

La Expansión de la Generación Eléctrica en Colombia: 2012 - 2018





TABLA DE CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN	3
¿Quiénes somos?	3
¿Por qué queremos contar esta historia?	3
¿Qué encontrará en este documento?	3
II. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO: CADA VEZ MÁS PARTICIPACIÓN PRIVADA, MÁS MERCADO	4
III. SECTOR DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: SU EVOLUCIÓN	9
IV. IMPACTO DE LA EXPANSIÓN	12
Resultados de la Asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), Subasta (Período 2012 - 2013) y GPPS (2014 - 2018)	12
Impacto de la Infraestructura	13
Nueva capacidad	14
Inversión	17
Potencial de exportación	19
Impuestos, transferencias y aportes	20
Empleo	22
Beneficios derivados de la Responsabilidad Social Empresarial (RSE).	22
Sector Financiero	23
Otros sectores: servicios de ingeniería y profesionales en general, proveedores de equipos, cemento, hierro, etc.	24
Los usuarios	24
V. HACIA DÓNDE VAMOS: LOS RETOS	26
Subastas Futuras	26
Apoyo a los proyectos	26
Política sectorial	27



I. Introducción

¿Quiénes somos?

Acolgen es la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica que desde diciembre de 1997 agrupa las empresas que representan más del 95% de la capacidad instalada de energía eléctrica en Colombia. Su constitución fue una decisión motivada por la necesidad de aunar esfuerzos en la defensa de la libre competencia y los intereses comunes de las empresas generadoras.

La Asociación promueve el crecimiento sostenido de sus asociados y el desarrollo eficiente del sector energético nacional e internacional, participando efectivamente en la formulación de política pública sectorial a través de espacios de discusión y aprendizaje, en un ambiente de confianza, integración y conciliación de intereses entre los Asociados, el Estado y demás agentes del sector.

Trabajamos para ser reconocidos por nuestra contribución al desarrollo económico, social y ambiental del país y a la competitividad de nuestros Asociados, por nuestros aportes a la viabilidad y a la consolidación del sector energético nacional e internacional.

¿Por qué queremos contar esta historia?

Uno de los principales retos que ha tenido el país desde la creación del nuevo ordenamiento jurídico de los servicios públicos, ha sido buscar la forma de asegurar que siempre exista la capacidad suficiente para generar la energía eléctrica que la

economía necesita, particularmente teniendo en cuenta las experiencias que ha tenido el país con los racionamientos de energía.

Durante los meses de mayo y junio de 2008, se llevaron a cabo las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del cargo por confiabilidad, mediante el mecanismo de subasta, las cuales fueron reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y organizadas por XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP (XM). Es la primera vez que los agentes del mercado adquieren compromisos de construir nuevas plantas de generación que entreguen energía firme a través de mecanismos de mercado. Si bien es la primera asignación de OEF efectuada a través de este mecanismo y hay camino por recorrer, se considera que el hecho de que se utilicen, constituyen un hito del sector de generación de energía eléctrica, que bien merece que sea documentada.

¿Qué encontrará en este documento?

En este documento se presenta el desarrollo del sector eléctrico colombiano hasta llegar a ser lo que es hoy, y describe de manera específica los hitos del sector de generación eléctrica, deteniéndose en las subastas de OEF realizadas durante el primer semestre de 2008. Posteriormente, es considerado el impacto de la expansión de 3,419 MW, que tendrá el sector entre el 2012 y el 2018, en los diferentes aspectos de la economía colombiana. Este documento termina con una reflexión sobre los retos que enfrenta el sector de generación de energía eléctrica.



II. Evolución reciente del sector eléctrico colombiano: cada vez más participación privada, más mercado

El sector eléctrico colombiano ha tenido profundos cambios en menos de 20 años: ha pasado de ser un sector de propiedad estatal, con fuertes tensiones regionales para su desarrollo¹, a un sistema de mercado, con regulación moderna y acorde al tipo de actividad.

Para lograr el éxito que se ha alcanzado, se requirió de varios factores. El primero de ellos es que el nuevo enfoque del sector se dio desde la Constitución Política de Colombia. De hecho, los temas del rol del sector privado y el de los servicios públicos fueron tan importantes, que tienen mención específica:

“Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos... podrán ser prestados por el Estado,..., o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. ...” (Artículo 365)”

“La actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común... La libre competencia económica es un derecho de todos que supone responsabilidades.” (Artículo 333)”

Posteriormente, el país siguió en la tarea de hacer operativos los principios de la Constitución y en 1994, el Congreso de la República expidió las leyes 142 y 143, donde se diseñó el funcionamiento de los diferentes sectores de los servicios públicos domiciliarios, y se dieron lineamientos mucho más precisos sobre competencia, eficiencia,

redistribución, etc., que a su vez debían ser desarrollados por la regulación que sería expedida por la recién creada CREG. De esta forma, la CREG regula, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), ente del Gobierno, vigila, y los agentes, públicos o privados, prestan el servicio.

Todo esto se dio en un contexto mundial de reivindicación de la economía de mercado y del papel que podía jugar la inversión privada en sectores que en las décadas anteriores habían sido casi exclusivos del Estado.

Adicionalmente, en el caso colombiano, coincidió con unos requerimientos muy altos de recursos para inversión en infraestructura, particularmente en el sector de generación. La Nación no podía solventar estas necesidades de inversión, y menos aún con las exigencias en materia social y de transferencias de recursos a las regiones emanadas de la Constitución de 1991.



Central Térmica MERILECTRICA



Mientras esto ocurría en el entorno político y económico, en el sectorial las cosas también estaban agitadas: (i) dispersión y mezcla de responsabilidades dentro del marco regulatorio del Estado y la deficiente gestión administrativa de las empresas, aumento desmedido de gastos de funcionamiento, altos niveles de pérdidas de energía y elevada cartera vencida, (ii) desequilibrios regionales en la cobertura del servicio, (iii) crítica situación financiera de las empresas donde la generación de recursos era insuficiente para servir la deuda acumulada y emprender nuevos planes de inversión, (iv) manejo inadecuado de los precios de los diferentes energéticos y las restricciones de oferta de gas, y (v) incapacidad de las empresas de servir su deuda, entre otros factores.²



que evidenció la vulnerabilidad del sistema a los cambios en el régimen hidrológico causado por el fenómeno de El Niño.⁵ A esto se sumó la necesidad de hacer grandes inversiones en capacidad de generación eléctrica. En esta coyuntura, el Gobierno tomó tres grandes decisiones: la expansión se haría con plantas térmicas, con capital privado y este plan se ejecutaría bajo un régimen transitorio.⁶

De esta crisis financiera del sector, la Nación tuvo que asumir pasivos por cerca de USD \$2,000 millones³ y, como consecuencia, terminó con participaciones accionarias importantes en ISA (posteriormente escindida en ISA e ISAGEN)⁴, Central Hidroeléctrica de Betania (CHB), CVC y por lo tanto EPSA, EEB, Corelca, electrificadoras regionales, a través de capitalización al ICEL, entre otras. El hecho de que la Nación fuera la propietaria directa de varias empresas, a la postre facilitó una labor más efectiva y rápida de privatización.

Adicionalmente, el país sufrió un severo racionamiento de energía entre 1992 y 1993, lo

Teniendo en cuenta que el mercado como lo conocemos hoy no existía (si bien existía un consenso técnico sobre la forma que debía tomar el sector, ni siquiera se habían promulgado las leyes 142 y 143 de 1994, tampoco había Comisión de Regulación, y se carecía de una formación de precios de mercado), era impensable esperar que se hicieran inversiones totalmente privadas; es por esto que el Gobierno considera necesario introducir contratos de compra en firme de disponibilidad de energía y potencia (PPA). La consideración de pasar por un modelo de comprador único era coyuntural y temporal, porque ya existían los estudios y la convicción de que el sistema debería pasar de un modelo monopolístico (Tipo 1)⁷ a uno de mercado mayorista (Tipo 3) con elementos de mercado minorista (Tipo 4). Para poder implementar este plan, se sancionó el Decreto 700 de 1992, el cual permitió la instalación de 1,546 MW entre 1993 y 1999 (Cuadro No. 1).

