

## **Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano**

### **Distributed generation scheme analysis as an option for colombian electrical system**

*Juan Miguel Mantilla González\**, *Carlos Alberto Duque Daza*, *Carlos Humberto Galeano Urueña*

Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, Cra. 30 N.º 45-03, Edificio 453 Oficina 401, Bogotá, Colombia

(Recibido el 14 de agosto de 2007. Aceptado el 29 de enero de 2008)

#### **Resumen**

Este artículo presenta un análisis de la pertinencia de la implementación de sistemas de generación distribuida en Colombia. Se exploran diferentes experiencias de adopción de este tipo de esquemas de generación en varios países, haciendo énfasis especial en los resultados económicos, ambientales, y de mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico, reportados por diferentes autores. Se presenta también una caracterización del sector eléctrico colombiano, a través de una síntesis histórica de su evolución hasta su estado actual. Finalmente se comparan los casos mostrados con el estado actual del sector eléctrico nacional, definiendo ventajas y desventajas de la implantación de la generación distribuida en Colombia, así como condiciones necesarias para un posicionamiento efectivo y permanente de estas tecnologías en esquemas energéticos similares al colombiano. Se concluye acerca de la posibilidad de implementación de sistemas de generación distribuida bajo condiciones de estímulo estatal para el desarrollo de tecnologías de generación basadas en energías renovables y cogeneración.

----- **Palabras clave:** Generación distribuida, generación centralizada, cogeneración, sistema eléctrico colombiano.

---

\* Autor de correspondencia: teléfono: + 57 + 1 + 316 50 00, ext. 14062, fax: + 57 + 1 + 316 53 33, correo electrónico: jmmantillag@unal.edu.co (J.M. Mantilla)

### **Abstract**

This article presents an analysis about the pertinence of the implementation of distributed generation systems in Colombia. Different experiences of this type of generation schemes adopted in several countries are explored, making a special emphasis on the economic and environmental results, and on the improvement of the electrical supply reliability reported by different authors. A characterization of the Colombian electrical sector is made, through an historical synthesis of its evolution until its present state. Finally, a comparison between the described cases and the current state of the national electrical sector is presented, defining advantages and disadvantages of the implementation of distributed generation in Colombia, as well as, conditions for an effective and permanent positioning of these technologies in power schemes similar to those in Colombia. This work concludes with the real possibility for the implementation of distributed generation systems under conditions of government stimulus for the development of generation technologies based on renewable energies and co-generation.

----- *Keywords:* Distributed generation, centralized generation, cogeneration, colombian electrical system.

## Introducción

Desde la aparición de la energía eléctrica, el apresurado ritmo del desarrollo humano está íntimamente ligado al progreso en la generación y distribución de la misma, de modo que muchas naciones tecnológicamente avanzadas se han preocupado por garantizar la oferta energética, investigando y desarrollando nuevas tecnologías de generación, transmisión y distribución. Los recientes avances obtenidos en el campo de la generación a pequeña escala y almacenamiento eléctrico implican cambios en la forma en que en las últimas décadas se había concebido la generación y distribución de energía (IEA 2002) [1], retomando vigencia el concepto de generación distribuida (GD). En extensos trabajos, diversos investigadores [1 - 9] discuten acerca de las ventajas de la GD en aspectos de eficiencia [4], flexibilidad, interconexión con redes de distribución, niveles de emisión [4, 9] e inversiones por instalación y costos de mantenimiento y funcionamiento [1, 10, 11, 12], en donde se resaltan generalmente aspectos que identifican a la GD como una alternativa con grandes proyecciones para diversos nichos de mercado [13], que demandan consumos inferiores a los 10 MW y/o ciertos requerimientos especiales de generación y distribución. Estos posibles nichos de consumo hacen pensar en muchos núcleos de usuarios potenciales en el contexto nacional colombiano, tanto a nivel residencial como industrial, así como en sectores públicos y privados, en particular centrando la atención en aquellas áreas rurales apartadas, para las cuales el acceso a la interconexión eléctrica con las tecnologías de generación, transporte y distribución tradicionales, resulta una inversión elevada, tanto para capitales públicos como privados. Sin embargo, como en todo proyecto de gestión tecnológica, los procesos de asimilación y adaptación de la tecnología a las condiciones locales se hacen tan necesarios como el uso tecnológico mismo, de manera que se puedan optimizar y racionalizar las inversiones y los alcances de estas alternativas.

Este artículo hace parte de una serie de trabajos y documentos generados dentro de un estudio desa-

rollado en la Universidad Nacional de Colombia, cuyo objetivo es generar un espacio de discusión acerca de la factibilidad económica, energética y técnica de la implementación, en Colombia, de tecnologías emergentes como la de generación eléctrica distribuida empleando microturbinas. En este documento, se hace una breve identificación de los antecedentes y condiciones actuales del sector eléctrico colombiano, así como del mercado de generación, transmisión y distribución, comparando estos aspectos con los de otros mercados en los que la GD contribuye con un porcentaje importante en los niveles de generación eléctrica. En un segundo documento, se hará un estudio del estado del arte de la tecnología de las microturbinas, así como de las experiencias documentadas de la implementación de esta tecnología particular en otros países. A partir de esta caracterización se presentará, en un tercer escrito, la construcción e interpretación de un indicador energético, cuyo objetivo es el de identificar las potenciales zonas, dentro del territorio colombiano, en las cuales sería factible, a partir de un conjunto de condiciones claramente definidas, la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de microturbinas. Finalmente, en el último artículo de esta serie, se hará la factibilidad técnico-económica de implementar y adaptar este tipo de tecnología en zonas seleccionadas de Colombia.

