



Prospecto de Información de la Emisión de Acciones Ordinarias de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Emisor:	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Domicilio:	Calle 12 Sur 18 - 168. Medellín, Colombia.
Sucursales:	ISA Sucursal Perú. Domiciliada en la Avenida Canaval y Moreyra 522, Piso 11, San Isidro, Lima 27 Perú. ISA Sucursal Argentina. Domiciliada en Viamonte 1133, Piso 4º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
Actividad Principal:	Sistemas de infraestructura lineal en electricidad y conectividad en telecomunicaciones, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Bolivia, Ecuador y América Central.
Mercado al que se dirigen los Valores:	Las Acciones Ordinarias se negociarán en el mercado principal de Colombia.
Destinatarios de la Oferta:	El Público en General, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.
Modalidad de la Inscripción y de oferta:	Las Acciones Ordinarias están inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en adelante RNVE, y en la Bolsa de Valores de Colombia, en adelante BVC.
Clase de Valores Ofrecidos:	Acciones Ordinarias.
Ley de Circulación:	Las Acciones Ordinarias son nominativas y circularán en forma dematerializada.
Valor Nominal por Acción:	Treinta y dos pesos punto ocho cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (\$32.8000000535200).
Precio de Suscripción:	El Precio de Suscripción es de doce mil pesos colombianos (Col\$12.000) por Acción Ordinaria. Las Acciones Ordinarias se suscribirán al precio que determinó la Junta Directiva, el cual se informará mediante comunicación escrita dirigida por el Representante Legal de ISA a la Superintendencia Financiera de Colombia a más tardar el día hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta Pública. El Precio de Suscripción fue determinado por nuestra Junta Directiva de manera discrecional, con base en los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El Precio de Suscripción no es en ningún caso inferior al valor nominal de la acción.
Número de Acciones que se Ofrecen:	El número de Acciones Ordinarias que se ofrece es de treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte (32.016.520) Acciones Ordinarias. El número de Acciones Ordinarias que ofrecemos fue determinado por nuestra Junta Directiva a partir de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El número de acciones que se ofrecen no es en ningún caso superior a treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte acciones ordinarias (32.016.520).
Monto de la Emisión:	Será el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias que se ofrecen por el Precio de Suscripción.
Inversión Mínima:	Los destinatarios de la Oferta interesados en invertir en nuestras Acciones Ordinarias deberán adquirir mínimo (500) Acciones Ordinarias. El monto mínimo de la inversión será el resultado de multiplicar quinientos (500) por el Precio de Suscripción publicado en el Aviso Complementario de Oferta Pública. No obstante lo anterior y de manera excepcional, un inversionista podrá ser adjudicatario de un número de acciones inferior a quinientas (500) Acciones Ordinarias como resultado de la aplicación de los procedimientos de adjudicación establecidos tanto para el Monto A como para el Monto B de las Acciones Ordinarias.
Derechos que incorporan las Acciones:	Los titulares de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a: (i) participar en las deliberaciones de nuestra Asamblea General de Accionistas y votar en ella, (ii) recibir dividendos con sujeción a lo dispuesto en la ley y en nuestros Estatutos, (iii) negociar las acciones en los términos de nuestros Estatutos, (iv) inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en que se examinen los balances de fin de ejercicio, (v) recibir una parte proporcional de los activos sociales, al tiempo de la liquidación y una vez pagado el pasivo externo, y (vi) los demás que fijen la ley y nuestros Estatutos.
Comisiones y gastos conexos:	Los Inversionistas deberán asumir el costo del gravamen a los movimientos financieros que se puedan generar dentro del proceso de aceptación de la Oferta y suscripción de las Acciones Ordinarias (4x1.000). Es posible que los Inversionistas deban pagar una comisión al respectivo depositante directo a través del cual se cree la cuenta individual en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. Esta comisión será convenida entre el Inversionista y el respectivo depositante directo.
Bolsa donde están Inscritas las Acciones:	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Plazo de Colocación y vigencia de la Oferta:	Quince (15) días hábiles, plazo que podrá reducirse en la medida en que se coloque la totalidad de las Acciones Ordinarias de acuerdo con el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas descrito en la PARTE I – DE LOS VALORES, Capítulo II, Literal A del presente Prospecto, lo que ocurra primero, contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.
Colocadores:	Son las sociedades Corredores Asociados S.A. y Valores Bancolombia S.A.
Fecha de Actualización Financiera:	La información financiera contenida en este Prospecto de Información se encuentra actualizada al 30 de septiembre de 2009. Para mayor información sobre ISA consulte nuestra página de Internet www.isa.com.co
Administrador de la Emisión:	Depósito Centralizado de Valores de Colombia - Deceval S.A.
Asesor Legal de la Emisión:	Cárdenas & Cárdenas Abogados Ltda.
Código de Buen Gobierno:	Contamos con un Código de Buen Gobierno que puede ser consultado en nuestra página web: www.isa.com.co Nuestro Código de Buen Gobierno cumple con los requisitos establecidos en la Ley 964 de 2005, ley marco del mercado público de valores y sigue algunas recomendaciones regionales, incluyendo el "White Paper" de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OECD) sobre Gobierno Corporativo en América Latina y el Código de Gobierno Corporativo de la Corporación Andina de Fomento (CAF). Así mismo, de conformidad con las Circulares Externas 028 y 056 de 2007 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, efectuaremos el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA NO IMPLICAN CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INSCRIPCIÓN DE LOS TÍTULOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DEL VALOR O LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

Colocadores



Administrador del libro



Asesor legal



Emisor:	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Domicilio:	Calle 12 Sur 18 - 168. Medellín, Colombia.
Sucursales:	ISA Sucursal Perú. Domiciliada en la Avenida Canaval y Moreyra 522, Piso 11, San Isidro, Lima 27 Perú. ISA Sucursal Argentina. Domiciliada en Viamonte 1133, Piso 4º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
Actividad Principal:	Sistemas de infraestructura lineal en electricidad y conectividad en telecomunicaciones, con presencia en Colombia, Brasil, Perú, Bolivia, Ecuador y América Central.
Mercado al que se dirigen los Valores:	Las Acciones Ordinarias se negociarán en el mercado principal de Colombia.
Destinatarios de la Oferta:	El Público en General, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.
Modalidad de la Inscripción y de oferta:	Las Acciones Ordinarias están inscritas en el Registro Nacional de Valores y Emisores, en adelante RNVE, y en la Bolsa de Valores de Colombia, en adelante BVC.
Clase de Valores Ofrecidos:	Acciones Ordinarias.
Ley de Circulación:	Las Acciones Ordinarias son nominativas y circularán en forma desmaterializada.
Valor Nominal por Acción:	Treinta y dos pesos punto ocho cero cero cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (\$32.80000000535200).
Precio de Suscripción:	El Precio de Suscripción es de doce mil pesos colombianos (Col\$12.000) por Acción Ordinaria. Las Acciones Ordinarias se suscribirán al precio que determinó la Junta Directiva, el cual se informará mediante comunicación escrita dirigida por el Representante Legal de ISA a la Superintendencia Financiera de Colombia, a más tardar el día hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta Pública. El Precio de Suscripción fue determinado por nuestra Junta Directiva de manera discrecional, con base en los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas, según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El Precio de Suscripción no es en ningún caso inferior al valor nominal de la acción.