2. Documentos Conpes 2534 de 1991, *Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico*.

3. Documento Conpes 2929 de 1997, *Balance de las Privatizaciones*; y 3122 de 2001, *Estrategia de la Nación para fortalecer la distribución de energía eléctrica en 13 departamentos*.

4. Mayo de 1995.

5. Fenómeno de El Niño: Fenómeno de Oscilación del Sur El Niño (El Niño-Southern Oscillation, ENSO).

6. Montenegro, Armando. *Tecnologías de generación en el contexto de la reforma sectorial*, Revista *Planeación & Desarrollo*, Volumen XXV, julio de 1994.

7. Hunt, Sally (2002) *Making Competition Work in Electricity*.



Cuadro No. 1 Expansión a través de PPAs

CONTRATO	FECHA	DURACIÓN (Años)	DISPONIBILIDAD (MW)
Flores I	Noviembre de 1993	15	150
Paipa IV	Marzo del 1994	20	120
Termodorada-Chec. S.A.	Septiembre de 1995	15	48
Tebsa	Octubre de 1995	20.5	750
Sopesa	Septiembre de 1995	14	44
Termoemcali	Julio de 1999	20	234
Termovalle	Agosto de 1996	20	200
TOTAL			1,546

Para el sector eléctrico, estos contratos PPA se convirtieron en la primera etapa de vinculación de capital privado a la infraestructura de generación. Si bien se utilizó capital privado para la construcción de parque térmico, la gestión de la comercialización de la energía seguía mayoritariamente en manos de empresas estatales.

A mediados de los años noventa, el Gobierno emprendió un ambicioso plan de privatizaciones, con énfasis en el sector eléctrico, y en el cual

decidió empezar por el sector de generación. Esta sería la segunda etapa de vinculación de capital privado al sector de generación. Se vendieron activos con capacidad de generación de cerca de 5,200 MW, y activos y empresas por un valor de USD \$4,244 millones (Cuadro No. 2). De este grupo se destacan empresas importantes como Emgesa, Chivor, Epsa, Termotasajero, entre otras.

En esta etapa, los inversionistas no eran solamente dueños de los activos, sino que vendían directamente su energía al mercado mayorista.



Cuadro No. 2 Resultados de las Privatizaciones

Empresa/Activo	Capacidad MW	% Vendido (1ª y 2ª etapas)*	Valor Venta 100% (USD MM)
Chivor	1,000	100 %	641
Betania	499	100 %	502
Termocartagena	171	100 %	16
Termotasajero	150	57 %	32
Emgesa	2,457	48 %	1,962
Epsa	869	57 %	1,091
TOTAL	5,146		4,244

* Las privatizaciones se hacen en dos etapas de acuerdo con la ley: venta al sector solidario y venta a inversionista estratégico o público en general, según se decida.

De acuerdo con el Gobierno,⁸ de este grupo se destacan ventas importantes como Central Hidroeléctrica Betania la cual se constituyó en la tercera venta por MW instalado en Latinoamérica y Chivor cuyo valor de venta por MW fue superior al valor promedio de las privatizaciones de centrales hidroeléctricas efectuadas hasta ese momento en Latinoamérica.

En este período existía también optimismo por la forma como estaba funcionando la regulación y el potencial de crecimiento del país, lo que llevó a que inversionistas, a riesgo, construyeran varias plantas de generación que aportaban cerca de 1,300 MW (Cuadro No. 3). De esta capacidad, casi la mitad era de empresas con capital de capital privado.

Cuadro No. 3 Plantas construidas y que asumen riesgo de mercado

Planta	Año	MW
Termocandelaria	2000	300
Termocentro C.C.	2000	100
Merilétrica	1998	154
Termosierra	1998	300
Termocentro	1997	200
Flores II y III	1996 y 1998	248
Proeléctrica	1993 y 1994	90
TOTAL		1,392

8. Documento Conpes 2929 de 1997, Balance de los Procesos de Vinculación de Capital Privado – Las Privatizaciones.



Una vez ejecutado el primer paso en las privatizaciones, el Gobierno decidió seguir avanzando en las otras actividades del sector: Distribución y Transmisión. En Distribución se adelantaron los procesos de venta de EPSA (1997), y de capitalización de Codensa (1997) y de las electrificadoras de la Costa Atlántica (1998 – Electrocosta y Electricaribe), con lo cual se logró que el 40% de los usuarios de distribución

En Transmisión de energía, un sector considerado estratégico, las decisiones eran en dos frentes: ¿cómo lograr que la expansión se hiciera de forma competitiva, y qué debía hacerse frente a una empresa con cerca del 80% de un monopolio natural (sobre todo después de 1998, cuando ISA quedó con control de la empresa dueña del sistema de transmisión de la Costa Atlántica)? Finalmente, y después de varios intentos y largos debates, se decidió emprender el proceso de democratización accionaria que buscaba que al vincular inversionistas privados no estratégicos se asegurara que la compañía operara exclusivamente bajo criterios de rentabilidad y eficiencia, y a la vez el Gobierno mantenía la operación de este activo. Desde el punto de vista de la expansión, se reguló para que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) hiciera convocatorias públicas cuando considerara que el sistema requería de nuevas líneas.



Central Hidroeléctrica Salvajina - EPSA

estuvieran bajo la gestión de privados. En 1999 se inició el proceso de vinculación de capital privado para el siguiente grupo de distribuidoras (Cundinamarca, Boyacá, Meta, Santander, Norte de Santander, Caldas, Quindío, Caquetá, Cauca, Huila, Nariño, Tolima y Chocó). Sin embargo, múltiples hechos ocurridos en el país, dificultaron el buen desarrollo del proceso y el Gobierno decidió hacerlo por partes, proceso que aún no ha concluido.

Otro elemento esencial para haber logrado la transformación, es que el sector estaba suficientemente desarrollado. La gente vinculada al sector tenía conocimientos idóneos a todo nivel. Adicionalmente ya existían diferentes agentes. Lo importante era generar los incentivos para que el nuevo funcionamiento del sector se rigiera por las reglas de mercado. También cabe resaltar los conocimientos traídos por los inversionistas extranjeros para la gestión de sus nuevas empresas.



III. Sector de generación de energía eléctrica: su evolución

Como se explica en el capítulo anterior, los cambios en el sector eléctrico han sido profundos y en relativo poco tiempo. Cambios tan profundos obviamente han tocado todos los sectores, pero lo que vamos a presentar con más detalle es lo relacionado con la evolución de la regulación del sector de generación de energía eléctrica.

Por mandato constitucional: “los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional” (Artículo 365). Posteriormente, su desarrollo legal plantea dentro de los objetivos del Estado, abastecer la demanda y asegurar la operación eficiente, segura y confiable (Artículo 4 de la ley 143 de 1994). Sobre la venta de electricidad señala: “... mediante mecanismos que estimulen la libre competencia y deberán establecer, además de los precios, cantidades, forma, oportunidad y sitio de entrega...” (Artículo 42).

De esto se puede deducir que los principales retos y responsabilidades que tenía la CREG frente al sector de generación eran: Primero, implementar mecanismos que aseguraran la expansión de la capacidad de generación; y segundo, la creación de un sistema de intercambio que permitiera hacer las transacciones de compra y venta de electricidad en el sistema con precios de mercado y tener la certeza sobre su pago.

La CREG dedicó buena parte de sus esfuerzos a definir los diferentes agentes que deberían conformar el sistema de intercambio así como su funcionamiento operativo y asegurar que los

pagos efectivamente se hicieran. Para lo anterior, en el año 1995, se establecieron los reglamentos de operación y el comercial, y se crearon o acondicionaron al nuevo esquema el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), el Mercado de Energía Mayorista (MEM), la Bolsa de Energía, el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros Regionales de Despacho (CRDs) (Resoluciones 55 de 1994, 024 de 1995, 025 de 1995). En la parte regulatoria hay temas a resaltar como la limitación de suministro por no pago de energía y el requerimiento de garantías como requisito para poder comprar energía en el mercado mayorista.