## El concepto de generación distribuida (GD)

En realidad no existe una definición única y común acerca del concepto de generación distribuida y muchos autores manejan diferentes esquemas, así como intervalos de trabajo, para caracterizar servicios que pueden caer en el margen de la generación distribuida (GD). Sin embargo, en el contexto del presente documento, se entenderá por generación distribuida el proceso de producción (ó generación) y distribución de energía eléctrica a pequeña o mediana escala (desde los cientos de kW hasta los 10 MW), con una cercanía a los centros finales de consumo y con posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica [14, 15, 16]. Debe aclarar-

se, sin embargo, que el concepto de generación distribuida no es un nuevo paradigma que haya sido formulado en los últimos tiempos, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso, alentado por diversos factores tecnológicos, así como por condiciones del mercado y políticas energéticas y ambientales [17]. Los esquemas comerciales de venta de energía en el mundo comenzaron a optar por sistemas de electricidad apenas a mediados del siglo 19, y aún así hicieron falta unos años más para tener opciones reales de sistemas de generación y comercialización similares a los que luego consolidaron a la energía eléctrica como una de las principales fuentes de energía, con su concepto de transporte a sitios distantes de las fuentes de generación. Antes de esto, la mayoría de los sistemas de generación eran, de hecho, sistemas de generación distribuida. Los sistemas basados en vapor, carbón, gas o energía hidráulica suministraban la energía en lugares cercanos o en el sitio de carga, en donde se hacía el consumo directo.

Resulta necesario adicionar a la definición de GD algunos elementos más que marcan la esencia fundamental de esta alternativa de generación, tales como el empleo de diversas fuentes de energía, como pueden ser la energía eólica, solar, térmica, hidráulica, entre otras; diferentes tipos de combustibles, tales como biomasa, gas natural, diesel, biodiesel, etanol, gasolina, etc., en el caso de tecnologías basadas en sistemas de combustión [18]; la alta eficiencia en la generación (normalmente asociada a procesos de cogeneración o producción simultánea de potencia y calor, *Combined Heat and Power CHP*); los altos niveles de confiabilidad en el suministro [16, 19, 20] y de calidad en la energía entregada [16]; y los relativamente bajos niveles de inversión inicial en los proyectos de generación [20]. En la GD se pueden identificar cuatro tipos de aplicaciones básicas definidas como: generación para carga base, generación para carga en picos, generación aislada y generación para soporte de la red de distribución. El primer escenario ubica a la GD como un sistema de generación principal y continuo, interconectado a la red de distribución para operaciones de compra y venta de energía. El segundo

escenario muestra la GD como un sistema alternativo de respaldo para reducir el consumo desde la red de distribución en los periodos de mayor precio del kWh, de acuerdo con las fluctuaciones de la oferta en el mercado. El tercer caso ubica a la GD como un sistema de generación para poblaciones totalmente aisladas del sistema de interconexión eléctrica. Finalmente, el cuarto escenario sitúa a la GD como un sistema de respaldo empleado especialmente en empresas de alto consumo energético solo en ciertos periodos del año, o para casos en los que se requiere elevar los niveles de confiabilidad en el suministro eléctrico. Sin embargo las discusiones acerca de las relaciones beneficio - costo real de las tecnologías de generación distribuida son un tema de permanente controversia [15, 20, 21, 22, 23]. Este balance de beneficios y costos ha frenado notablemente la difusión de este tipo de tecnologías en mercados como el de Estados Unidos, en donde la GD con combustibles fósiles es vista en algunos casos como una alternativa menos limpia que la generación centralizada [24]. Sin embargo en Europa el empleo de plantas de GD junto con sistemas tecnológicos *CHP* ha permitido mejorar la aceptación de este tipo de sistemas, mostrando un aumento de las eficiencias totales de estos sistemas hasta un 90% en casos documentados [4]. Pepermansa [2] explica que en Estados Unidos, el atractivo más fuerte de los sistemas de GD radica en la posibilidad de atenuar las fluctuaciones en los precios de la energía eléctrica consumida, especialmente en las horas pico, mientras que en los países de la Unión Europea la GD encuentra un amplio apoyo por el uso conjunto de sistemas basados en energías renovables y tecnologías enfocadas en GD-*CHP*, como se indicaba anteriormente.

El cumplimiento de las estrictas normas ambientales formuladas en los últimos años en materia de emisiones, es uno de los puntos más álgidos dentro de las discusiones relativas a los beneficios de la GD [9, 25]; al respecto Levesque [26] sostiene que las políticas de calidad de aire son un factor que eventualmente puede lograr frenar el avance de los sistemas de generación distribuida. Se trata pues de una carrera entre los desarrollos tecnológicos que logren mejorar la eficiencia y el nivel

de emisiones de los sistemas de GD, especialmente aquellos alimentados con combustibles fósiles, y la entrada en vigencia de nuevas y más estrictas legislaciones de calidad ambiental. Un claro ejemplo se da en el Estado de California (Estados Unidos), donde una legislación reciente obliga que los sistemas de GD reúnan la mejor tecnología de control disponible, *Best Available Control Technology BACT*, para las nuevas centrales basadas en el uso de turbinas que entren en servicio a partir del 1 de enero de 2007 [4]. En la referencia [4] se presentan gráficas con los valores de los niveles de emisiones de CO, CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, asociados a diferentes tipos de centrales, tanto de sistemas GD-CHP, como sistemas centralizados, en función de la relación de potencia-calor generada (*HPR*).

Los montos de inversión inicial de funcionamiento, así como los costos totales de generación en plantas no centralizadas se han analizado ampliamente en diferentes trabajos [8, 10, 11, 15, 21, 27, 28]. Strachan [12] presenta valores para costos de instalación y operación de diferentes tipos de sistemas de GD y centralizada, los cuales se reproducen en la tabla 1. Así mismo, en la tabla 2

se presentan los intervalos de generación típicos asociados con cada tipo de tecnología.

**Tabla 1** Costos de instalación y combustible para diferentes tipos de centrales de GD (U\$ año 2000) [12]

	<b>Tamaño de la unidad (MW)</b>	<b>Costos de Capital (\$/kW)</b>	<b>Costos por combustible (¢/kWh)</b>
GI	0,2	750	1,19
DI	0,2	700	1,44
MT	0,06	800	1,19
FC	0,1	3000	1,19
GT	10	480	1,19
CCGT	200	550	1,19
CST	500	1100	0,42

GI: Gas ICE (Internal Combustión Engines), DI: Diesel ICE, MT: Microturbinas, FC: Celda de combustible, GT: Turbina a gas, CCGT: Turbina a gas con combustión completa, CST: Turbina a vapor dedicada a carbón.