Número de Acciones que se Ofrecen:	El número de Acciones Ordinarias que se ofrece es de treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte (32,016,520) Acciones Ordinarias. El número de Acciones Ordinarias que ofrecemos fue determinado por nuestra Junta Directiva a partir de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El número de acciones que se ofrecen no es en ningún caso superior a treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte acciones ordinarias (32,016,520).
Monto de la Emisión:	Será el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias que se ofrecen por el Precio de Suscripción.
Inversión Mínima:	Los destinatarios de la Oferta interesados en invertir en nuestras Acciones Ordinarias deberán adquirir mínimo quinientos (500) Acciones Ordinarias. El monto mínimo de la inversión será el resultado de multiplicar quinientos (500) por el Precio de Suscripción publicado en el Aviso Complementario de Oferta Pública. No obstante lo anterior y de manera excepcional, un inversionista podrá ser adjudicatario de un número de acciones inferior a quinientas (500) Acciones Ordinarias como resultado de la aplicación de los procedimientos de adjudicación establecidos tanto para el Monto A como para el Monto B de las Acciones Ordinarias.
Derechos que incorporan las Acciones:	Los titulares de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a: (i) participar en las deliberaciones de nuestra Asamblea General de Accionistas y votar en ella, (ii) recibir dividendos con sujeción a lo dispuesto en la ley y en nuestros Estatutos, (iii) negociar las acciones en los términos de nuestros Estatutos, (iv) inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en que se examinen los balances de fin de ejercicio, (v) recibir una parte proporcional de los activos sociales, al tiempo de la liquidación y una vez pagado el pasivo externo, y (vi) los demás que fijen la ley y nuestros Estatutos.
Comisiones y gastos conexos:	Los Inversionistas deberán asumir el costo del gravamen a los movimientos financieros que se puedan generar dentro del proceso de aceptación de la Oferta y suscripción de las Acciones Ordinarias (4x1,000). Es posible que los Inversionistas deban pagar una comisión al respectivo depositante directo a través del cual se cree la cuenta individual en el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. Esta comisión será convenida entre el Inversionista y el respectivo depositante directo.

Bolsa donde están Inscritas las Acciones:

Bolsa de Valores de Colombia S.A.

Plazo de Colocación y vigencia de la Oferta:

Quince (15) días hábiles, plazo que podrá reducirse en la medida en que se coloque la totalidad de las Acciones Ordinarias de acuerdo con el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas descrito en la PARTE I – DE LOS VALORES, Capítulo II, Literal A del presente Prospecto, lo que ocurra primero, contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública.

Colocadores:

Son las sociedades Corredores Asociados S.A. y Valores Bancolombia S.A.

Fecha de Actualización Financiera:

La información financiera contenida en este Prospecto de Información se encuentra actualizada al 30 de septiembre de 2009. Para mayor información sobre ISA consulte nuestra página de Internet www.isa.com.co

Administrador de la Emisión:

Depósito Centralizado de Valores de Colombia - Deceval S.A.

Asesor Legal de la Emisión:

Cárdenas & Cárdenas Abogados Ltda.

Código de Buen Gobierno:

Contamos con un Código de Buen Gobierno que puede ser consultado en nuestra página web: www.isa.com.co

Nuestro Código de Buen Gobierno cumple con los requisitos establecidos en la Ley 964 de 2005, ley marco del mercado público de valores y sigue algunas recomendaciones regionales, incluyendo el *White Paper* de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico -OECD- sobre Gobierno Corporativo en América Latina y el Código de Gobierno Corporativo de la Corporación Andina de Fomento -CAF-. Así mismo, de conformidad con las Circulares Externas 028 y 056 de 2007 expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, efectuaremos el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.



SE CONSIDERA INDISPENSABLE LA LECTURA DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN PARA QUE LOS POTENCIALES INVERSIONISTAS PUEDAN EVALUAR ADECUADAMENTE LA CONVENIENCIA DE LA INVERSIÓN.

LA INSCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES Y LA AUTORIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA NO IMPLICAN CALIFICACIÓN NI RESPONSABILIDAD ALGUNA POR PARTE DE LA SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA ACERCA DE LAS PERSONAS NATURALES O JURÍDICAS INSCRITAS NI SOBRE EL PRECIO, LA BONDAD O LA NEGOCIABILIDAD DEL VALOR O DE LA RESPECTIVA EMISIÓN, NI SOBRE LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

LA INSCRIPCIÓN DE LOS TÍTULOS EN LA BOLSA DE VALORES DE COLOMBIA S.A. NO IMPLICA CERTIFICACIÓN SOBRE LA BONDAD DEL VALOR O LA SOLVENCIA DEL EMISOR.

NOVIEMBRE - DICIEMBRE
2009

AUTORIZACIONES, INFORMACIONES ESPECIALES Y OTRAS ADVERTENCIAS GENERALES A TODOS LOS PROCESOS

A. AUTORIZACIONES

De los órganos competentes del emisor

De acuerdo con nuestros estatutos, en adelante los Estatutos, y la ley colombiana, la presente emisión fue autorizada por nuestra Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria que se celebró el 24 de noviembre de 2006, en la cual nuestros accionistas facultaron a la Junta Directiva para realizar la emisión de Acciones Ordinarias, tal y como consta en el Acta 95 de dicho órgano social.

Nuestra Junta Directiva reglamentó la emisión y adoptó el correspondiente Reglamento de Emisión y Colocación de las Acciones Ordinarias, en adelante el Reglamento de Emisión y Colocación, el cual establece los derechos y privilegios de las Acciones Ordinarias, en sesión del 25 de noviembre de 2009.

Nuestra Junta Directiva determinará el número de Acciones Ordinarias a ofrecer y el Precio de Suscripción, a partir de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El número de acciones que se ofrecen no será en ningún caso superior a treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte acciones ordinarias (32,016,520). El Precio de Suscripción no será en ningún caso inferior al valor nominal de la acción.

De autoridades administrativas

Estamos inscritos en el RNVE y nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC. Las acciones ordinarias del Emisor fueron inscritas en el RNVE de conformidad con la Resolución 615 del 28 de agosto de 2002, con código de Supervalores COAISAO00008. La presente oferta pública fue autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia mediante Resolución No. 1834 del 27 de noviembre de 2009.

Somos una sociedad vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y, por ser Emisores, estamos sujetos al control de la Superintendencia Financiera de Colombia.

Para la emisión de las Acciones Ordinarias no se requirió autorización previa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

B. OTRAS OFERTAS DE VALORES DEL EMISOR

El número de Acciones Ordinarias que ofrecemos será determinado por nuestra Junta Directiva a partir de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El número de acciones que se ofrecen no será en ningún caso superior a treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte acciones ordinarias (32,016,520).

Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas al público en general en una oferta pública sujeta a la ley colombiana, a través de los Colocadores.



Nuestra Asamblea General de Accionistas en reunión extraordinaria celebrada el día 24 de noviembre de 2006, aprobó la emisión y colocación de Acciones Ordinarias sin sujeción al derecho de preferencia, mediante oferta pública en los mercados de Colombia y/o en el exterior, hasta por un monto de ochenta y ocho millones cuatrocientas diez mil setecientas treinta y una (88,410,731) Acciones Ordinarias.