Sin embargo, la regulación no era suficiente y se requería acción del Gobierno: conciencia sobre la importancia de que sus empresas distribuidoras se organizaran de tal forma que pagaran oportunamente sus obligaciones de compra de energía. Justo antes de la capitalización de las electrificadoras de la Costa, hubo una situación crítica de cartera que llevó al Gobierno a garantizar unos pagarés por cerca de USD \$200 millones en 1998, y se pensó que éste podría ser el Talón de Aquiles que retrasaría o aún diera al traste con los avances del sector. Posteriormente, el Gobierno organizó un seguimiento a sus empresas de distribución, dándole especial importancia a asegurar el pago por la compra de energía.





En el tema de expansión de la generación, desde el comienzo han existido mecanismos que permiten remunerar la capacidad que se requiere para garantizar la confiabilidad del sistema. Estos mecanismos han ido evolucionando con el tiempo a medida que el mercado ha madurado y los agentes se han sofisticado.

Lo primero que se creó fue el Cargo por Potencia, con el cual se financiaba la capacidad de generación de respaldo (Resolución 53 de 1994). La remuneración por respaldo, era optativo del propietario de la planta, y era vigente "...durante el período de transición hacia un mercado libre..."⁹, es decir, hasta el 30 de abril de 1998.

Posteriormente se creó el Cargo por Capacidad (Resoluciones CREG 022 y 116 de 1996), el cual reemplazó al anterior, antes de que terminara su vigencia. Este cargo buscaba remunerar la capacidad que le aportaba firmeza al sistema. Para el cálculo del cargo para un año, se partía del nivel de agua de los embalses a primero de noviembre del año anterior, y suponiendo una hidrología extrema, se simulaba el despacho de las plantas. Aquellas plantas que de acuerdo a la simulación generaban en condiciones críticas al menor costo, serían las plantas a ser remuneradas, y la CREG aprobaba una resolución con estos resultados.

Sin embargo, el Cargo por Capacidad tenía una debilidad importante: la asignación resultante no provenían de un ejercicio de mercado, sino de una simulación en un modelo computacional. Adicionalmente, este cargo solo remuneraba plantas existentes, dejando una gran incertidumbre para la financiación de proyectos nuevos.

Luego de 10 años de vigencia del Cargo por Capacidad, y siguiendo con la "búsqueda" de un esquema de remuneración que permitiera fomentar la expansión, asegurar la confiabilidad del sistema y que su formación de precios se basara en dinámicas de mercado, la CREG creó el Cargo por Confiabilidad para la asignación de las OEF.

Tres características tiene este nuevo cargo: (i) se remunera energía firme, la cual el generador se compromete a entregar a un precio máximo, denominado precio de escasez; (ii) su valor es resultado de una subasta donde participan los proyectos que pueden adquirir OEF y (iii) como resultado para los proyectos nuevos, los flujos son ciertos para un período determinado, lo que sin duda es un gran apoyo para financiación de los proyectos en los mercados.

El Cargo por Confiabilidad busca remunerar los proyectos por su energía firme, es decir por la energía que pueden generar en condiciones de hidrología crítica. El mecanismo remunera tanto las plantas existentes, como aquellas que se van a construir. De esta manera, anualmente asigna las OEF, y hace proyecciones para determinar los requisitos futuros de energía firme. De este ejercicio, busca cubrir el 100% de la demanda anual de energía estimada para el cuarto año (primera subasta), y el 50% de los incrementos anuales posteriores a través de los proyectos que tienen un período de planeación superior al período de planeación de la primera subasta (denominados GPPS), que por su complejidad requieren de más de cuatro años para su ejecución, pero menos de diez (segunda subasta).



Central Térmica - TEBSA

Para la segunda fase de la expansión (GPPS), llevada a cabo en junio de 2008, los precios de la subasta de mayo fueron un techo, y empezarían a descender en el evento en que la oferta por parte de los agentes por OEF fuese mayor a la demanda.

Las plantas que subastan las OEF, tienen derecho al Cargo por Confiabilidad hasta por 10 años para las plantas especiales (aquellas que al momento de la subasta se encontraban en construcción) y hasta 20 años para las plantas nuevas.

Para poder estructurar el marco regulatorio e implementar las subastas, fueron necesarios

varios años. Por un lado, la CREG hizo un proceso totalmente participativo, donde todos los agentes pudieron opinar, algo que fue bien visto. Por otro lado, XM tuvo el reto de hacer operativo el esquema, incluyendo la subasta. El principal reto consistía en que al ser la primera vez que se llevaba a cabo una subasta en este sector, era esencial asegurarse de que todos los actores entendieran exactamente lo mismo. Como se estaban adquiriendo obligaciones tan importantes, hubiera sido nefasto que se hubieran presentado “mal entendidos” que pusieran en tela de juicio estos compromisos



IV. Impacto de la expansión

Resultados de la Asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF), Subasta (Período 2012-2013) y GPPS (2014-2018)

En la subasta del 6 de mayo de 2008, el proceso contó con la participación de proyectos hidroeléctricos y térmicos con combustibles líquidos, gas y carbón. Para esta subasta con fecha de inicio de obligación de 1° de diciembre de 2012, los agentes presentaron inicialmente 78 proyectos. De éstos, solo 10 participaron el día de la subasta (propiedad de 8 empresas), e iniciaron ofertando una capacidad de 1,213 MW y una ENFICC de 9 Teravatiohora/año¹⁰(Cuadro No. 4).

La subasta¹¹, cuyo precio de apertura fue de US\$ 26 por MWh, logró el cierre en la sexta ronda e incorporó tres nuevas plantas al sistema, las cuales aseguran la energía firme necesaria para garantizar el suministro en el período establecido. De esta forma, se asignaron 3,009 GWh/año¹² por 20 años a un precio de US\$13.998 por MWh a la hidráulica Amoyá de ISAGEN (78 MW), a la térmica a carbón de Gecelca (150 MW) y a la térmica de combustibles líquidos de Poliobras (200 MW), . La capacidad instalada de estos tres proyectos es de 428 MW. Este precio de US\$13.998 por MWh aplica también a las plantas existentes que declaran energía para el período 2012 – 2013.

El precio resultante de la subasta de reloj descendente fue el “techo” para los proyectos GPPS (cuyo período de construcción está entre cinco y diez años), los cuales compitieron por

asignaciones de OEF por veinte años, entre el 2014 y el 2018. (Cuadro No. 4)

Para esta segunda fase, que se llevó a cabo el 20 de junio de 2008, se presentaron 21 proyectos con una capacidad 9,230 MW y una ENFICC estimada 31,590 GWh/año. De estas 21 plantas, 9 presentaron declaración de parámetros y de ellas, 6 cumplieron con el requisito de declaración de Energía Firme (Cuadro No. 4). Teniendo en cuenta que en ningún año se presentó exceso de oferta de ENFICC, no fue necesario iniciar el proceso de subasta de sobre cerrado, y los seis proyectos recibieron asignación al precio máximo, para la cantidad ofrecida en cada año. Adicionalmente, algunos agentes no presentaron oferta por toda la ENFICC que habían declarado, dejando así un excedente para posteriores asignaciones