**Tabla 2** Intervalos típicos de generación asociados con cada tipo de tecnología de GD

<b>Tecnología</b>	<b>Solar</b>	<b>MT</b>	<b>FC</b>	<b>Turbinas de viento</b>	<b>ICE</b>
Intervalo típico de generación	1-100kW	30-300 kW	1-200 kW	10 kW-2 Mw	50 kW-5 MW

La *International Energy Agency* (IEA) [1] presenta como un inconveniente implícito en los sistemas de GD los altos costos de inversión por unidad de kW instalado. Pfeifenberger [29] hace un estudio comparativo de los costos asociados a la GD, mostrando conclusiones que resaltan la ventaja económica que tienen las plantas de generación centralizadas sobre las plantas de GD. No obstante, otros trabajos formulan estructuras de evaluación económica que plantean y exponen beneficios en proyectos de generación distribuida. Lesser [30] plantea ciertas condiciones que pueden hacer atractivo económicamente un proyecto

de GD, condiciones que están relacionadas con la flexibilidad asociada a la GD en cuanto a los niveles de demanda y competencia, el empleo de nuevas tecnologías alternativas, el cumplimiento de normas ambientales, así como con el trazado de nuevas líneas de distribución y transmisión. Pfeifenberger [29], a pesar de sus conclusiones en contra de la GD como se indicaba anteriormente, complementa la posición de Lesser [30] planteando cuatro razones que hacen atractiva la GD: la primera se relaciona con la viabilidad económica en tanto se logre valorar el aumento en la eficiencia térmica con cogeneración (tecnologías

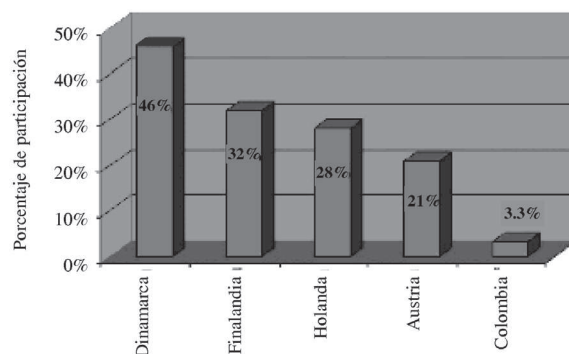
GD-CHP [31, 32]; la segunda razón está relacionada con el hecho que las tarifas promedio continuas hacen que el ahorro del cliente exceda los costos asociados al reemplazo de las tecnologías de generación convencionales; la tercera razón es que una mejor información sobre clientes de alto consumo creará las condiciones del mercado para la GD, debido a que esta información permitirá crear planes de servicio con un valor agregado, aún si para ello la GD resulta más costosa que la generación centralizada en promedio; como cuarta razón se plantea que la GD se volverá atractiva en la medida en que ella pueda atenuar de manera significativa la inversión en transmisión y distribución, o mejorar la confiabilidad de sistemas existentes [19, 33].

Strachan [4] presenta una comparación de costos de generación para diferentes tecnologías de GD y centralizada. Como se puede ver, son muy diversos los análisis realizados al respecto de esta alternativa de generación, y muy amplio el espectro de conclusiones a las que se llega, varias de las cuales resultan antagónicas. Sin embargo, existen abundantes referencias en las que la implementación de estas tecnologías ha logrado suplir de manera eficiente un buen porcentaje de la demanda de energía eléctrica para la cuál se planteaban como alternativa. Resulta interesante observar, en la figura 1, el porcentaje de participación que la GD tiene en el total del mercado de energía eléctrica producida en varios países de la Unión Europea; en esta figura se destaca el porcentaje considerable de participación presente en Dinamarca, en donde la GD ha logrado coexistir exitosamente con los sistemas de generación centralizados, siendo este un caso permanente de referenciación en la literatura de GD. Turkson [27] sostiene que este tipo de experiencias resultan ser la mejor carta de presentación de proyectos energéticos en el momento de optar por el uso de GD.

### Antecedentes del mercado energético en Colombia

El sector energético colombiano no se diferencia en gran medida del mercado mundial, tal y como

se evidencia en la forma y estructura actual del mismo, a pesar de las particularidades de la estructura geopolítica del país, así como también de la evolución histórica del sector. A finales del siglo XIX y principios del siglo XX, la relativa prosperidad económica presente en la sociedad colombiana, induce la aparición de los primeros proyectos de electrificación a nivel nacional, desarrollados con capitales privados que se pudieron recuperar fácilmente dadas las pequeñas escalas de los proyectos de generación y distribución, derivadas de la cercanía a los centros de consumo y de la naturaleza hidráulica de las centrales de generación empleadas. Adicionalmente, empezaron a desarrollarse centrales de generación térmica al norte del país, dentro de la zona caribe, cerca de los puertos sobre la costa atlántica, así como centrales de generación hidroeléctrica en la región andina, donde los recursos hídricos y los accidentes geográficos permitieron la utilización de caídas de agua para tal fin; todos estos proyectos se ubicaron en zonas cercanas a las principales urbes del territorio colombiano.



**Figura 1** Porcentaje de participación de la GD en el total de energía eléctrica producida en varios países de la Unión Europea [24]

La creciente demanda de electricidad, que avanzó desde el alumbrado público hasta el alumbrado doméstico y el sector industrial, así como la progresiva escasez de caídas de agua cercanas a las grandes urbes, exigieron la implementación de proyectos energéticos de mayor envergadura, que requerían la inversión de mayores capitales;