En reunión celebrada el 29 de junio de 2007, nuestra Junta Directiva aprobó por unanimidad colocar de manera exclusiva en el mercado local un total de veintinueve millones ciento setenta y cinco mil quinientas cuarenta y una (29,175,541) Acciones Ordinarias.

Posteriormente, en reuniones celebradas en septiembre y octubre de 2007 nuestra Junta Directiva aprobó por unanimidad colocar en el mercado local, cincuenta y tres millones cuarenta y seis mil cuatrocientas treinta y nueve (53,046,439) Acciones Ordinarias con la posibilidad de aumentar el número proyectado a emitir hasta en un 25% adicional o disminuirlo sin limitación, según se determine a través del procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas. El 7 de diciembre de 2007 en sesión extraordinaria nuestra Junta Directiva aprobó colocar un total de cincuenta y seis millones trescientas noventa y cuatro mil doscientas once (56,394,211) Acciones Ordinarias a un precio de suscripción de siete mil setenta y seis pesos (Col\$7,076) por cada acción.

El 25 de noviembre de 2009, la Junta Directiva de ISA aprobó el Reglamento de Emisión y Colocación.

Al 30 de septiembre de 2009, tenemos una emisión de deuda y un programa de emisión y colocación de bonos, vigentes por valor de Col\$1,031,365 millones. La siguiente tabla contiene un resumen de los valores de deuda que emitimos y que se encuentran en circulación. Para una descripción más detallada ver "Títulos de Deuda en Curso que se hayan Ofrecido Públicamente y se Encuentren sin Redimir".

Préstamos	Fecha de firma	Plazo	Fecha vencimiento	Nominal	Moneda origen	Tipo de interés	Saldo
BONOS LOCALES TERCERA EMISIÓN							
SERIE ÚNICA	16-Jul-01	10	16-Jul-11	130.000	COP	IPC + 8.1%	130,000
PROGRAMA DE EMISIÓN Y COLOCACIÓN DE BONOS							
TRAMO 1	20-Feb-04	7	20-Feb-11	100,000	COP	IPC + 7.0%	100,000
TRAMO 2	20-Feb-04	12	20-Feb-16	150,000	COP	IPC + 7.3%	150,000
TRAMO 3	07-Dic-04	15	07-Dic-19	108,860	COP	IPC+ 7.19%	108,865
TRAMO 4 LOTE 1	07-Abr-06	20	07-Abr-26	118,500	COP	IPC + 4.58%	118,500
TRAMO 5	21-Sep-06	7	21-Sep-13	110,000	COP	IPC + 4.84%	110,000
TRAMO 4 LOTE 2	04-Dic-08	17	04-Dic-26	104,500	COP	IPC + 4.58%	104,500
TRAMO 6 SERIE A	02-Abr-09	6	02-Abr-15	150,000	COP	IPC + 4.99%	150,000
TRAMO 6 SERIE B	02-Abr-09	9	02-Abr-18	59,500	COP	IPC + 5.90%	59,500
TOTAL BONOS							1,031,365

C. PERSONAS AUTORIZADAS PARA DAR INFORMACIÓN O DECLARACIONES SOBRE EL CONTENIDO DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN

Las personas autorizadas para dar información o declaraciones sobre el contenido del Prospecto de Información son las que se indican a continuación en el horario de atención de lunes a viernes de 8:00 a.m. a 4:45 p.m.

Luis Fernando Alarcón Mantilla
Gerente General
E-Mail: gerenciageneral@ISA.com.co
Teléfono: (4) 3157310
Calle 12 Sur No. 18 – 168 Medellín

Camilo Barco Muñoz
Gerente Finanzas Corporativas
E-Mail: gfinanciera@ISA.com.co
Teléfono: (4) 3157210
Calle 12 Sur No. 18 – 168 Medellín

Juan David Bastidas Saldarriaga
Secretario General
E-Mail: secgen@ISA.com.co
Teléfono: (4) 3157111
Calle 12 Sur No. 18 – 168 Medellín

D. INFORMACIÓN SOBRE LAS PERSONAS QUE HAN PARTICIPADO EN LA VALORACIÓN DE PASIVOS O ACTIVOS DE LA SOCIEDAD

La información contenida en este Prospecto de Información está basada en información suministrada por nosotros, así como por cualquier otra fuente debidamente identificada en él.

E. INFORMACIÓN SOBRE VINCULACIONES ENTRE EL EMISOR Y SUS ASESORES

Ninguno de los asesores es una sociedad vinculada al emisor.

F. ADVERTENCIAS

1. Autorizaciones previas

Los inversionistas interesados en adquirir las Acciones Ordinarias deberán obtener previamente a su aceptación de la Oferta Pública, cualquier autorización judicial, gubernamental, corporativa o de cualquier otra índole que por sus condiciones particulares puedan requerir.

2. Otras advertencias

El prospecto no constituye una oferta ni una invitación por o a nombre del emisor o los colocadores a suscribir o comprar cualquiera de los valores sobre los que trata el mismo.

G. NOTIFICACIÓN

La información contenida en este Prospecto de Información se considera esencial para permitir una evaluación adecuada de la inversión por parte de inversionistas potenciales. Las Acciones



Ordinarias han sido registradas en el RNVE y la Oferta Pública ha sido autorizada por la SFC mediante la Resolución No. 1834 del 27 de noviembre de 2009. Dichos registros y aprobación no constituyen una opinión de la SFC respecto a la aprobación de la calidad de los valores o nuestra solvencia.

Sin perjuicio de otras fuentes de información a que tengan disponibilidad, ustedes deben basarse primordialmente en la información contenida en este Prospecto de Información. Ni nosotros, ni los Colocadores hemos autorizado a ninguna persona para entregar información que sea diferente o adicional a la contenida en este Prospecto de Información. Si alguien suministra información adicional o diferente, no deben confiar en ella. Deberán asumir que la información de este Prospecto de Información es exacta sólo en la fecha que aparece en la portada del mismo, sin tener en cuenta la fecha de entrega de este Prospecto de Información o cualquier venta de nuestras Acciones Ordinarias. Nuestra empresa, condición financiera, resultados de las operaciones y prospecto pueden cambiar después de la fecha que aparece en la portada de este Prospecto de Información.

Excepto cuando se indique de otro modo o el contexto lo requiera, todas las referencias en este Prospecto de Información a “nosotros”, “nuestro”, “somos” y “estamos” se refieren a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Este Prospecto de Información se basa en información suministrada por nosotros y por otras fuentes que consideramos confiables. No podemos asegurar que esta información es exacta y está completa. Este Prospecto de Información resume ciertos documentos y otra información, y los remitimos a esas fuentes para un entendimiento más completo de lo que discutimos en este Prospecto de Información. Los Colocadores y nuestros asesores no hacen ninguna aseveración ni garantía, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud e integridad de la información establecida en este Prospecto de Información. Nada de lo contenido en este Prospecto de Información es ni deberá considerarse como basado en una promesa o aseveración de los Colocadores, sea en el pasado o en el futuro. Los Colocadores y nuestros asesores no han verificado independientemente nada de dicha información y no asumen ninguna responsabilidad por su exactitud o integridad. Al tomar una decisión de inversión, ustedes deben basarse en el examen que hagan de nosotros, los términos de esta Oferta y las Acciones Ordinarias, incluidas las ventajas y los riesgos involucrados.