Central Térmica Termoguajira - GECELCA



Cuadro No. 4 Resultados de la subasta. Expansión en Generación 2012 – 2018

	Empresa	Planta	Fecha entrada	Tecnología	Capacidad MW	GW h año	
						ENFICC	OEF Asig
Subasta 6 de mayo	Gecelca	Gecelca III	Nov-30-2012	Carbón	150	1,117	1,117
	ISAGEN	Amoyá	Nov-30-2010	Hidráulica	78	214	214
	Poliobras	Termocol	Nov-30 2012	Gas	200	1,678	1,678
				Subtotal	428	3,009	3,009
Viernes 13 de junio	Pescadero Ituango	Pescadero Ituango	Nov-30-2018	Hidráulica	1,200	8,563	1,085
	ISAGEN	Sogamoso	Nov-30-2014	Hidráulica	800	3,791	2,350
	Emgesa	Quimbo	Nov-30-2014	Hidráulica	396	1,750	1,650
	EPM	Porce IV	Nov-30-2015	Hidráulica	400	1,923	961
	Promotora Miel II	Miel II	Nov-30-2014	Hidráulica	135	184	184
	Epsa	Cucuana	Nov-30-2014	Hidráulica	60	50	50
				Subtotal	2,991	16,261	6,280
			TOTAL	3,419	19,270	9,289	

Además de asegurar la confiabilidad en el suministro de energía que el país necesitará, a juicio de la CREG, otro de los resultados interesantes de la subasta, es que se evidencia que el mercado ha evolucionado y que cuenta con varios jugadores, empresas sólidas tanto técnica, como financieramente y en gestión, que adquirieron compromisos de ejecutar importantes proyectos para la expansión de la generación de energía eléctrica, y tienen la intención de seguir participando en este tipo de proyectos. De hecho, el Gobierno cuenta con garantías bancarias constituidas por los generadores por cerca de USD \$ 200 millones.

Impacto de la Infraestructura

Según Hirschman¹³, existe una estrecha relación entre infraestructura y desarrollo, aunque no necesariamente existe una causalidad; es decir, el hecho de que haya infraestructura no asegura el

Mapa No. 1 Ubicación de los Proyectos



Fuente: XM Expertos en Mercados

13. Citado en Banco Mundial, World Development Report1994: Infrastructure for Development, Oxford University Press, New York.



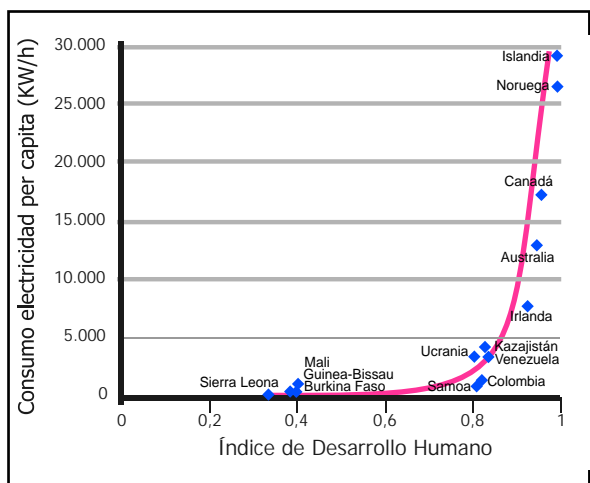
desarrollo, ni que para el mismo nivel de desarrollo se requiera la misma infraestructura. Lo que sí es claro es que sin la infraestructura que una economía demanda, ésta no puede seguir creciendo, y la falta de ella podría convertirse en un cuello de botella. De hecho, sin poder producir la energía suficiente para el país, es imposible poder desarrollar el potencial de crecimiento de la economía; ni permitir las condiciones para mejorar el nivel de vida de los habitantes, como se puede observar a nivel mundial (Gráfico No. 1). Ese es justamente el papel que juega el sector de generación de energía eléctrica: permitir que la economía crezca, que el nivel de vida de los habitantes mejore.

En ese sentido, y sin la menor duda, el impacto de asegurar la expansión del sector eléctrico, es que la generación no se vuelva un obstáculo para el crecimiento (no contar con la posibilidad de generar energía eléctrica, v.gr. un racionamiento, sin duda generaría una producción menor), sino al contrario, sea un aliado que facilite a la economía seguir creciendo, al paso que los otros factores lo permitan, con los beneficios que esto trae.

Nueva capacidad

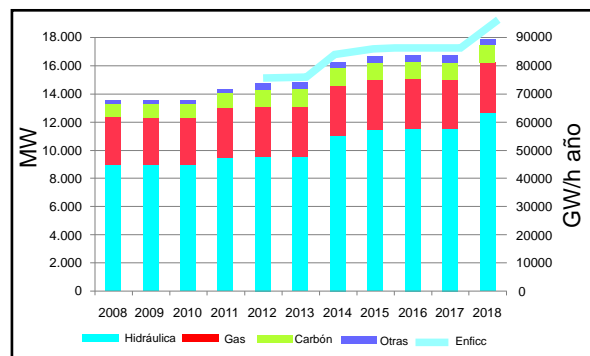
A través de las subastas llevadas a cabo entre mayo y junio, los generadores se comprometieron a instalar 3,419 MW entre el 2012 y el 2018 (Cuadro No. 4 y Gráfico No. 2), lo cual corresponde a un 25% adicional del total de la capacidad instalada del país¹⁴ y a una ENFICC aproximada de 19.3 TWh.

Gráfico No. 1
Relación entre el índice de desarrollo humano y consumo de energía eléctrica per cápita



Fuente Naciones Unidas año 2004

Gráfico No. 2
Evolución del parque de generación (2008-2018) (MW y GWh/año)





El 89.5% de la capacidad que se construirá será hidráulica, lo cual hace que cambie la composición del parque de generación actual de 66% hidroeléctrica en el 2008 a 72% en el 2018 (Gráfico No. 3). Adicional a la capacidad instalada, es importante analizarlo desde el punto de vista de la energía firme que se aporta al sistema (Gráfico No. 4), lo cual supone que la energía que sea requerida por el país estará disponible, independientemente de su tecnología de generación. En principio, esto mitigaría el riesgo de racionamiento en períodos de hidrología crítica. Sin embargo, sería de

esperarse que en períodos de invierno se presenten situaciones donde la oferta de energía proveniente de los proyectos hidráulicos sea alta.

Bajo las nuevas circunstancias de regulación, son los inversionistas quienes asumen los riesgos propios de la escogencia de la tecnología, la construcción, la financiación y del mercado de energía: precios y cantidades. Importante mencionar que estos riesgos no los asume el Estado, que durante años anteriores sufrió las consecuencias de altos sobrecostos.¹⁵

*Gráfico No. 3
Composición del parque de generación por
tecnología (MW)*

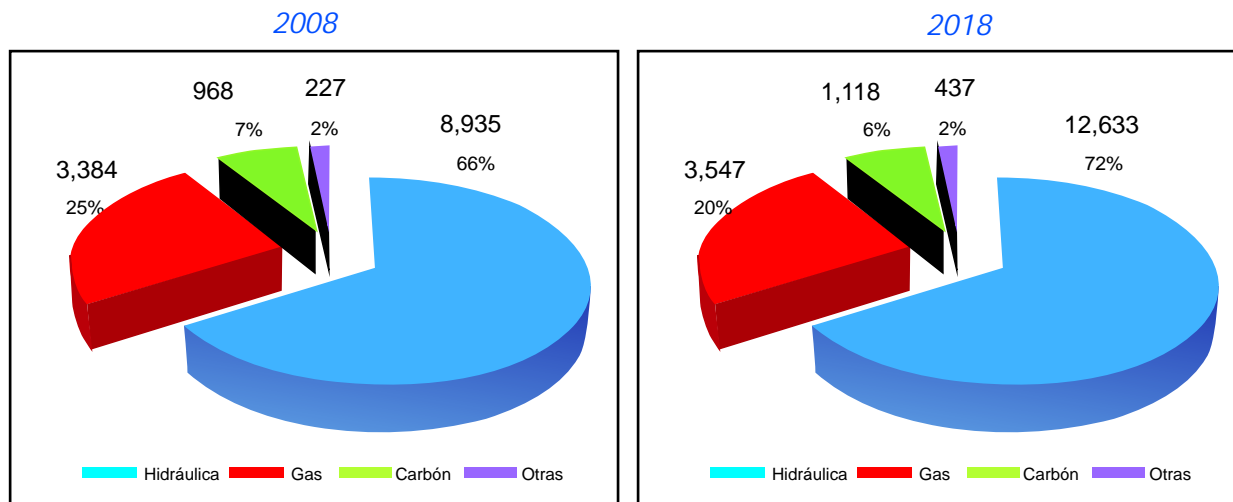
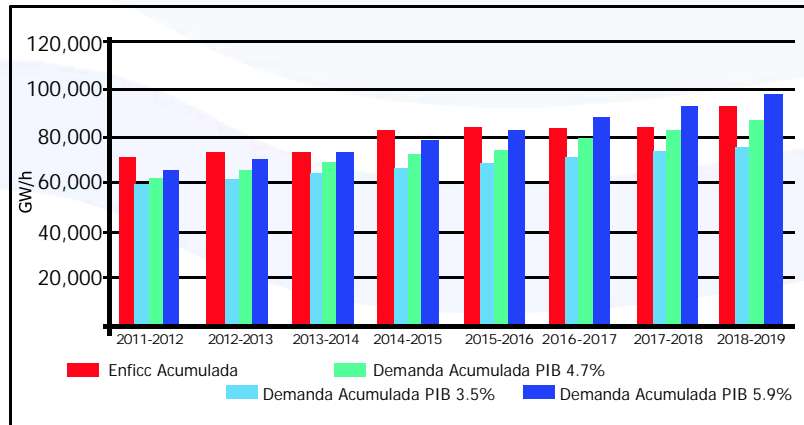