requerimiento que implicó el aumento progresivo y heterogéneo de las tarifas del servicio en el país. Sin embargo, esta medida no fue suficiente para asegurar un crecimiento de la infraestructura energética colombiana, aún menos cuando los capitales privados se vieron seriamente perjudicados con la gran depresión de 1930. La reformulación del manejo económico planteada por Keynes, producto de esta coyuntura mundial, obligó a los Estados a asumir nuevas responsabilidades sociales, participando y regulando ciertos campos para el beneficio de la sociedad. En este nuevo contexto, el Estado colombiano incrementa su función en la regulación tarifaria del servicio eléctrico, el cual a esta altura ya era considerado un servicio público fundamental (Ley 109 de 1936 y Decreto 1606 de 1937. República de Colombia.). Esta medida no garantizaba la estabilidad financiera para la inversión en proyectos que permitieran el crecimiento de la oferta eléctrica en el país, trayendo como consecuencia el recesivo desarrollo eléctrico nacional entre 1930 y 1945. Este hecho que se evidencia al leer los datos de crecimiento en el cubrimiento del servicio, los cuales pasan de 776 municipios que reciben algún tipo de servicio eléctrico en 1930, a 782 municipios en 1945 [34], mientras que la tasa de expansión de la capacidad instalada que en 1924 era del 9,4%, se desacelera llegando a 4,2% en 1936 [34]. Bajo estas circunstancias el Estado se ve forzado a intervenir de forma más activa en el sector energético, ya no solo regulando, sino invirtiendo en el desarrollo de proyectos de generación y distribución. Esta nueva función social de la propiedad pública inicia con la Ley 80 de 1946, mediante la cual se crea el Instituto de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), el cual asume la función de realizar estudios de factibilidad de electrificación en ciertas zonas del país, así como de construir y financiar este tipo de obras. Esta medida permite la creación de dieciséis (16) electrificadoras departamentales entre 1950 y 1962. Hasta este punto la estructura no interconectada del sistema energético nacional no favorece una explotación óptima de las centrales de generación, además desprotege el

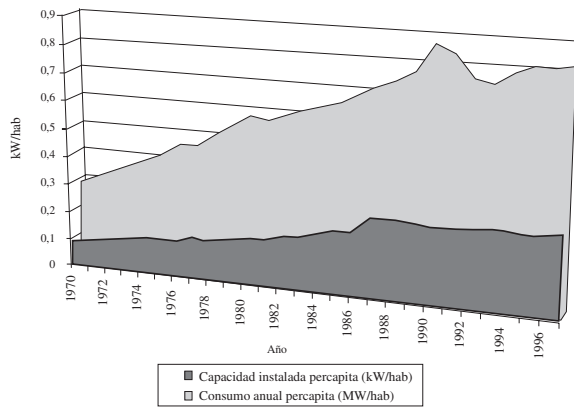
sistema eléctrico nacional contra diversas eventualidades climáticas. Los primeros estudios para establecer un sistema eléctrico interconectado se desarrollan hacia 1954, aunque solo hacia 1963, bajo el condicionamiento del Banco Mundial, se dan los primeros acercamientos reales entre las diversas empresas electrificadoras departamentales con el fin de construir una interconexión eléctrica. En 1967 se crea Interconexión Eléctrica S.A (ISA S.A) como una empresa industrial y comercial del Estado [35] con funciones tales como las de interconectar los sistemas eléctricos regionales y desarrollar estudios de planeación de la expansión y operación de la interconexión. Las esperanzas basadas en el accionar de esta nueva empresa se vieron frustradas con una crisis ocurrida al interior de ISA S.A durante los inicios de la década de 1970, debido principalmente a la diversidad de intereses regionales y la falta de una mentalidad consolidada de tipo nacional. Lo anterior aunado a la crisis económica que vivió el sector eléctrico, generada por el recorte presupuestal realizado por el Gobierno Nacional a los proyectos del sector energético, así como al deterioro real de las tarifas (las cuales descendieron en términos reales un 25% entre 1970 y 1975) y el aumento en los costos de los proyectos de generación y transmisión, llevaron a que el Banco Mundial suspendiera el análisis financiero de varios proyectos de generación y al congelamiento de los desembolsos destinados al financiamiento de importantes obras de infraestructura eléctrica. Así, entre 1973 y 1978 Colombia no firma ningún crédito nuevo con destino al sector eléctrico nacional. En 1977 se estructura un plan de contingencia para frenar el inminente racionamiento proyectado para inicios de la década de 1980, asociado con el atraso en el desarrollo de la infraestructura de generación y transmisión eléctrica del país. El plan contempla la construcción de obras de generación térmica y el desarrollo de algunas centrales de generación hidroeléctrica [35]. No obstante estos avances, se produce en Colombia un racionamiento eléctrico durante varios meses de 1981, el cual se estimó en 1200 GWh, aproximadamente US\$ 130 millones (de 1985) [36]. La

década de 1980 comienza con un nuevo impulso para el sector eléctrico, con la elaboración de un plan de desarrollo para el sector, el cual tiene como objetivo preparar la red eléctrica nacional para responder al acelerado crecimiento económico proyectado para los primeros años de 1990. Durante el periodo comprendido entre 1968 y 1988, ISA S.A aprueba un total de veintiséis proyectos de generación entre hidráulicos y térmicos, los cuales refuerzan el sistema eléctrico con 12852 MW adicionales. Este plan, aunque no fue desarrollado por completo, permite la ampliación de la capacidad eléctrica instalada, de modo que para 1991 se alcanzan los 8312 MW, de los cuales un 78,5% eran de origen hidroeléctrico y 21,5% de origen térmico (para 1980 el país contaba con una capacidad instalada de 4177 MW, 70,5% de la generación era de origen hidráulico y 29,5% de origen térmico). El diagnóstico del sistema eléctrico colombiano para 1990 no es prometedor, pues las cuatro compañías departamentales que contaban con el 74% del total de los activos fijos del sector eléctrico y que eran responsables del 80% del total de los préstamos desembolsados para proyectos eléctricos, tenían un 80% de sus activos fijos financiados a largo plazo y una cantidad de pasivos corrientes superiores a la de los activos corrientes, entre otros preocupantes indicadores [36]. Según el Banco Mundial las bajas tarifas, manejadas normalmente como elementos de proselitismo político a nivel regional, el retraso en la construcción de varios proyectos eléctricos de importancia, el descuido en el desarrollo de obras de generación, además de la inadecuada estructura institucional, hacían del sector eléctrico nacional un punto de inestabilidad dentro de la estructura económica del país [36]. En 1991 se realiza una nueva reestructuración del sector energético [37], en búsqueda de un estímulo para que los capitales privados entraran en la modernización de sector, condición indispensable en los planes de apertura económica y modernización de la economía nacional, buscados por el gobierno de la época. La estrategia de reestructuración del sistema eléctrico nacional toma entonces elementos del modelo chileno de privatización del