Presentación de la Información Financiera

En este Prospecto de Información, salvo que se especifique de otro modo, las referencias a “Col\$” son a pesos colombianos, la moneda colombiana, las referencias a “Dólares,” “\$,” o “US\$” son a dólares estadounidenses, la moneda legal de los Estados Unidos, y las referencias a “R\$,” o “reales” son a los reales brasileños, la moneda legal de Brasil. Nuestros estados financieros consolidados para los años con cierre a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 (en adelante “Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados”), incluidos en este Prospecto de Información fueron preparados en pesos colombianos y de acuerdo con los Principios de Contabilidad General Aceptados en Colombia -PCGA- y las metodologías y los principios contables establecidos por la y la Contaduría General de la Nación -CGN- y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-. Nuestros Estados Financieros Consolidados Auditados para los años con cierre a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 fueron auditados por PricewaterhouseCoopers Ltda., quienes fueron nuestros auditores independientes desde el 1 de abril de 2005 hasta el 31 de marzo de 2009. Desde el 1 de abril de 2009, Ernst & Young Audit Ltda. son nuestros auditores.

Este Prospecto de Información también incluye nuestra información financiera consolidada con revisión limitada a 30 de septiembre de 2009 y 2008, en adelante Nuestros Estados Financieros

de Propósito Especial, los cuales junto con Nuestros Estados Financieros Auditados Consolidados, forman parte de Nuestros Estados Financieros. Nuestros Estados Financieros de Propósito Especial incluyen, en opinión de la administración de nuestra empresa, todos los ajustes necesarios (constituidos sólo por ajustes periódicos) para una presentación razonable de la información señalada en ellos.

Al 30 de septiembre de 2009, consolidamos los estados financieros de TRANSELCA, XM, INTERNEXA, ISA Perú, INTERNEXA Perú, REP, TransMantaro, PDI, ISA Capital, CTEEP, ISA Bolivia y TRANSNEXA.

Información de Mercado

La información contenida en este Prospecto de Información relacionado con el sector eléctrico colombiano y nuestra participación en él se obtuvo de fuentes públicas establecidas, como asociaciones comerciales y agencias del gobierno, incluidas MME, CREG, DANE y UPME, al igual que XM, como administrador del SIC, entre otras.

Parte de la información estadística y los datos relacionados con nuestro negocio se obtuvieron de entidades del gobierno o el sector, o se extrajeron de publicaciones generales. No hemos verificado de manera independiente dichos datos e información y, por consiguiente, ni nosotros ni nuestros asesores podemos garantizar su exactitud e integridad.



TABLA DE CONTENIDO DEL PROSPECTO DE INFORMACIÓN

PARTE I - DE LOS VALORES 27

CAPÍTULO I. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN	27
A. CLASE DE VALORES OFRECIDOS, DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES Y LEY DE CIRCULACIÓN	27
1. Clase de valor ofrecido	27
2. Derechos que otorgan nuestras Acciones Ordinarias	27
3. Ley de circulación y negociación secundaria	30
B. CANTIDAD DE VALORES OFRECIDOS, VALOR NOMINAL, PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, INVERSIÓN MÍNIMA Y MONTO TOTAL DE LA OFERTA	31
1. Cantidad de Acciones Ordinarias ofrecidas	31
2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias	31
3. Precio de suscripción de las Acciones Ordinarias	31
4. Inversión mínima	31
5. Monto total de la Oferta	31
C. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OFRECIDOS	31
D. DESMATERIALIZACIÓN TOTAL DE LA EMISIÓN	32
E. FECHAS DE SUSCRIPCIÓN, DE ANOTACIÓN EN CUENTA Y DE COLOCACIÓN DE LOS VALORES	32
1. Fecha de Suscripción	32
2. Fecha de Anotación en Cuenta	32
3. Fecha de Colocación	32
F. COMISIONES Y GASTOS CONEXOS	33
G. BOLSA DE VALORES EN LAS CUALES ESTARÁN INSCRITOS LOS VALORES	33
H. OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN	33
I. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DARÁ A CONOCER LA INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA LOS INVERSIONISTAS	33
J. RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A LOS VALORES	34
1. Utilidad en la enajenación de acciones	34
2. Valor patrimonial de las acciones	34
3. Utilidad en la distribución de dividendos	34
4. Renta presuntiva e Impuesto al patrimonio	35
K. ENTIDAD QUE ADMINISTRARÁ LA EMISIÓN	35
1. Registrar el Macrotítulo Representativo de la emisión	35
2. Registrar y anotar en cuenta información sobre	35
3. Cobrar al emisor los derechos patrimoniales	36
4. Remitir informes al emisor	36
5. Actualizar la información	36
6. Llevar el libro de registro de accionistas	36

L.	FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DE DESMATERIALIZACIÓN	37
1.	Cálculo	38
2.	Cobro y Conciliación	38
3.	Control de Dividendos	38
4.	Pagos de dividendos en efectivo y cheque	39
5.	Pagos de dividendos abono en cuenta	39
6.	Control de impuestos y retenciones	39
M.	DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS TITULARES DE LAS ACCIONES ORDINARIAS	39
N.	NUESTRAS OBLIGACIONES	39
1.	Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias	39
2.	Frente a la SFC	40
O.	CLASE DE ACCIONES	40
P.	PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, DETERMINACION DEL PRECIO DE SUSCRIPCION Y EL VALOR PATRIMONIAL DE LA ACCIÓN	40
1.	Precio de Suscripción	40
2.	Valor patrimonial de la acción	40
3.	Determinación del Precio de Suscripción	41
Q.	PROCESO REQUERIDO PARA CAMBIAR LOS DERECHOS ASOCIADOS A LAS ACCIONES ORDINARIAS Y LIMITACIONES PARA LA ADQUISICIÓN DE LAS MISMAS POR PARTE DE LOS ACCIONISTAS	41
1.	Proceso requerido para cambiar los derechos de las Acciones Ordinarias	41
2.	Limitaciones para adquirir las Acciones Ordinarias	41
R.	CONVOCATORIAS A LAS REUNIONES ORDINARIAS Y EXTRAORDINARIAS DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS	41
S.	CONVENIOS QUE AFECTAN EL CAMBIO EN EL CONTROL DEL EMISOR	42
T.	FIDEICOMISOS EN LOS QUE SE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS QUE CONFIEREN LAS ACCIONES ORDINARIAS	43
U.	CLÁUSULAS ESTATUTARIAS O ACUERDOS ENTRE ACCIONISTAS QUE LIMITEN O RESTRINJAN A LA ADMINISTRACIÓN DE LA COMPAÑÍA O A SUS ACCIONISTAS	43
V.	RESTRICCIONES PARA LA NEGOCIACION	43
W.	HISTÓRICO DE LA COTIZACIÓN PROMEDIO Y VOLUMEN TRANSADO DE NUESTRAS ACCIONES	43
	CAPÍTULO II. CONDICIONES DE LA OFERTA PUBLICA MEDIANTE EL PROCESO DE CONSTRUCCION DE LIBRO DE OFERTAS Y DE LA COLOCACIÓN	44
A.	APERTURA Y CIERRE DEL LIBRO DE OFERTAS	44
B.	VIGENCIA DE LA OFERTA Y PLAZO DE SUSCRIPCIÓN	45