Gráfico No. 4
Evolución de las OEF, la ENFICC y la demanda para diferentes
crecimientos del PIB – 2012-2019



No hay que olvidar que la subasta para plantas GPPS buscaba compromisos hasta por el 50% del incremento de las necesidades que origina la demanda objetivo definida por la CREG, que correspondió a la del escenario alto de la UPME. Esto le da flexibilidad al sistema para poder ajustar las necesidades a los posibles cambios que el crecimiento económico genera en la demanda de energía. Sin embargo, hay proyectos que tienen OEF por valores mucho menores que su ENFICC. De esta manera, si la economía crece a una tasa menor o igual al 4.7%,¹⁶ en vez del 5.9% que supone este escenario, los proyectos asignados en la subasta cubrirían la demanda que requeriría el país bajo este escenario. (Gráfico No. 4).

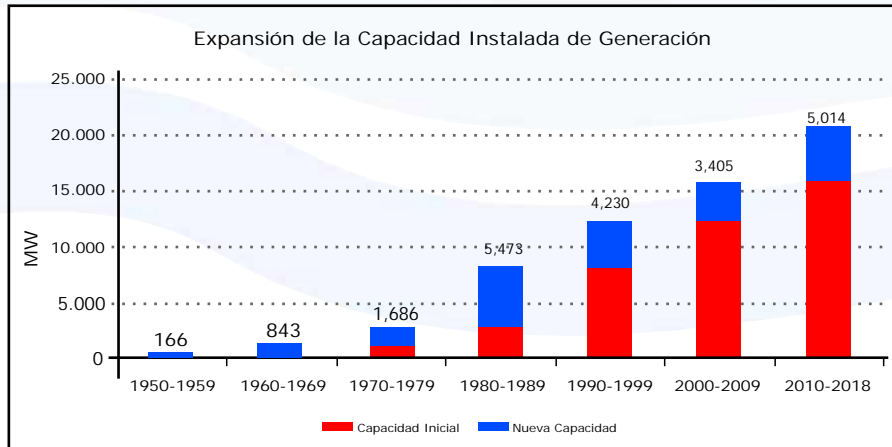
Si el crecimiento está por encima del 4.7%, es probable que se requieran nuevas subastas, para que los inversionistas en generación adquieran las obligaciones adicionales. Si por el contrario el crecimiento fuera del 5.9% se requeriría nueva energía a partir del año 2017.

A manera de ejemplo, y para reflejar los retos que implica crecer, si la economía creciera al 5.9% anual de manera sostenida, se necesitaría construir cada año una planta de cerca de 450 MW. Hace 20 años, se hubieran requerido cerca de la mitad.

En la década de los años 80, época de grandes proyectos, se construyeron 5,473 MW. Entre los años 2012 y 2018 se construirán 5,014 MW, si contamos solamente con 1,200 MW para Pescadero Ituango, y alrededor de 6,214 MW si se tiene en cuenta el proyecto completo, es decir hasta el 2019 (Gráfico No. 5). Sin embargo, puede observarse que la necesidad de estos proyectos es muy sensible al crecimiento (Gráfico No. 4), y por lo tanto habría que esperar si es necesario construir más plantas para este período, para lo cual la CREG tiene la discrecionalidad de convocar a nuevas subastas cuando así lo considere.



Gráfico No. 5
Evolución de la Capacidad Instalada 1950-2018 (MW)



Es por esto, que a medida que la economía crece, es de vital importancia asegurar que exista una regulación que incentive la inversión en generación, así como fomentar un sector independiente, que se rija por las reglas del mercado, que tenga el mayor número de jugadores posible, que posea la capacidad técnica y empresarial, y que pueda adelantar estos proyectos. También es importante mantener la independencia del regulador.

Inversión

Históricamente, el sector eléctrico ha demandado grandes inversiones, y ha sido la causa de problemas financieros para la Nación. Esta situación se empeoró durante la década de los ochenta, cuando la deuda tuvo un crecimiento promedio anual de 20%, pasando de USD \$860 millones a USD \$5,200 millones en 1990, en tan solo 10 años. La deuda externa del sector

eléctrico, llegó a ser un tercio de la deuda externa del país. A finales de los 80s, la generación interna de recursos cubría escasamente el 60% del servicio de la deuda, y el Gobierno tuvo que gestionar créditos para el sector por más de USD \$ 1,500 millones.¹⁷

A partir de la creación del nuevo esquema, el Gobierno tenía el reto de implementar un sistema que ofreciera suficiente confianza a los inversionistas para que la responsabilidad de financiación del sector recayera en empresas independientes, privadas o públicas, regidas por criterios de rentabilidad. Esto permitiría al Estado no tener la responsabilidad de realizar las grandes inversiones para la expansión, ni de tener una situación fiscal delicada por causa del sector. Con los resultados de las subastas, este planeado y esperado cambio, parecería haberse concretado. De hecho, vamos a contar con inversión privada para la construcción de proyectos, lo cual confirma la confianza de los inversionistas.



Con la asignación en las subastas, se espera que para el período 2008-2018 se inviertan del orden de USD \$ 6,000 millones (Cuadro No. 7). Si se considera anualmente, este monto equivale al 25% de la inversión promedio anual del sector público para todos los sectores de infraestructura (durante el período 1993 a 2006), y alrededor del 18% si se incluye minería y petróleo.

*Cuadro No. 7
Inversiones estimadas por proyecto
(Millones de USD)*

Proyecto	US MM
Gecelca III	N.D
Amoyá	196
Termocol I	N.D
Pescadero Ituango	2,298
Sogamoso	1,527
El Quimbo	690
Porce IV	811
Miel II	193
Cucuana	91
TOTAL	5,806

Al compararla con el sector infraestructura en el período 1993 a 2006 (14 años), se encuentra que la inversión comprometida en la expansión de la generación eléctrica para el período 2009 a 2018 (10 años) es:

- Casi 50% mayor al total de inversiones en el sector transporte, excluidas las carreteras.
- La inversión anual es muy similar a la que se ejecutó para el sector de carreteras.

- Más de tres veces lo que el sector privado invirtió en carreteras, incluyendo los programas de concesiones.
- 15% mayor que la inversión privada del período en los sectores de electricidad y gas.
- Cerca del 40% del total de inversión en el sector de telecomunicaciones, en el período en que entraron los celulares, se abrió la larga distancia y se estableció el servicio universal de las comunicaciones.
- Equivalente al promedio del total de la inversión que se ejecutó (entre 1993 y 2006) en el sector infraestructura en un año y medio (excluyendo petróleo, minería y carbón), y en un año sin excluir dichos sectores.
- Equivale a cerca del 70% de los recursos de las privatizaciones y de las capitalizaciones del sector infraestructura para el período 1993 a 2006.