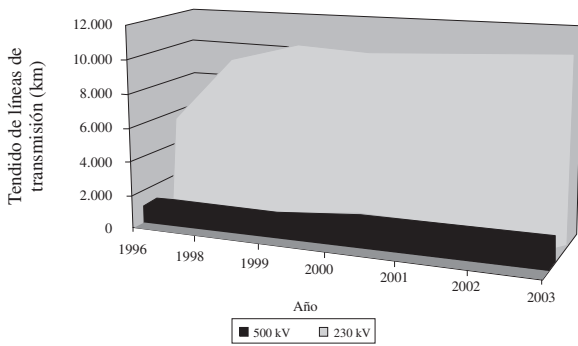
sector y del reciente caso inglés que había reestructurado la propiedad de las empresas prestadoras de servicios eléctricos. El nuevo modelo del sistema eléctrico colombiano reduce el papel del estado a funciones de planeación, coordinación y regulación, mientras empresas privadas se han de encargar de cuatro actividades estructurales en la prestación de este servicio público: generación, transmisión, distribución y comercialización, esquema que en esencia aún se mantiene en el sector energético colombiano.

Durante este mismo año (1991) se presenta en Colombia la más fuerte sequía de los últimos cuarenta años, debida al denominado fenómeno de “El Niño” [35]. Este fenómeno meteorológico puso en evidencia la vulnerabilidad del sector eléctrico colombiano. La caída en el nivel de los embalses de las centrales hidroeléctricas y el lento desarrollo de algunos proyectos de generación, así como la paralización de otros, resultado de los problemas financieros existentes en las empresas estatales responsables, se suma a la falta de mantenimiento de las centrales térmicas del país, lo que desencadena una crisis energética y un racionamiento energético de trece meses (marzo de 1991 hasta abril de 1992). Este acontecimiento lleva a acelerar los cambios estructurales previstos para el sector (entre los que se cuenta el aumento de la disponibilidad de las centrales termoeléctricas, la construcción de nuevas centrales térmicas de generación y el cambio en las políticas de generación, transmisión, distribución y compra/venta de energía [35, 38, 39, 40, 41, 42] los cuales configuran parte del actual estado de la energía eléctrica en Colombia. En las figuras 2, 3 y 4 se muestra la evolución de la capacidad eléctrica instalada, la inversión en líneas de transmisión y de la demanda en los años recientes. Para el 2002 se generan en el sistema de interconexión nacional 45.242,3 GWh, de los cuales el 74,6% proviene de recursos hídricos, 17,6% de plantas que operan con gas natural, 4,4% de plantas que operan con base en carbón mineral, y el restante 3,4% de plantas menores, autogeneradores y cogeneradores [43].

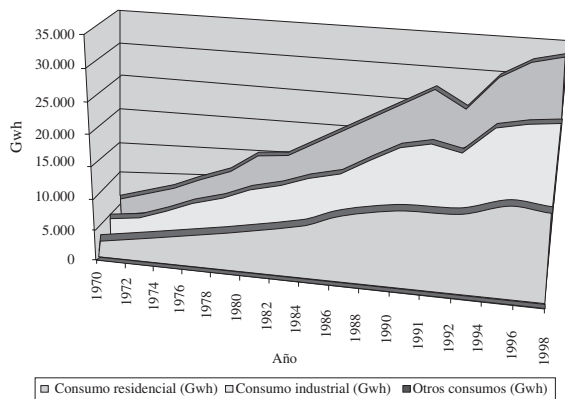




**Figura 2** Evolución de la capacidad eléctrica instalada en Colombia desde 1970 hasta 1998 [43].

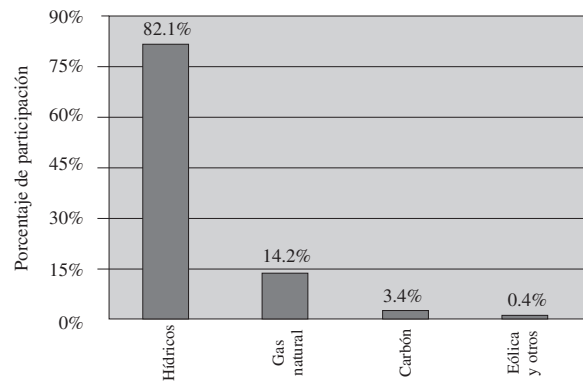


**Figura 3** Evolución en la inversión en líneas de transmisión en Colombia entre 1996 y 2003 [43].

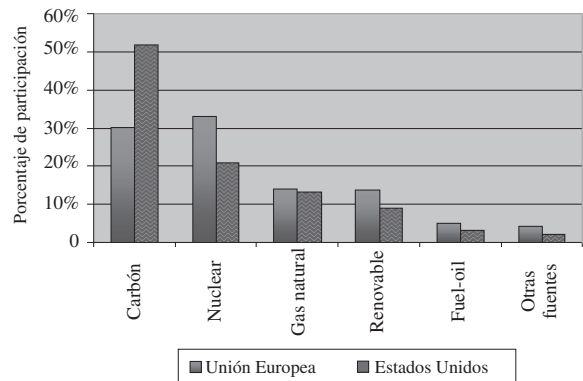


**Figura 4** Evolución de la demanda de energía eléctrica en Colombia entre 1970 y 1998 [43].

Estos datos, junto con la información contenida en la figura 5, contrastan con los porcentajes de participación de las diferentes fuentes energéticas en la generación eléctrica dentro de la Unión Europea y Estados Unidos, tal como se aprecia en la figura 6. Para el año 2004 la generación total del sistema es de 48.571,52 GWh, de los cuales un 95,81% son generados de forma centralizada. De este total generado, el 82,1% fue mediante recursos hídricos, un 17,6% se realizó mediante plantas térmicas y sólo 0,11% se debe a energía eólica [44].



