición de señales de largo plazo, ya que el cargo por confiabilidad vence en el 2006 y no se ha hecho un nuevo esquema que brinde seguridad al inversionista (Mundo Eléctrico, 2004). No menos importante resulta ser el conflicto social del país, pues dados los atentados hacia la red eléctrica generados desde 1998 se crearon ambientes de incertidumbre que hicieron que los inversionistas no estuviesen interesados en colocar sus capitales en la actividad de generación del sector.

Lo anterior unido con las bajas tasas de rentabilidad en el sector eléctrico, han sido las principales causas de la lenta maduración de la inversión en generación, si bien el aumento de la



Gráfico No. 6  
Crecimiento de la Capacidad Instalada Efectiva



Fuente: Cálculos propios<sup>6</sup> con datos de Boletín estadístico de Minas y Energía 1994 – 2004. Diciembre de 2004. UPME

demanda por energía debería ser un motivo para atraer los inversionistas, los factores mencionados anteriormente hacen que estos no vean a la actividad de generación como una buena opción, pues las inversiones son muy altas y los riesgos también. Por consiguiente el reto ahora es impulsar la inversión para que el crecimiento de la demanda por electricidad pueda ser cubierto en el largo plazo, de lo contrario podríamos vernos expuestos a crisis en el sector eléctrico colombiano como la ya experimentada a principios de la década de los noventa.

Otra nueva opción que se nos presenta para menguar el problema del abastecimiento de electricidad es el Plan URE, uso racional y eficiente de energía del cual se da un vistazo a continuación.

### NUEVA ALTERNATIVA: PLAN URE

El uso racional y eficiente de energía se formuló en Colombia a través de la Ley 697 de 2001, donde se definió que

URE es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución y consumo, incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades de la cadena el desarrollo sostenible<sup>7</sup>.

Lo esencial del plan URE para el abastecimiento de electricidad, es que a través de éste se puede lograr mediante la cultura ciudadana el ahorro de energía, haciendo que el consumo residencial e industrial sea más eficiente y por ende se reduzca, aplazando las necesidades de ampliación de la infraestructura en generación. En este sentido, el sector eléctrico debe ser el encargado de estimular e incorporar el uso racional y eficiente de energía para de esta manera aliviar su problema de provisión eléctrica futura.

La experiencia en Argentina con la implementación del proyecto sobre el uso racional y eficiente de la energía es

un ejemplo claro de lo ventajoso que resulta la implementación de este tipo de mecanismos. Este país, con su Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE 2004) el cual promulga el cuidado y uso adecuado de la electricidad, la preservación de los recursos naturales y que además ayuda a solucionar los inconvenientes coyunturales de abastecimiento; con tan solo un año de vigencia ha logrado disminuir el consumo por electricidad de los usuarios residenciales en 220GWh entre junio de 2004 y abril de 2005, lo cual equivale a un ahorro anual de 2,46% del consumo residencial.

Al tomar como referencia a Argentina y extender los resultados a Colombia se tiene que, si se logra una reducción anual del consumo

6 Para obtener el Crecimiento de la Capacidad Instalada (1994-2004) se efectuaron los siguientes pasos: primero se calculó la variación anual de la capacidad y luego se sacaron promedios móviles cada cuatro años para suavizar los datos atípicos.

7 Ver Ley 697 de 2001. Publicada Diario Oficial No. 44.573, de 05 de octubre de 2001



residencial en el corto plazo de 2,46%, se consigue un ahorro de aproximadamente 360GWh anual del consumo por electricidad. Según las proyecciones del Plan URE la meta para el 2010 es que la demanda por electricidad se reduzca hasta en 1100GWh. Para lograrlo, se deben incrementar las políticas de transformación que permitan reducir el consumo e incrementar el uso de Gas Natural en los hogares e industrias como sustituto de la energía generada a través de los componentes térmicos e hidráulicos. Si las medidas se toman desde ahora, los resultados siguiendo la experiencia de Argentina son casi inmediatos y el problema por abastecimiento se vería reducido a partir del próximo año.

## CONCLUSIONES

Para contar con la electricidad suficiente que garantice a los colombianos la satisfacción de la demanda en los próximos diez años, es preciso que la tendencia de la inversión en generación cambie de rumbo. Para ello es esencial que el sector eléctrico colombiano este atento a las exigencias que haga el mercado, y por otro lado, los empresarios del sector público y privado deben contar con la información y financiación suficiente para mejorar la calidad del servicio y evitar la incertidumbre. El Estado debe crear un ambiente de confianza que se base principalmente en un marco regulador sólido que evite confusiones por parte de los empresarios, ya que de este depende que los inversionistas le apuesten al sector. En fin, se debe buscar la manera de abolir todos los factores que hacen que la inversión en infraestructura sea baja.

Los cambios necesarios en la actividad de generación urge hacerlos y

hay que empezarlos ahora, pues cualquier decisión que se tome en el sector energético conviene realizarla con años de antelación, ya que las obras de infraestructura necesitan en promedio siete años para desarrollarse.

Una novedosa alternativa para reducir las posibles crisis del sector eléctrico es el Plan URE, el cual debe ser incorporado dentro de las decisiones de mediano y largo plazo del sector, ya que con éste se generaría un cambio cultural hacia el uso racional de energía que permite extender el plazo para el desarrollo de nueva infraestructura, reduciendo la demanda de energía eléctrica hasta en 1100GWh para el 2010. 

## BIBLIOGRAFÍA

CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 697 de 2001. mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones.