En relación con el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2010, se encuentra que la inversión en la expansión es comparable a la inversión que el Gobierno, a nivel central, ejecutará durante estos cuatro años en los siguientes programas o sectores:

- Cerca del 17% de la totalidad de recursos que el país invertirá en este cuatrienio, en todos los sectores a través del Presupuesto General de la Nación.
- Muy similar a la Política de Defensa y Seguridad Democrática.
- Muy similar al Programa de Pobreza y Población Vulnerable



- Muy similar al Programa de Inserción de Familias en el Sistema de Protección Social.
- Casi tres veces lo que se invertirá en el Programa de Infraestructura para el Desarrollo.
- Más del doble del Programa de Ciudades Amables.
- Cerca de un 40% más de lo que se invertirá en el sector Defensa.
- 25% superior a lo que se invertirá en el sector Transporte.
- Más de tres veces lo que se invertirá en el sector Educación.
- Más de tres veces lo que se invertirá en el sector Agropecuario .

Otra forma de poner en contexto este valor es compararla con los recursos que entraron al país por el programa de privatizaciones del sector eléctrico entre 1996 y 1998: la inversión para la expansión es 20% mayor.

En conclusión, USD \$6,000 millones es un monto muy significativo de recursos que agentes independientes están dispuestos a invertir en nuestro país, máxime cuando existe la posibilidad de requerirse una mayor inversión.

Potencial de exportación

El sector eléctrico en Colombia ha venido recorriendo un camino de interés común, de forma consistente y no sin sobresaltos, gracias a la participación activa y al compromiso de todos los

agentes, independientemente si es regulador, regulado, público, privado, o del sector de transmisión o distribución, buscando un sistema con un funcionamiento que sea eficiente, confiable y estable. Uno de los frutos de este proceso, es que ya somos exportadores de energía eléctrica.

Por otro lado, es necesario tener en cuenta que Colombia es un país que tiene, no solo avances significativos en el tema de desarrollo del mercado (entes reguladores idóneos, gobiernos en general con visiones similares frente al sector, organización empresarial de varios jugadores, respeto por las reglas de juego, etc.), sino que tiene una ventaja adicional: recursos naturales para la generación de energía. Contamos con agua, carbón y posibilidad de gas en cantidades que permiten abastecer una demanda mayor a la del país.

El Inventario de Recursos Hidroeléctricos realizado en 1979¹⁸ muestra un potencial de 93,085 MW de capacidad de generación. Existen diferentes razones para pensar que este potencial se haya disminuido o se pueda disminuir, tales como proyectos ya construidos, o que el estudio era en esencia técnico y por lo tanto no profundizaba en las restricciones que imponen las normas ambientales, y menos las exigencias posteriores a la Constitución de 1991, o por el fenómeno que está ocurriendo actualmente relativo al gran número de proyectos de generación distribuida con iniciativas de pequeños proyectos, por sus reglas simplificadas.

El potencial actual sólo lo podremos saber con una actualización del estudio. En todo caso, el tema es muy relevante, porque si suponemos que sólo es posible desarrollar la mitad, todavía podemos



multiplicar por 5 la capacidad de generación hidráulica actual.¹⁹ Sin embargo, no hay que olvidar que una canasta del parque de generación con un peso excesivo en recursos hídricos, es más sensible a los cambios de los regímenes de lluvias que trae consigo el fenómeno de El Niño.

Adicionalmente, el carbón es la tecnología de generación de energía eléctrica que tiene, y se espera mantenga para el 2018, la tercera posición, medida como capacidad de generación instalada (Gráfico No. 3). Las reservas probadas se encuentran en el orden de 7,000 MM de toneladas, las cuales equivalen a una capacidad de producción de 100 años adicionales (70 MM ton/año). Cabe resaltar que la autonomía carbonífera es mucho más alta teniendo en cuenta que el nivel de las exportaciones de carbón se encuentra en el orden del 93%. Esto indica que si la producción carbonífera se usara solo para nuestro consumo interno, tendríamos carbón aproximadamente para 1,400 años adicionales.

Finalmente, el tema del gas también es relevante. Es necesario contar con la producción y con la infraestructura de transporte de gas para que el parque de generación pueda responder cuando se necesite. Actualmente los incentivos para la exploración parecerían estar dados, como se puede ver en el número de contratos firmados en el 2007, frente a 1997.²⁰ Sin embargo, cualquier hallazgo demora en volverse un pozo productivo, por lo que la actual situación seguirá por un tiempo. Las reservas probadas del país son suficientes para 9.4 años, pero el mercado no cuenta ni con la capacidad de producción, ni con la infraestructura de transporte para atender los requerimientos.

Otro problema con el gas para generación de energía eléctrica, son las medidas del Gobierno que impiden que el gas proveniente de pozos con precios regulados, se venda en el mercado secundario para contratos nuevos.²¹ Es decir, por un lado es necesario contar con contratos de gas en firme para poder acceder al cargo por confiabilidad, pero a la vez son plantas que pueden no ser despachadas por largos períodos, y quedarían con la obligación de pagar el gas, con una probabilidad muy alta de no usarlo y con la imposibilidad de vender en el mercado secundario lo que han pagado. En otras palabras, estamos frente a una encrucijada: parecería irracional firmar un nuevo contrato de suministro de gas, y parecería irracional no hacerlo!

Por todo lo anterior, es evidente que el país tiene que seguir trabajando para determinar el potencial y de ser el caso, facilitar que Colombia se convierta en un centro regional de exportación de energía. Hay muchos frentes que deben cubrirse como temas de coordinación binacionales, no solo a nivel político, sino técnico; temas regulatorios para fomentar la exploración y el uso del gas; temas sobre el manejo de recursos hídricos; etc.

Impuestos, transferencias y aportes

Con esta nueva capacidad se incrementará el nivel de producción de energía y por lo tanto el nivel impositivo. Haciendo una aproximación basada en la capacidad instalada en el 2007, sin tener en cuenta las exenciones temporales que se pueden aprovechar, y basándose en el nivel impositivo de algunas empresas del sector, podemos observar que el nivel de tributación debería incrementarse del orden del 30%, en pesos constantes, para el 2018.

19. La capacidad de generación con plantas hidráulicas es de 8,935 MW.

20. En 1997 se firmaron 17 contratos para la actividad de exploración de gas, mientras que en el 2007 fueron 54. Informe sectorial, Gas Natural en Colombia 2007. Promigas

21. Decreto 2687 de 2008



Recordemos que el sector eléctrico es el tercer sector de mayor tributación para el país, después del petrolero y del financiero, estando por encima de sectores tan importantes como el de telefonía, de fabricación de automotores, de construcción, de carbón, de alimentos, etc.²²

Por otra parte, los ingresos regionales recurrentes se conforman básicamente de las transferencias emanadas de la Ley 99 de 1993, y en menor proporción por el impuesto de Industria y Comercio (ICA).

Los primeros son para los municipios de la cuenca y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR). Cuando las plantas son hidráulicas, los municipios y las CARs reciben recursos sobre la base del 6% de la energía producida por la planta.²³ Cuando la planta es térmica, estos porcentajes son 2.5% y 1.5% respectivamente.

Para el caso de la expansión, una vez estén operando todos los proyectos, los ingresos anuales para los cerca de 50 municipios serán del orden de COP \$50,000 millones de 2008. Esto significa que habrá más recursos para destinar a obras de saneamiento básico e inversión ambiental en el área de influencia de los proyectos, a ejecutar por los municipios y las Corporaciones correspondientes.