**Figura 5** Porcentaje de participación de diferentes fuentes de energía en la generación eléctrica en Colombia durante el 2004



**Figura 6** Porcentaje de participación de diferentes fuentes de energía en la generación eléctrica en Estados Unidos y la Unión Europea

## **Evolución del concepto de generación-transmisión-distribución al concepto de generación distribuida**

Como se planteó previamente, los primeros sistemas de potencia eléctrica concebidos eran realmente sistemas de generación distribuida (GD), cuya principal intención, en general, era la de suplir las necesidades energéticas de algunas regiones locales. Posteriormente, y debido a los desarrollos tecnológicos impulsados por las tendencias de las economías de escala, estos sistemas de potencia evolucionaron en grandes redes de transmisión centralizadas, que conectan regiones enteras y aún países por completo. Así, en su momento, se fortalecen las emergentes filosofías de diseño y operación de sistemas de potencia que centran el desarrollo de la mayoría de proyectos de generación en el concepto de generación centralizada. Sin embargo, actualmente varios factores promueven el resurgimiento de la GD como una alternativa interesante de generación. Peças [7] clasifica estos factores en tres grupos: el primero relacionado con el ambiente y las regulaciones de tipo ambiental, el segundo con aspectos comerciales, donde se citan los costos de generación, la calidad del suministro y la incertidumbre en los mercados energéticos; mientras que el tercero se relaciona con aspectos de regulación y políticas estatales, las cuales en muchos casos han promovido la diversificación de las fuentes de generación de electricidad. La *International Energy Agency* [1], de forma similar, expone cinco causas para el resurgimiento de la atención prestada a la GD, estas son: el desarrollo de nuevas tecnologías de GD, las restricciones para el trazado de nuevas líneas de transmisión, el aumento de la demanda de electricidad confiable, la liberalización del mercado energético y las políticas ambientales derivadas de los fenómenos de cambio climático. Pepermansa [2] plantea que la liberalización del mercado energético, en muchos países, ha permitido el avance de los sistemas de generación distribuida, posibilitando que los distribuidores suministren energía en nichos donde no se puede llegar con la generación centralizada,

además de permitirle una mayor flexibilidad de adaptación a diferentes mercados potenciales.

De la misma forma diversos trabajos destacan la importancia del efecto de las políticas estatales en el resurgimiento de la GD, las cuales han de conjugarse con otra serie de factores para favorecer el posicionamiento de este tipo de tecnologías de generación [45, 46, 47, 48]. Por ejemplo, en particular Van der Vleuten [49] enfatiza que uno de los factores que más han marcado el surgimiento de la GD en Dinamarca es el apoyo estatal mediante medidas para la investigación y desarrollo en nuevas tecnologías, además de las políticas de regulación y subsidios emitidas para el mercado energético. Un ejemplo de estas políticas se presenta en el Reino Unido en abril de 2002, cuando se introduce una disposición por la cual se obliga a todas las empresas generadoras de energía eléctrica a contar con un porcentaje mínimo de energía proveniente de fuentes renovables, este porcentaje en el período 2001-2002 fue del 3%. De forma similar en España, el Plan Energético Nacional de 2002 ofrece incentivos para las empresas de generación que incluyan energías renovables y GD. Se prevé que para el 2010 el 12% de la electricidad generada en la Unión Europea provendrá de fuentes renovables, lo cual, según disposiciones del Parlamento Europeo en 2000 [50], debe llegar a un 22% de la energía eléctrica producida. Este liderazgo en energías renovables, promovido mediante disposiciones estatales, y la marcada asociación de este tipo de tecnologías con la GD, ha puesto a la Unión Europea a la cabeza de este tipo de tecnologías de generación; por ejemplo, para el otoño de 2002 cerca de 27000 MW se generaron mediante turbinas de viento en cincuenta países, de esto casi el 75% fue producido en la Comunidad Europea, con un liderazgo de países como Dinamarca, Alemania y España [7]. Igual a lo que sucede con las energías renovables, en el caso de la GD con combustibles fósiles existe en Europa un marcado interés en el desarrollo de tecnologías de CHP en el campo de la generación eléctrica, tendencia que está encabezada por Dinamarca, donde la generación de potencia

eléctrica y calor es superior el 50% del total de electricidad producida en el país. En Dinamarca la participación de la generación distribuida en el total de energía eléctrica producida pasa de 1% en 1980 a 35% en 2001 (24% generado por plantas descentralizadas con CHP y 11% por turbinas de viento). Van der Vleuten [4] indica que el sector eléctrico en Dinamarca pasa por tres etapas diferentes, tal como sucede en muchos países, incluyendo Colombia. Estas etapas son: (i) 1900-1950: múltiples proyectos de generación eléctrica de pequeña y mediana escala coexisten simultáneamente. (ii) 1950-1970: aparecen con éxito los proyectos de generación centralizada, marginando los proyectos de generación distribuida. (iii) 1970-1990: se encuentra un sistema eléctrico híbrido donde la generación centralizada es la columna vertebral del sistema eléctrico y se tienen múltiples sistemas de generación distribuida interconectados al sistema principal. Así aunque las políticas que incentivaron en Dinamarca el resurgimiento de los sistemas de generación distribuida han cambiado hacia un régimen eléctrico más liberal, el cual no garantiza la permanencia de dichos sistemas, se puede destacar la estabilidad en los niveles de generación eléctrica asociados a los sistemas CHP, lo cual permite anticipar la permanencia de los sistemas de GD en el actual esquema del sector eléctrico.

Entendiendo el contexto en el que se ha desarrollado el sector eléctrico colombiano y conociendo las limitaciones para la instalación de nuevas redes, así como las restricciones económicas asociadas a muchos proyectos de infraestructura eléctrica, resulta entonces en extremo atractivo el esquema ofrecido por la GD en el planteamiento de soluciones energéticas integrales basadas en combustibles o biocombustibles económicos y disponibles en lugares en los que pueda requerirse esta tecnología, con sistemas de bajas emisiones, y con la capacidad de surtir ciertas demandas, que no pueden ser cubiertas por la estructura de generación centralizada, transmisión y distribución, como por ejemplo las demandas de apartadas regiones rurales no interconectadas [46] (lo cual es aproximadamente el 65% del territorio

colombiano) o demandas de electricidad confiable y de precio estable para el sector industrial.