C. OFERTA PÚBLICA MEDIANTE EL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DEL LIBRO DE OFERTAS Y MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE FORMULARÁ LA OFERTA	45
D. PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS Y REGLAS GENERALES PARA LA COLOCACIÓN	45
1. Apertura y Cierre del Libro de Ofertas	45
2. Determinación del Precio de Suscripción y número de Acciones Ordinarias a emitir	46
3. Aviso de Oferta Pública, Plazo de Suscripción y Adjudicación	46
E. PROCEDIMIENTO PARA LA ADJUDICACIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS	48
F. COMUNICACIÓN DE LA ADJUDICACIÓN A LOS COLOCADORES	51
G. FORMA DE PAGO DE LAS ACCIONES ORDINARIAS	51
H. MERCADO SECUNDARIO Y METODOLOGÍA DE VALORACIÓN	51
PORTE II - INFORMACIÓN DEL EMISOR	52
CAPÍTULO I. INFORMACIÓN GENERAL	52
A. RAZÓN SOCIAL, SITUACIÓN LEGAL, DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN	52
B. SUPERVISIÓN SOBRE EL EMISOR	52
1. Leyes y Regulaciones	52
2. Marco Institucional	53
C. DOMICILIO SOCIAL PRINCIPAL Y DIRECCIÓN PRINCIPAL	55
D. OBJETO SOCIAL PRINCIPAL	55
E. RESEÑA HISTÓRICA	56
F. COMPOSICIÓN ACCIONARIA E INFORMACIÓN SOBRE NUESTROS PRINCIPALES ACCIONISTAS	59
1. Composición Accionaria	59
2. Información sobre nuestros principales accionistas	60
G. PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO	61
Independencia de los Miembros de la Junta Directiva	61
Comités de la Junta Directiva	61
Código de Buen Gobierno	61
Divulgación de información	61
H. NUESTRA POLÍTICA DE DIVIDENDOS	62

CAPÍTULO II. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR	63
A. ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL EMISOR	63
B. JUNTA DIRECTIVA	63
C. MECANISMOS ADOPTADOS PARA GARANTIZAR INDEPENDENCIA	70
D. VINCULACIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA CON LA SOCIEDAD O SUS SOCIEDADES VINCULADAS	71
E. PERSONAL DIRECTIVO	71
F. PERSONAS QUE EJERCEN LA REVISORÍA FISCAL	74
G. PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y FUNCIONARIOS DIRECTIVOS EN EL EMISOR	75
H. CONVENIOS O PROGRAMAS PARA OTORGAR PARTICIPACIÓN A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR	75
I. SITUACION DE CONTROL	75
J. SOCIEDADES SUBORDINADAS	78
K. RELACIONES LABORALES	86
CAPÍTULO III - ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD, PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES	87
A. DEPENDENCIA DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES Y CLIENTES SUPERIOR AL 20%	87
B. NUESTRAS PRINCIPALES ACTIVIDADES PRODUCTIVAS Y DE VENTAS	87
1. Negocios del grupo empresarial ISA	87
2. Ingresos Provenientes de los Negocios Grupo	91
3. Ingresos por el Negocio de Transporte de Telecomunicaciones	95
4. Ingresos por el Negocio de Operación y Administración	95
5. Marco Regulatorio del Negocio de Transporte de Energía Eléctrica	96
6. Marco Regulatorio del Negocio de Operación y Administración de Mercados	135
CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN FINANCIERA	136
A. CAPITAL AUTORIZADO, SUSCRITO Y PAGADO DEL EMISOR, SEÑALANDO EL NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN Y LAS RESERVAS	136
B. OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR CELEBRADAS EN EL ÚLTIMO AÑO	137
C. PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES	137



D. INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS	137
1. Política de dividendos de la sociedad	137
2. Utilidad neta y dividendos decretados correspondientes a los tres (3) últimos años	138
3. Información relacionada	138
E. INFORMACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN DE EBITDA EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS Y AL CORTE DE SEPTIEMBRE	141
F. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL EN LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS	142
G. OBLIGACIONES CONVERTIBLES	142
H. PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR	142
1. Principales Activos e Inversiones	142
2. Política de Manejo de Inversiones	149
I. INVERSIONES QUE EXCEDEN EL 10% DEL TOTAL DE ACTIVOS DEL EMISOR	149
J. RESTRICCIONES PARA LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIONES DEL EMISOR	150
1. Restricciones estatutarias	150
K. PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN	150
L. COMPROMISOS EN FIRME PARA LA ADQUISICIÓN DE INVERSIONES FUTURAS	150
M. DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS	151
N. PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD DEL EMISOR QUE ESTÁN SIENDO USADAS BAJO CONVENIOS CON TERCERAS PERSONAS, SEÑALANDO REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS	154
O. INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE FOMENTO QUE AFECTE AL EMISOR	154
P. OPERACIONES CON VINCULADOS, CELEBRADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR	154
1. Información general	154
2. Principales transacciones con vinculados económicos	155
Q. CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL CINCO POR CIENTO (5%) O MÁS DEL PASIVO TOTAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO EJERCICIO	157
R. OBLIGACIONES FINANCIERAS DE LA ENTIDAD EMISORA AL CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR	158
S. PROCESOS RELEVANTES CONTRA LA SOCIEDAD EMISORA	158
T. VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES	158

U. TÍTULOS DE DEUDA EN CURSO QUE SE HAYAN OFRECIDO PÚBLICAMENTE Y SE ENCUENTREN SIN REDIMIR	159
1. Ofertas locales	159
2. Oferta de bonos de ISA Capital	162
V. GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS	163
W. EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR. 165	
1. Estrategia de crecimiento	165
2. Oportunidades de inversión en el mediano plazo	166
 CAPÍTULO V. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS	167
A. TENDENCIAS, COMPROMISOS O ACONTECIMIENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LA LIQUIDEZ DEL EMISOR, SUS RESULTADOS DE OPERACIÓN O SU SITUACIÓN FINANCIERA	168
1. Aspectos Generales	168
2. Ingresos Regulados	168
3. Comportamiento del Último Año de los Ingresos Operacionales	176
C. CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN VENTAS, COSTO DE VENTAS, GASTOS DE OPERACIÓN, COSTO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO, IMPUESTOS Y UTILIDAD NETA (CIFRAS CONSOLIDADAS)	183
1. Periodo con cierre a 30 de septiembre de 2009, comparado con el cierre a 30 de septiembre de 2008	183
2. Año con cierre a 31 de diciembre de 2008 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2007.	186
D. PASIVO PENSIONAL Y CARGA PRESTACIONAL	193
1. Pensiones de jubilación a cargo del emisor	193
2. Beneficios extralegales otorgados por el emisor	194
3. Obligaciones laborales del emisor	194
4. Cifras consolidadas	195
E. IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y DE LAS FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO	196
F. PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA	199
1. Obligaciones financieras en moneda extranjera	199
2. Contratos de crédito significativos en moneda extranjera	200
3. Inversiones en moneda extranjera	202
4. Instrumentos de cobertura.	202
G. RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA SOCIEDAD	202
1. ISA Capital	202
2. REP	202
3. ISA Perú	203
4. Consorcio TransMantaro	203
5. ISA Bolivia	203



H. INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL FINAL DE LOS 3 ÚLTIMOS EJERCICIOS FISCALES	204
1. Bonos en circulación	204
2. Obligaciones Financieras	205
I. INFORMACIÓN SOBRE LOS CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE EL EMISOR MANTENGA EN EL ÚLTIMO EJERCICIO FISCAL	206
J. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES EN CAPITAL QUE SE TENÍAN COMPROMETIDAS AL FINAL DEL ÚLTIMO EJERCICIO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE REPORTADO, ASÍ COMO DEL DETALLE ASOCIADO A DICHAS INVERSIONES Y LA FUENTE DE FINANCIAMIENTO NECESARIA	206
K. EXPLICACIÓN DE LOS CAMBIOS IMPORTANTES OCURRIDOS EN LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE DEL ÚLTIMO EJERCICIO	206
1. Respecto del emisor	206
2. Respecto del grupo	208
3. Tendencia general de las cuentas del balance en los tres (3) últimos ejercicios	211
 CAPÍTULO VI. ESTADOS FINANCIEROS	 213
A. RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA	213
B. ESTADOS FINANCIEROS BÁSICOS CORRESPONDIENTES A LOS TRES (3) ÚLTIMOS AÑOS.	215
C. BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR A CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR A LA FECHA DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN	215
D. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL EMISOR A CORTE DEL ÚLTIMO EJERCICIO ANUAL APROBADO	232
 CAPÍTULO VII. INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR	 233
A. FACTORES MACROECONÓMICOS QUE AFECTEN LA RENTABILIDAD REAL DEL VALOR QUE SE OFRECE	233
B. DEPENDENCIA EN PERSONAL CLAVE (ADMINISTRADORES)	233
C. DEPENDENCIA EN UN SOLO SEGMENTO DE NEGOCIO	233
D. INTERRUPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL EMISOR, QUE HUBIERE SIDO OCASIONADA POR FACTORES DIFERENTES A LAS RELACIONES LABORALES	234
E. AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO PARA LOS VALORES OFRECIDOS	234
F. AUSENCIA DE UN HISTORIAL RESPECTO DE LAS OPERACIONES DEL EMISOR	235
G. OCURRENCIA DE RESULTADOS OPERACIONALES NEGATIVOS, NULOS O INSUFICIENTES EN LOS ÚLTIMOS 3 AÑOS	235

H. INCUMPLIMIENTOS EN EL PAGO DE PASIVOS BANCARIOS Y BURSÁTILES	235
I. LA NATURALEZA DEL GIRO DEL NEGOCIO QUE REALIZA O QUE PRETENDE REALIZAR EL EMISOR	235
J. RIESGOS GENERADOS POR CARGA PRESTACIONAL, PENSIONAL, SINDICATOS	239
1. Pensiones de jubilación	239
2. Beneficios extralegales	239
3. Sindicatos	240
K. RIESGOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DEL EMISOR	240
1. Riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento	240
2. Otros riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento e inversión en nuevos negocios	240
3. Si aumentamos nuestro apalancamiento financiero, nuestra condición financiera puede afectarse adversamente	241
L. VULNERABILIDAD DEL EMISOR ANTE VARIACIONES EN LA TASA DE INTERÉS Y/O TASA DE CAMBIO	242
M. DEPENDENCIA DEL NEGOCIO RESPECTO A LICENCIAS, CONTRATOS, MARCAS, PERSONAL CLAVE Y DEMÁS VARIABLES, QUE NO SEAN DE PROPIEDAD DEL EMISOR	242
N. SITUACIONES RELATIVAS A LOS PAÍSES EN LOS QUE OPERA EL EMISOR	244
1. Aspectos Generales	244
2. Riesgos relacionados con nuestras operaciones en Brasil	247
O. ADQUISICIÓN DE ACTIVOS DISTINTOS A LOS DEL GIRO NORMAL DEL NEGOCIO DEL EMISOR	256
P. VENCIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO	256
Q. IMPACTO DE LAS REGULACIONES Y NORMAS QUE ATAÑEN AL EMISOR Y DE POSIBLES CAMBIOS EN LAS MISMAS	257
R. IMPACTO DE DISPOSICIONES AMBIENTALES	260
S. EXISTENCIA DE CRÉDITOS QUE OBLIGUEN AL EMISOR A CONSERVAR DETERMINADAS PROPORCIONES EN SU ESTRUCTURA FINANCIERA	261
1. Compromisos relacionados con empréstitos	261
2. Con Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento	261
T. OPERACIONES A REALIZAR QUE PODRÍAN AFECTAR EL DESARROLLO NORMAL DEL NEGOCIO	261
U. FACTORES POLÍTICOS, TALES COMO INESTABILIDAD SOCIAL, ESTADO DE EMERGENCIA ECONÓMICA, ETC.	262
V. COMPROMISOS CONOCIDOS POR EL EMISOR, QUE PUEDEN SIGNIFICAR UN CAMBIO DE CONTROL EN SUS ACCIONES	263
W. DILUCIÓN POTENCIAL DE INVERSIONISTAS	263



X. RIESGOS RELACIONADOS CON LA COBERTURA DE SEGUROS	263
Y. CAMBIOS EN LAS NORMAS TRIBUTARIAS	264
Z. LITIGIOS PENDIENTES	264

ANEXOS

ANEXO A – CONSTANCIA DEL REPRESENTANTE LEGAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., DENTRO DE LO DE SU COMPETENCIA	266
ANEXO B – CONSTANCIA DEL REVISOR FISCAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., DENTRO DE LO DE SU COMPETENCIA	267
ANEXO C – INFORMES DE GESTIÓN E INFORMACIÓN FINANCIERA	268
ANEXO D – FORMATO QUE INCLUYE EL BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR CON CORTE AL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR	269
ANEXO E – PROCESOS RELEVANTES EN LOS CUALES ES PARTE LA SOCIEDAD EMISORA	272