Si bien estos recursos se reparten entre las CARs y los municipios, estos ingresos son más del 20% de los recursos que le corresponden a los municipios como participación en los ingresos corrientes de la Nación. Teniendo en cuenta que estos recursos pueden llegar a ser hasta el 80% de todos los ingresos de algunos municipios del país, sin la menor duda, serán significativos para algunos de los municipios que se beneficiarán.

Respecto al ICA, el cálculo se basa en una tarifa por cada kilovatio instalado. Para los proyectos de expansión, esto equivale a una suma anual de cerca COP \$ 1,200 millones de 2008.

Otros recursos recurrentes para los municipios, provienen del impuesto predial compensatorio, que se liquida sobre la base del área inundada.

Los municipios también se ven beneficiados por las inversiones forzosas que deben ejecutar las empresas, y que se determinarán en la licencia ambiental. Estas inversiones, corresponden al 1% de la obra civil y del costo de los terrenos, y podrían ser del orden de COP\$ 60,000 millones.

El siguiente cuadro (Cuadro No 8) muestra el resumen de los principales impuestos, contribuciones y aportes.

*CUADRO No. 8
Resumen de los
principales impuestos,
contribuciones y
aportes
(COP MM)*

Concepto	Beneficiario	Recurrente	Monto Anual
Transferencias Ley 99/93	CARs y Municipios	Sí	50,000
ICA	Municipios	Sí	1,200
FAZNI	Zonas no Interconectadas	Sí	16,000
Inversiones Forzosas	Zonas de Influencia	No	60,000
			Monto Total
			60,000

22. Agregado Renta de Personas Jurídicas 2007, DIAN
23. 3% para las CARs y 3% para los municipios.



Empleo

Estos proyectos generarán una gran cantidad de empleos directos e indirectos durante su construcción. Basado en la información de algunos proyectos de expansión, se estima que se podrán generar cerca de 35,000 empleos. Si bien muchos de estos empleos son personas que vienen de otros municipios, esta cifra equivaldría a cerca del

diciembre de 2007, e ISA 633. En otros sectores, tanto Comcel, como Terpel (operadores líderes en los sectores de telefonía móvil y distribución de combustibles) tienen del orden de 2,500 empleados; y Bancolombia, el banco más grande del país, tiene 12,000 empleados. Almacenes Éxito, genera 41,000 empleos entre directos e indirectos. Hasta agosto de 2008, Ecopetrol, gracias a sus múltiples proyectos, ha generado cerca de 55,000 puestos de trabajo, a través de los contratos ejecutados por empresas contratistas.



Central Termocentro - ISAGEN

4% de los habitantes de los municipios donde se construirían las obras, particularmente en actividades de construcción, montaje, electricidad, implementación de los planes de manejo ambiental, proyectos de desarrollo comunitario y productivo, logística, transporte, alojamiento, suministro de alimentación y servicios personales en general.

A manera de comparación y para poner en perspectiva, Ecopetrol tenía 6,074 empleados a

Beneficios derivados de la Responsabilidad Social Empresarial (RSE)

El sector de generación de energía eléctrica en el país es uno de los sectores productivos que mayor compromiso ha demostrado frente a esta tendencia de desarrollo, la cual adquiere cada vez más relevancia a nivel mundial. Una prueba de esto, es el hecho de que varias de sus empresas han ocupado durante los últimos años los primeros puestos en la evaluación que diversos gremios han realizado en la materia. Este compromiso de las empresas del sector frente al enfoque de RSE será un dinamizador en el proceso de expansión de un gran número de proyectos y actividades que contribuirán a potenciar el desarrollo de las regiones en las cuales se insertan los proyectos. La RSE tiene como objetivos propiciar el desarrollo social, la sostenibilidad ambiental y el crecimiento económico, y está orientada a incidir sobre los diferentes grupos de interés.



Estas iniciativas son de carácter voluntario, complementando todas aquellas inversiones de carácter obligatorio. Entre las más relevantes tenemos:

1. Contribución para el desarrollo de Pymes en las regiones.
2. Apoyo institucional a iniciativas de desarrollo y bienestar social.
3. Programas de información y participación comunitaria.
4. Apoyo a la formación de contratistas en temas integrales de calidad.
5. Generación de oportunidades de empleo local.
6. Promoción del uso racional de energía.
7. Desarrollo de sistemas de Gestión Ambiental certificados.
8. Declaración de comportamientos éticos frente a los trabajadores, al entorno social y al entorno ambiental.
9. Programa de fortalecimiento institucional.

Sector Financiero

Los proyectos en el sector de infraestructura tienden a tener características en común, como por ejemplo que necesitan grandes inversiones, que tienen un período relativamente largo de construcción y, por lo tanto, un período largo para generar las rentabilidades acordes al riesgo del sector.

En esa medida, y buscando estructuras de capital eficientes, estos proyectos tienden a tener apalancamientos en un rango de 50% al 70%. Cuando se considera un total de inversiones del orden de USD \$ 6,000 millones, estamos ante un endeudamiento en un rango de USD \$3,000 a USD \$4,000 millones. Esto es equivalente al promedio



del crecimiento anual de la cartera comercial de los últimos cuatro años en todos los bancos en Colombia.

Cuando se observa el mercado de capitales, se encuentra que este monto de endeudamiento es mayor a todas las emisiones anuales de bonos de todos los emisores en Colombia: aproximadamente USD \$ 2,500 millones en 2007.

Por los montos y plazos requeridos, muy seguramente los mercados externos serán los favoritos. Sin embargo, teniendo en cuenta las condiciones actuales de los mercados y posiblemente para los casos de empresas que sus ingresos estén atados a pesos, habrá espacio para los mercados locales.



No obstante lo anterior, y teniendo en cuenta que todavía no conocemos las consecuencias de mediano plazo que pueda tener la actual crisis de los mercados financieros, será importante adelantar las actividades necesarias para aumentar las posibles fuentes de financiación, incluyendo la Banca Multilateral.

Otros sectores: servicios de ingeniería y profesionales en general, proveedores de equipos, cemento, hierro, etc.

Ya recorrimos la magnitud de las inversiones del sector de generación eléctrica dentro de un contexto amplio, de magnitud frente a otros sectores de la economía. Sin embargo, hay sectores específicos que se beneficiarán. Por ejemplo, los servicios profesionales como la ingeniería de consulta o de diseño, y sobre todo la interventoría, serán necesarios para el desarrollo de los proyectos.

Cerca de USD \$ 6,000 millones van a ser invertidos para ejecutar: (i) obras civiles (cerca de USD 3,000 millones), dentro de los cuales son muy importantes el consumo de cemento, hierro y acero; y (ii) adquisición de equipos (más de USD \$2,000 millones). Con estos montos es de esperar que estas industrias vayan a gozar de los beneficios de la demanda de sus servicios o productos.

Los usuarios

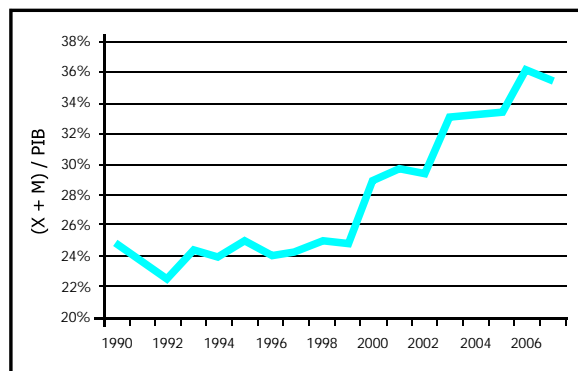
Como se mencionó anteriormente, el mayor beneficio para los usuarios consiste en tener la tranquilidad de que habrá energía eléctrica disponible para cuando la necesiten para sus

actividades productivas o personales. Esta expansión reduce la probabilidad de un racionamiento, que es muy costoso para la economía.

Sin embargo, hechos recientes como la posibilidad de fijar precios de expansión de una manera competitiva, el desarrollo que ha tenido nuestra economía en materia de apertura, y temas de otra índole como la evolución de la tasa de cambio, hacen obligatorio volver a pensar y debatir sobre la competitividad de la industria colombiana.