Tal como se ha mencionado, dentro de los factores que han definido la activa participación de la GD en diferentes países, especialmente de la Unión Europea, está el mutuo complemento de las energías renovables con la GD, que junto al incentivo proveniente de las políticas estatales, son piezas fundamentales para lograr un posicionamiento efectivo y permanente de la GD en el sistema energético de un país. Aunque en Colombia el desarrollo e implementación de energías renovables resulta un proyecto a largo plazo, existe la posibilidad del empleo de energías convencionales, basadas fundamentalmente en combustibles fósiles, que permitan de forma eficiente y limpia la generación de energía eléctrica no centralizada, empleando sistemas de producción CHP. Esta alternativa ha complementado el enfoque renovable en la generación eléctrica en muchos países europeos. Sin embargo, aún en este caso el apoyo e incentivo estatal a este tipo de generación es vital para el surgimiento de esta alternativa en un país. Aunque estas políticas de apoyo e incentivo, en el actual estado del sistema eléctrico nacional colombiano, no se encuentran implementadas de forma concreta, la actual organización del sector da cabida a mecanismos de incentivo para el desarrollo de sistemas basados en energías renovables, así como para la implementación de tecnologías que aumenten la eficiencia de los procesos de generación y el desarrollo de iniciativas para llevar energía a zonas no interconectadas (función desempeñada por el IPSE-Instituto de Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas, a través del Fondo de Apoyo Financiero para la energización de Zonas no Interconectadas - FAZNI). Para este caso (sector eléctrico colombiano) se plantea que la GD puede ofrecer cuatro beneficios principales como: (i) Diversificar las fuentes de energía destinadas a la generación eléctrica, la cual en la actualidad se encuentra limitada por la capacidad en las fuentes hídricas, permitiendo al país aumentar el nivel de respuesta del sistema eléctrico ante situaciones que comprometan la integridad del

mismo, tales como sequías, atentados terroristas y otros. (ii) Fortalecer la dimensión social en la prestación de servicios públicos fundamentales, posibilitando el suministro eléctrico en áreas rurales apartadas y desintegradas de la estructura de interconexión eléctrica. (iii) Permitir al sector industrial aumentar la eficiencia y reducir los costos en la producción, con el suministro de energía confiable, de calidad y a precios estables que sean independientes de la hora de consumo. (iv) Ofrecer nuevas oportunidades de negocio para la comercialización de energía en la bolsa, con la conexión de plantas de GD en el sistema de interconexión eléctrica nacional, que puedan suplir la creciente demanda energética en el país [51].

### Conclusiones

(i) El análisis de las experiencias de implementación de sistemas de generación distribuida en diversos países permite determinar ciertos factores que han favorecido su coexistencia con los sistemas centralizados. Dentro de estos factores se pondera especialmente el apoyo estatal mediante políticas de incentivo para la implementación y el desarrollo de tecnologías de GD-CHP o GD-energías renovables, como en el caso de Dinamarca y otros países de la Unión Europea. (ii) El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado históricamente por fuertes fluctuaciones en los ritmos de desarrollo, las cuales han comprometido la estabilidad y capacidad del mismo. Actualmente el sistema eléctrico nacional se fundamenta en plantas de generación centralizadas, alimentadas por fuentes hídricas e interconectadas por sistemas de transmisión y distribución, que no logran cubrir un considerable porcentaje del territorio nacional. Se observa, aunque con muchas particularidades, que el progreso del sistema eléctrico nacional colombiano coincide en las etapas de evolución que han tenido los sistemas eléctricos de diversos países, en los que la GD ha logrado encontrar un importante espacio de participación luego de importantes periodos de consolidación de los sistemas eléctricos centralizados. (iii) De igual forma se plantearon los potenciales nichos

de consumo, con requerimientos eléctricos específicos, para los cuales la GD puede competir de forma eficiente o suplir el papel de la energía generada de forma central. Para el caso colombiano se logró identificar como potencial fuente de demanda de plantas no centralizadas, las poblaciones rurales fuera del alcance de la red de interconexión eléctrica y en las cuales se pueda contar con suministros de algún tipo de energía para su eventual conversión, distribución y consumo *in situ*.

### Referencias

1. International Energy Agency (EIA). *Distributed generation in liberalised electricity markets*. Ed. IEA. New York 2002. pp.1-125.
2. G. Pepermansa, J. Driesenb, D. Haeseldonckxc, R. Belmansc, W. D'haeseleerc. "Distributed generation: definition, benefits and issues". *Energy Policy*. Vol. 33. 2005. pp. 787-798.
3. T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder. "Distributed generation: a definition". *Electric Power Systems Research*. Vol. 57. 2001. pp. 195-204.
4. N. Strachan, A. Farell. "Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 2677-2689.
5. W. El-Khattam, M. Salama. "Distributed generation technologies, definitions and benefits". *Electric Power Systems Research*. Vol. 71. 2004. pp. 119-128.
6. J. Brown, C. Hendry, P. Harborne. "An emerging market in fuel cells? Residential combined heat and power in four countries". *Energy Policy*. Vol. 35. 2006. pp. 2173-2186.
7. J.Pecas, N. Hatzigiorgiyou, J. Mutale, P. Djapic, N. Jenkins. "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities". *Electric Power Systems Research*. Vol. 77. 2007. pp. 1189-1203.
8. F. Gullí. "Small distributed generation versus centralised supply: a social cost-benefit analysis in the residential and service sectors". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 804-832.
9. N. Greene, R. Hammerschlag. "Small and clean is beautiful: exploring the emissions of distributed generation and pollution prevention policies". *The Electricity Journal*. Vol. 13. 2000. pp. 50-60.