GLOSARIO

A. Términos del Mercado de Valores

Acciones Ordinarias	Son las acciones ordinarias de ISA que ofrecemos al público en general y que están inscritas en el RNVE y en la BVC.
Aceptación de Oferta	Es la declaración de voluntad irrevocable y unilateral por medio de la cual el inversionista formula una orden de compra de las Acciones Ordinarias dentro del Monto B y por un precio igual al Precio de Suscripción.
Aceptante	Toda persona que: (i) presente Postura de Demanda conforme a las condiciones establecidas para el efecto en el presente Prospecto, y por un precio igual o superior al Precio de Suscripción, o (ii) presente Aceptación de la Oferta conforme a las condiciones establecidas para el efecto en el presente Prospecto.
Administrador del Libro	Es la Bolsa de Valores de Colombia S.A., entidad encargada de llevar el Libro de Ofertas que contiene las órdenes de demanda que reciban los Colocadores durante el Período de Apertura del Libro, según los términos y condiciones del presente Prospecto.
Anuncio de Apertura	Es la comunicación que se publicará en un diario de amplia circulación para informarle al público en general respecto de la Fecha de Apertura del Libro, el procedimiento de construcción del Libro de Ofertas y la Fecha de Cierre del Libro.
Aviso de Oferta Pública	Es la comunicación dirigida a los Destinatarios de la Oferta que será publicada en un diario de amplia circulación nacional, mediante la cual se informa la decisión de la Junta Directiva de formalizar la Oferta Pública, el Precio de Suscripción, las condiciones y el tamaño de la emisión, si hay lugar a ello.
Beneficiario Real	Tiene el alcance que le atribuye la Resolución 400 de 1995 de la antigua Sala General de la Superintendencia de Valores, hoy SFC y las demás normas que la sustituyan, modifiquen, adicionen o complementen.
BVC	Bolsa de Valores de Colombia S.A.
Capitalización Bursátil	Es el valor dado a una sociedad inscrita en bolsa. Se calcula multiplicando el precio de cotización de cada acción por el número de acciones que componen el capital de la respectiva sociedad inscrita.
Colocadores	Son las sociedades Corredores Asociados S.A. y Valores Bancolombia S.A.



DECEVAL	Es el Depósito Centralizado de Valores S.A. entidad a través de la cual se depositarán y administrarán las Acciones Ordinarias.
Desmaterialización	Operación por medio de la cual un valor desaparece físicamente como tal, eliminando el riesgo de su manejo físico, de manera que su administración tiene lugar mediante registro electrónico.
Destinatarios de la Oferta	El público en general, incluyendo los fondos de pensiones y cesantías.
Dividendo	Valor decretado por nuestra Asamblea General de Accionistas en favor de nuestros accionistas, en dinero o en acciones, como retribución por su inversión; se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas y con recursos provenientes de nuestras utilidades y reservas.
Emisor	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Fecha de Apertura	Es la fecha que determinará la Junta Directiva para abrir el Libro de Ofertas. Esta fecha será posterior a la fecha en que se reciba autorización por parte de la SFC para realizar la Oferta Pública.
Fecha de Cierre	Es la fecha que determinará la Junta Directiva para cerrar el Libro de Ofertas.
Ley de Circulación	Mecanismo o forma a través de la cual se transfiere la propiedad de un valor. Hay tres formas: 1. Al portador: con la sola entrega. 2. A la orden: mediante endoso y entrega. 3. Nominativa: endoso, entrega e inscripción ante el emisor. La Ley de Circulación de las Acciones Ordinarias es nominativa.
Libro de Ofertas, Libro de Ofertas Para la Colocación o Libro	Es el libro donde se registrarán las Posturas de Demanda de nuestras Acciones Ordinarias que cumplan con las condiciones establecidas en el presente Prospecto y que fueron recibidas por los Colocadores durante el Período de Construcción del Libro de Ofertas.
Monto A de Acciones Ordinarias	Es el monto de las Acciones Ordinarias a ser adjudicado de manera prioritaria durante el Plazo de Suscripción, a los aceptantes que durante el término del apertura del libro de ofertas hayan demandado acciones ordinarias por un precio igual o superior al Precio de Suscripción. El Monto A de Acciones Ordinarias en ningún caso podrá ser superior al noventa y cinco (95%) del total de las Acciones Ordinarias colocadas por ISA.

	El Monto A de Acciones Ordinarias corresponde a 30,415,694 Acciones Ordinarias.
Monto B de Acciones Ordinarias	Es el monto de Acciones Ordinarias a ser adjudicado durante el Plazo de Suscripción, el cual será adjudicado mediante el mecanismo “primero en el tiempo primero en el derecho”. El Monto B de Acciones Ordinarias en ningún caso podrá ser inferior al cinco por ciento (5%) del total de las Acciones Ordinarias colocadas por ISA.
	El Monto A de Acciones Ordinarias corresponde a 1,600,826 Acciones Ordinarias.
Monto Mínimo de Acciones	Es el monto de quinientas (500) acciones.
Oferta	Es la oferta de las acciones de ISA dirigidas al público en general.
Período de Construcción	Es el lapso de tiempo durante el cual estará abierto el Libro de Ofertas para la recepción y registro de las órdenes de demanda de nuestras Acciones Ordinarias.
Plazo de Suscripción	Quince (15) días hábiles a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública. En todo caso, el Plazo de Suscripción podrá agotarse de forma anticipada según los términos establecidos en este Prospecto.
Postura de Demanda	Es la orden de compra que formula un inversionista respecto del Monto A de las Acciones Ordinarias.
Precio de Suscripción	El precio es de doce mil pesos colombianos (Col\$12,000) por Acción Ordinaria.
	Es el valor de cada Acción Ordinaria, el cual fue determinado por nuestra Junta Directiva de acuerdo con el Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007 y del presente Prospecto, que se publicará en el Aviso de Oferta Pública.
Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas	Es el procedimiento según el cual el emisor puede determinar el precio, la distribución y asignación de los valores a emitir y el tamaño de la emisión a través del mercadeo, la promoción preliminar de los valores y la recepción y registro de órdenes de demanda en el Libro de Ofertas. Ver PARTE I – DE LOS VALORES, Capítulo 2, Literal A.
Prospecto o Prospecto de Información	Es el presente documento de información y sus anexos.
RNVE	Es el Registro Nacional de Valores y Emisores.



Reglamento de Emisión y Colocación	Es el reglamento de emisión y colocación de acciones que fue aprobado por nuestra Junta Directiva el 25 de noviembre de 2009.
SFC	Superintendencia Financiera de Colombia.
Underwriting al Mejor Esfuerzo	Mecanismo de colocación de títulos, mediante el cual los Colocadores se comprometen con el emisor a realizar sus mejores esfuerzos a fin de colocar la emisión en el público inversionista dentro de un plazo determinado.

B. Términos Técnicos y Regulatorios

AE	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de Bolivia.
ANEEL	La Agencia Nacional de Electricidad y Energía de Brasil (<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i>).
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales de Colombia.
BMME	El Ministerio de Minas y Energía de Brasil (<i>Ministério de Minas e Energia</i>).
BSIN	El sistema de Interconexión Nacional de Brasil (<i>Sistema Interligado Nacional</i>).
CGN	Contaduría General de la Nación de Colombia.
CGR	Contraloría General de la República de Colombia.
CND	Centro Nacional de Despacho de Electricidad de Colombia.
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga de Bolivia.
Código de Redes	El Código de Redes de Colombia promulgado de conformidad con la Resolución 025 del 13 de julio de 1995 de la CREG
COES	Comité de Operación Económica del Sistema de Perú.
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social de Colombia.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.
CRT	Comisión de Regulación de Telecomunicaciones de Colombia.
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística de Colombia.
DGAEE	Dirección Jurídica de Aspectos Ambientales de Perú.