Cuando se diseñó el esquema de financiación de los subsidios, la economía era mucho más cerrada. Comparando el indicador de importaciones más exportaciones, como proporción del PIB, se muestra que para 1994 éste fue de 24% y para el 2007 fue de 35% (Gráfico No. 6).

*Gráfico No. 6
Apertura de la economía (%)
((Importaciones + Exportaciones) / PIB)*





Por otro lado, de la encuesta manufacturera elaborada por el DANE en 2006, se puede calcular el peso que tiene la energía eléctrica dentro de la producción. Si se supone un precio de COP \$200 por KWh, como promedio para la industria, se encuentra que el costo de la energía eléctrica es del orden del 2.2% del total de la producción. En algunas industrias, como la de textiles, hierros y acerías, este componente puede llegar a ser cercano al 10% de la producción. No hay información disponible para establecer su participación en la estructura de costos de producción, pero evidentemente es mayor.

Por lo anterior, sería interesante entender qué tanto impulso a la competitividad de la industria se lograría si se eliminaran las contribuciones, para ver si justifica buscar alternativas de financiación para los subsidios.

No se trata de entrar a discutir el tema de subsidios. Se trata de preguntarse si estamos utilizando la financiación más eficiente para la economía. Adicionalmente, existe la percepción de que la capacidad que se estaría instalando en el país por cogeneración y autogeneración podría llegar a ser relevante dentro del sistema. Varias preguntas surgen, como por ejemplo, si es la manera económicamente más eficiente de hacer la expansión, es decir, si las economías de escala son menores que los costos de transportar la energía, o viceversa. O planteado de otra forma, si nuestros sobrecostos por razones redistributivas, pueden llevar a nuestros industriales a tomar decisiones que serían más onerosas, de desaparecer estos sobrecostos.





V. Hacia dónde vamos: Los retos

Han sido grandes los avances en el sector, y sobre todo que los temas más relevantes han sido abordados, y si bien van a necesitar ajustes en el futuro, se podría decir que ya se ha llegado a una madurez. Sin embargo, existen retos para el sector de generación, que seguramente no tendrán la trascendencia de lo recorrido hasta hoy, pero que sin duda son los temas a profundizar para buscar un mejor funcionamiento y nuevas oportunidades para el sector.

El Gobierno debe mantener una visión que propenda por la estabilidad legal, ya que es esencial para asegurar la confianza de los inversionistas.

Subastas Futuras:

Si bien el consenso es que la subasta y la asignación de OEF fueron un éxito, es necesario dejar unas preguntas abiertas que podrían ser útiles para la próxima subasta, seguramente habrá muchas otras.

1. ¿Qué tipo de canasta de generación queremos?
2. ¿Deben imponerse condiciones mínimas para las plantas que entren a nuestro sistema en aras de la confiabilidad?

Apoyo a los proyectos:

Los siguientes son otros de los retos a los que se enfrentan los proyectos para evitar riesgos de demoras y para permitir que los inversionistas se concentren en actividades más propias del desarrollo de los mismos.



1. Permisos y Licencias Ambientales. Es necesario continuar con los esfuerzos de coordinación que ha hecho el Gobierno para ayudar a resolver contratiempos que se presenten para la obtención de licencias y permisos ambientales. No hay que olvidar que estamos construyendo los primeros grandes proyectos hidroeléctricos desde la Constitución de 1991, con recursos que no provienen del presupuesto nacional, y con seguridad aparecerán diferencias, que el Gobierno deberá estar presto a resolver con eficiencia y eficacia.

2. Seguridad. Mantener la seguridad de la zona es esencial para permitir un avance adecuado y sin traumatismos de las obras para los nuevos proyectos. Esto es particularmente crítico para los proyectos que se desarrollan en zonas rurales, en general aisladas de grandes zonas urbanas, donde pueden presentarse problemas de diferentes tipos, asociados a la presencia de grupos armados ilegales.



Política sectorial:

1. Infraestructura: “Un Engranaje”. Un plan de expansión de generación no es suficiente para prestar un buen servicio, si otros elementos como la infraestructura de transmisión, de distribución o de transporte de gas no están disponibles de manera adecuada. Es útil hacer un alto en el camino y estar seguros que la coordinación que se requiere está en marcha, de lo contrario, actuar.

2. Optimización de las Cuencas: “Un Bien Público que no es Renovable”. Es indispensable contar con un diagnóstico y ordenamiento eficiente del potencial de los recursos energéticos que tiene el país, que tenga en cuenta criterios de sostenibilidad, el cual debe incluir costos sociales, políticos, económicos y ambientales. Todavía es tiempo de actuar para decidir sobre los recursos de nuestra sociedad.

3. Colombia “hub” de producción de energía eléctrica: “Profundizar Exportaciones”. Existiendo consenso sobre el hecho de que Colombia cuenta con recursos naturales para la generación de electricidad: agua, carbón y gas por desarrollar; cuenta con empresas sólidas técnica y financieramente; cuenta con un marco regulatorio desarrollado; y que para algunos vecinos su alternativa de producción de energía es mucho más costosa. Parece evidente la conveniencia de coordinar y focalizar los esfuerzos necesarios para entender con claridad nuestro potencial como exportadores de energía eléctrica, para poder avanzar en consecuencia.

4. Disponibilidad de gas para generar energía eléctrica. Es necesario fortalecer el sector de gas para que exista la coordinación y la transparencia en el mercado, y sea aliado del sector eléctrico para mutuo beneficio.

5. Autogeneración y de la Cogeneración. Existe la percepción de que se podría estar construyendo una capacidad importante de cogeneración y de autogeneración. Se deben entender las consecuencias que esto podría tener, de ser cierto, así como las razones por las cuales se estaría dando este fenómeno. Es posible que estuviéramos construyendo, a base de autogeneración y cogeneración, una expansión costosa para el país, simplemente porque es financieramente viable, gracias a los ahorros que se logran con la contribución de solidaridad, o aportes a fondos sectoriales. Es necesario tener claridad en relación con la política sobre este punto, ya que esto puede afectar las decisiones de inversión de los agentes del sector.

Finalmente, si bien todavía no conocemos las consecuencias de mediano plazo que pueda tener la actual crisis de los mercados financieros, no podemos dejar pasar por alto este hecho. El cambio tan abrupto en las condiciones de los mercados financieros hace obligatorio estar dedicados a entender su evolución y buscar todas las posibilidades de fuentes de financiación posibles, incluso explorar fuentes multilaterales.



TERMOTASAJERO



TERMOCANDELARIA



TERMOFLORES



Investigador:

Francisco Lozano

Comité Editorial:

ACOLGEN, ISAGEN, EMGESA, EPM, EPSA.

Acolgen

Presidente Junta Directiva:

Jaime Tupper, AES CHIVOR

Vicepresidente Junta Directiva:

Wilson Negrete, TERMOVALLE

Principales Junta Directiva:

Oscar Jaramillo, CHEC
Hermann Roemmer, CIA. ELEC. SOCHAGOTA
Lucio Rubio, EMGESA
Carlos Solano, EPM
Bernardo Naranjo, EPSA
Andrés Yabrudy, GECELCA
Jaime Osorio, GENSA
Fernando Rico, ISAGEN
José Rosales, MERILECTRICA
Octavio Arbeláez, PROELECTRICA
Ronald Housini, SOPESA
Edgardo Sojo, TEBSA
Eduardo Damián, TERMOCANDELARIA
Uriel Salazar, TERMODORADA
Ricardo Díaz, TERMOEMCALI
Rafael Pérez, TERMOFLORES
Hernando Díaz, TERMOTASAJERO
Carmen Martínez, TERMOYOPAL
Alfredo Solano, URRRA

Presidente Ejecutiva:

María Zulema Vélez

Director Comercial y Ambiental:

José David Montoya

Director Legal y Tributario:

Ricardo Restrepo