DIARIO LA REPÚBLICA (2005). US\$400 millones anuales para generar más energía.

HOMMES RODRIGUEZ, Rudolf, et al (2005). Colombia en los próximos diez años. El país que queremos. Archivos de Economía No. 280.

NOTICIAS ISA (2005). 18% creció la demanda de electricidad en agosto de 2005.

OCHOA, Francisco (2004). ¡A recuperar la confianza! Revista Especializada del Sector Eléctrico. Mundo Eléctrico. No. 54.

SANDOVAL, Ana María (2004). Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. Archivos de Economía. Documento 272.

SNE - Presidencia de la República (2005). Récord en demanda de electricidad 2004.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME (2004<sup>a</sup>). Boletín estadístico de Minas y Energía 1994 - 2004.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME (2004<sup>b</sup>). Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2004 - 2018.



# Pautas para autores

1. La Revista *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, del Centro de Investigaciones para el Desarrollo, de la Universidad Nacional de Colombia, considerará para su publicación artículos de la siguiente tipología: de investigación científica y tecnológica, de reflexión, de revisión y cortos. También, reportes de caso, revisiones de temas, documentos de reflexión no derivados de investigación, análisis de coyuntura de autores nacionales o extranjeros en español, inglés o portugués y reseñas bibliográficas, cuyo objetivo sea aportar al avance del conocimiento de los subsectores energéticos. El Consejo Editorial se reserva el derecho de realizar las modificaciones pertinentes.
2. Sólo se tendrán en cuenta para su publicación aquellos documentos que no hayan sido propuestos en otras revistas y cuya información sea 100% veraz.
3. El autor debe enviar un archivo electrónico al siguiente correo:  
**obsce\_bog@unal.edu.co**
4. El autor debe diligenciar el formato de recepción de artículos (se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce>) y enviarlo con el artículo.
5. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados de acuerdo con los siguientes criterios: originalidad, calidad científica, rigor conceptual y metodológico, claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.
6. La recepción de documentos se realiza durante todo el año y el tiempo de evaluación de éstos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.
3. El resumen en español debe tener una extensión de máximo 100 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave en español. Las palabras clave deberán ir después del resumen.
4. El título del artículo debe ser explicativo y recoger la esencia del trabajo.
5. Las tablas deben tener un encabezamiento específicamente descriptivo, estar citadas en el texto, y las abreviaturas y símbolos explicados al pie de la tabla.
6. Se requiere que los cuadros, gráficos o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas. Cuando sean gráficas originadas en excel, debe incluirse el archivo fuente de los datos.
7. Las referencias bibliográficas deben conservar el estilo autor-fecha, insertadas en el texto [López 1998], no como nota de pie de página. Cuando la referencia se hace textualmente, el número de la página de donde se tomó debe ir inmediatamente después de la fecha, separado por coma [López 1998, 52], si incluye varias páginas [López 1998, 52-53,] y en caso de varios autores [López *et al.* 1998].
8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicación en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y se utilizan letras para diferenciar las referencias de ese mismo año [2001a].
9. Cuando se usen fuentes de Internet, se debe mencionar el autor, si lo tiene, y la dirección de la página WEB consultada.
10. Los encabezamientos de cada sección se escribirán en negritas, a la izquierda y en mayúscula sostenida.
11. Los símbolos matemáticos deben ser muy claros y legibles. Los subíndices y superíndices deben estar correctamente ubicados.

## NORMAS EDITORIALES

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficas). Pueden tener hasta 4000 palabras para documentos tipo 4.), 7.) y 8.) y hasta 7000 palabras para documentos tipo 1.), 2.), 3.), 5.) y 6.). Incluyendo notas, referencias bibliográficas y tablas.<sup>1</sup>
2. El autor debe incluir los datos de su dirección postal, número de teléfono y correo electrónico.

**Nota de Copy Right:** Los artículos se pueden reproducir citando las fuentes correspondientes.

## DEFINICIÓN TIPOLOGÍAS

1. **Artículo de investigación científica y tecnológica.** Documento que presenta, de manera detallada, los resultados originales de proyectos de investigación. La estructura generalmente utilizada contiene cuatro partes importantes: introducción, metodología, resultados y conclusiones.
2. **Artículo de reflexión.** Documento que presenta resultados de investigación desde una perspectiva analítica, interpretativa o crítica del autor, sobre un tema específico, recurriendo a fuentes originales.
3. **Artículo de revisión.** Documento resultado de una investigación donde se analizan, sistematizan e integran los resultados de investigaciones publicadas o no publicadas, sobre un campo en ciencia o tecnología, con el fin de dar cuenta de los avances y las tendencias de desarrollo. Se caracteriza por presentar una cuidadosa revisión bibliográfica de por lo menos 50 referencias.
4. **Artículo corto.** Documento breve que presenta resultados originales preliminares o parciales de una investigación científica o tecnológica, que por lo general requieren de una pronta difusión.
5. **Reporte de caso.** Documento que presenta los resultados de un estudio sobre una situación particular con el fin de dar a conocer las experiencias técnicas y metodológicas consideradas en un caso específico. Incluye una revisión sistemática comentada de la literatura sobre casos análogos.
6. **Revisión de tema.** Documento resultado de la revisión crítica de la literatura sobre un tema en particular.
7. **Documento de reflexión no derivado de investigación.**
8. **Reseña bibliográfica.**

<sup>1</sup> Ver definición de tipologías al final del documento.