10. R. Banerjee. "Comparison of options for distributed generation in India". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 101-111.
11. J. Gordijn, H. Akkermans. "Business models for distributed generation in a liberalized market environment". *Electric Power Systems Research*. Vol. 77. 2007. pp. 1178-1188.
12. N. Strachan, H. Dowlatabadi. "Distributed generation and distribution utilities". *Energy Policy*. Vol. 30. 2002. pp. 649-661.
13. V. Budhreja. "The future electricity business". *The Electricity Journal*. Vol. 12. 1999. pp. 54-61.
14. M. Corria, V. Melian E. Silva. "Perspectives of Stirling engines use for distributed generation in Brazil". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 3402-3408.
15. T. Hoff, H. Wenger, B. Farmer. "Distributed generation: An alternative to electric utility investments capacity". *Energy Policy*. Vol. 24. 1996. pp. 137-147.
16. Public Utility Commission of Texas. *Endecon Eng. Distributed Generation Interconnection Manual*. U.S. Department of Energy Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Distributed Utility Associates. 2002. pp. 1-114.
17. A. Borbely, J. Kreider. *Distributed Generation: the power paradigm for the new millennium*. CRC Press LLC. 2001. pp 1-384.
18. F. Jurado, A. Cano, J. Carpio. "Biomass based micro-turbine plant and distribution network stability". *Energy Conversion & Management*. Vol. 45. 2004. pp. 2713-2727.
19. H. Zerriffi, H. Dowlatabadi. "Electricity and conflict: advantages of a distributed system". *The Electricity Journal*. Vol. 15. 2002. pp. 55-65.
20. B. Ang, J. Huang, K. Poh. "Break-even price of distributed generation under uncertainty". *Energy*. Vol. 24. 1999. pp. 579-589.
21. T. Hoff. "Identifying distributed generation and demand side management investment opportunities". *Energy Journal*. Vol. 17. 1996. pp. 89-106.
22. R. Raineri, S. Rios, R. Vasquez. "Business opportunities and dynamic competition through distributed generation in primary electricity distribution networks". *Energy Policy*. Vol. 33. 2005. pp. 2191-2201.
23. J. Allison, J. Lents. "Encouraging distributed generation of power that improves air quality: can we have our cake and eat it too?". *Energy Policy*. Vol. 30. 2002. pp. 737-752.
24. D. Coll-Mayor, M. Pagetb, E. Lightnerc. "Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European Union and the United States". *Energy Policy*. Vol. 35. 2007. pp. 2453-2465.
25. US Environmental Protection Agency (EPA). *Inventory of US Greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2001*. EPA 430-R-03-004, 2003.
26. C. Levesque. "Distributed generation: doomed by deployment details?". *Public Utilities Fortnighly*. Vol. 139. 2001. pp. 47-51.
27. J. Turkson, N. Wohlgemuth. "Power sector reform and distributed generation in sub-Saharan Africa". *Energy Policy*. Vol. 29. 2001. pp. 135-145.
28. W. Clark, W. Isherwood. "Distributed generation: remote power systems with advanced storage technologies". *Energy Policy*. Vol. 32. 2004. pp. 1573-1589.
29. J. Pfeifenberger, J. Hanser, P. Ammann. "What's in the cards for distributed generation". *The Energy Journal (Special Issue on Distributed Resources: Toward paradigm of Electricity Business)*. 1998. pp. 1-16.
30. J. Lesser, C. Feinstein. "Defining distributed resource planning". *The Energy Journal (Special Issue on Distributed Resources: Toward paradigm of Electricity Business)*. 1998. pp. 41-62.
31. S. Bernstein. "Micro-CHP U.S. Market potential and complex challenges". *Re-Focus*. Vol. 5. 2004. pp. 36-39.
32. P. Pilavachi. "Mini- and micro-gas turbines for combined heat and power". *Applied Thermal Engineering*. Vol. 22. 2002. pp. 2003-2014.
33. P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter. "Network integration of distributed power generation". *Journal of Power Sources*. Vol. 106. 2002. pp. 1-9.
34. F. Ochoa. *El sector eléctrico colombiano: orígenes, evolución y retos, un siglo de desarrollo (1882-1999)*. Interconexión Eléctrica Colombia S.A ESP (ISA). 2002. pp. 246.
35. I. Fainboim, C. Rodríguez C. *El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa*. Proyecto (HOL/97/6034) "Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa". 2000. pp. 1-79.
36. Banco Mundial. *Evaluación del desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990*. 1991. pp. 1-353.
37. CONPES. *Documento Conpes 2534*. Consejo Nacional de Política Económica y Social. República



- de Colombia-Departamento Nacional de Planeación. 1991.
38. Banco Mundial. *Colombia: Energy sector technical assistance Project*. Report N.º T-6469-CO. 1994.
  39. Banco Mundial. *Colombia: Power market development project*. Report N.º 13621-CO. 1995.
  40. P. Gray. *Colombia's Gradualist Approach to Private Participation in Infrastructure*. Public policy for private sector. Banco Mundial. Note N.º 113. 1997.
  41. S. Urbiztondo, J. Rojas. *La reforma del sector eléctrico en Colombia: breve análisis y crítica constructiva*. Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas. Documento de Trabajo N.º 85. 2005. pp. 1-38.
  42. C. Álvarez. "Las reformas liberales de los servicios públicos: el caso de la reforma eléctrica colombiana". *Observatorio de la Economía Latinoamericana*. Vol. 29. 2004. pp. 1-15.
  43. P. Medina. *Evolución del servicio de energía eléctrica durante la última década*. Universidad de los Andes-Colombia. 2005. pp. 85.
  44. L. Mejía. *Memorias al congreso nacional de energía 2004-2005*. Ministerio de Minas y Energía-Colombia. 2005.
  45. E. Meyers, M. Hu. "Clean distributed generation: Policy options to promote clean air and reliability". *The Electricity Journal*. Vol. 14. 2001. pp. 89-98.
  46. A. Chaurey, M. Ranganathan, P. Mohanty. "Electricity access for geographically disadvantaged rural communities-technology and policy insights". *Energy Policy*. Vol. 32. 2004. pp. 1693-1705.
  47. S. Ferrey. "Net-Zero: Distributed generation and FERC's midamerican decision". *The Electricity Journal*. Vol. 17. 2004. pp. 33-42.
  48. M. Morgan, H. Zerriffi. "The regulatory environment for small independent micro-grid companies". *The Electricity Journal*. Vol. 15. 2002. pp. 52-57.
  49. E. Van der Vleuten, R. Raven. "Lock-in and hange: Distributed generation in Denmark in a long-term perspective". *Energy Policy*. Vol. 34. 2006. pp. 3739-3748.
  50. *European Commission Directive of the European Parliament and the Council on the Promotion of Electricity from Renewable Energy Sources in the Internal Electricity Market*. 2000.
  51. UPME. *Demanda de energía eléctrica y potencia máxima: Proyecciones regionales 2003-2007*. Unidad de Planeación Minero Energética-Colombia. 2003.