DNP	Departamento Nacional de Planeación de Colombia.
DOE/EIA	Departamento de Energía/Administración de Información de Energía de EE.UU.
GW	Gigavatio; un gigavatio es igual a 1,000 MW.
GWh	Gigavatio hora; un gigavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una tasa constante de 1 GW.
IPC	Índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE.
IPCB	Índice de Precios al Consumidor de Bolivia.
IPP	Índice de Precios al Productor de Colombia certificado por el DANE.
ISO 9001	Certificación ISO 9001 expedida por la Organización Internacional para la Normalización (International Organization for Standardization ISO).
Km	Kilómetro.
kV	kilovoltio; un kilovoltio es igual a mil voltios; unidad de tensión eléctrica.
kW	Kilovatio; potencia equivalente a 1.000 vatios. Donde el vatio o watio (símbolo W) es la la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Expresado en unidades utilizadas en electricidad, el vatio es la potencia producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 VA).
kWh	Kilovatio hora; un kilovatio hora representa una hora de consumo o producción de electricidad a una tasa constante de 1 kW.
MAVDT	Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia.
MEM	Mercado de Energía Mayorista de Colombia.
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.
Mi	Milla.
MINEM	Ministerio de Energía y Minas de Perú.
MME	Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
MVA	Megavoltio amperio; unidad usada para medir la capacidad de un transformador.



Mvar	Megavar; megavoltio amperio reactivo. Unidad usada para medir la capacidad de equipos de compensación capacitiva e inductiva.
MW	Megavatio: un megavatio es una unidad de potencia equivalente a 1,000kW.
MWh	Megavatio hora; un megavatio hora representa una hora de consumo de electricidad a una velocidad constante de 1 MW.
ONS	El Operador Nacional de Brasil del Sistema Eléctrico.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (autoridad regulatoria de la electricidad en Perú).
PAAG	Porcentaje de Ajuste del Año Gravable de Colombia.
PCGA	Principios Contables Generalmente Aceptados.
PCMA	Porcentaje de Compensación Mensual del Activo.
PCSA	Porcentaje de Compensación Semanal del Activo.
PPI	Índice de Precios al Productor de Estados Unidos.
SDE	Superintendencia de Electricidad de Bolivia. A partir del 7 de febrero de 2009 se sustituye por decreto del gobierno boliviano por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad –AE-.
SDL	Sistema de Distribución Local. Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú.
SIC	Sistema de Intercambio Comercial (sistema de liquidación y compensación para el MEM).
SIEPAC	Sistema de Interconexión de los Países de América Central.
SIN	Sistema Interconectado Nacional de Colombia, es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.
SINB	Sistema Interconectado Nacional de Bolivia.
SMLMV	Salario Mínimo Legal Mensual Vigente en Colombia.

SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia.
STN	Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.
STR	Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.
TRM	Tasa Representativa del Mercado en Colombia.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia.
Usuarios No Regulados	Consumidores de energía en Colombia que tienen un pico de demanda mayor de 0.1 MW o un consumo mínimo mensual mayor a 55.0 MWh.
VRN	Valor de Reposición a Nuevo.
WPI	Índice de precios de ventas al por mayor de Estados Unidos.



PARTE I - DE LOS VALORES

CAPÍTULO I. CARACTERÍSTICAS DE LOS TÍTULOS, CONDICIONES Y REGLAS DE LA EMISIÓN

A. CLASE DE VALORES OFRECIDOS, DERECHOS QUE INCORPORAN LOS VALORES Y LEY DE CIRCULACIÓN

1. Clase de valor ofrecido

Estamos ofreciendo al público en general Acciones Ordinarias emitidas por nosotros, nominativas, libremente negociables y transferibles mediante anotación en cuenta, con sujeción a los términos establecidos en nuestros Estatutos Sociales. Las Acciones Ordinarias serán ofrecidas mediante oferta pública en el mercado primario.

2. Derechos que otorgan nuestras Acciones Ordinarias

Derechos de Voto

Cada Acción Ordinaria faculta al titular de la misma a un voto en cualquier reunión de la Asamblea General de Accionistas. Las reuniones de la Asamblea General de Accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias. Las reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se llevan a cabo una vez al año, a más tardar el primero de abril del año respectivo para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, para elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la política de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los miembros de la Junta Directiva son elegidos mediante el método de cuociente electoral.

Bajo el sistema del cuociente electoral, cada titular de Acciones Ordinarias tiene derecho a nominar para elección a uno o más miembros de la Junta Directiva a través de la presentación de una lista de nominados en la reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas. Cada nominación de uno o más miembros de Junta Directiva constituye un grupo para efectos de la elección, y cada grupo de nominados debe contener una jerarquía respecto del orden de preferencia de los nominados que serán elegidos en ese grupo. Los nominados deben aceptar expresamente su nominación por escrito. Una vez se nominan todos los grupos, los titulares de las Acciones Ordinarias pueden emitir un voto por cada Acción Ordinaria que posean a favor de un grupo específico de nominados incluidos en una lista. No se podrán emitir votos para nominados específicos en un grupo, sino para el grupo completo; el número total de votos emitidos en la elección se divide por el número de miembros de Junta Directiva a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios para elegir cada miembro de Junta Directiva en particular. Cada vez que el número de votos emitidos por un grupo de nominados sea divisible por el cuociente de votos, será elegido un nominado de ese grupo, en el orden de jerarquía de ese grupo. Cuando ningún grupo tenga suficientes votos residuales para llenar el cuociente de votos necesarios para elegir un miembro de Junta Directiva, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto del grupo que posea el número más alto de votos residuales emitidos hasta llenar los cargos sobrantes. En caso de empate en los residuos, se elegirá al miembro al azar. Bajo la Ley 964 de 2005 (en adelante la "Ley 964"), por lo menos el veinticinco por ciento (25%) de los miembros de la Junta Directiva, en nuestro caso, dos miembros principales y dos miembros suplentes deben ser miembros independientes.

Las reuniones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas pueden celebrarse cuando sean debidamente convocadas para un propósito o propósitos específicos con cinco (5) días calendario de anticipación, o sin previo aviso, cuando se encuentran presentes en la reunión los accionistas que representan todas las acciones suscritas. El quórum para las reuniones, tanto ordinarias como extraordinarias, de la Asamblea General de Accionistas corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mitad más una de las acciones suscritas. Si no hay suficiente quórum, se convocará a una segunda reunión posterior donde la presencia de por lo menos dos accionistas constituye el quórum, independientemente del número de acciones representadas. De acuerdo con la ley colombiana y nuestros Estatutos, las reuniones de la Asamblea General de Accionistas podrán ser convocadas por la Junta Directiva, el Gerente General, el revisor fiscal y los accionistas que representen por lo menos el 20% del capital suscrito.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una reunión de la Asamblea General de Accionistas mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente reunión de la Asamblea General de Accionistas. De conformidad con la ley colombiana y nuestros Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

Los accionistas pueden otorgar poder a terceros para que los representen en las asambleas generales de accionistas, indicando el nombre del apoderado, la persona en quien éste puede sustituirlo, si es del caso, y la fecha o época de la reunión o reuniones para las cuales se otorga el poder. Los poderes se pueden enviar a la Compañía por fax o por medios electrónicos.

Los administradores de la Compañía en ejercicio de sus cargos no pueden representar acciones que no sean las propias en la Asamblea General de Accionistas, salvo en los casos de representación legal.

Derecho de Inspección.

Por lo menos una vez al año, a más tardar el primero de abril de ese año, la Asamblea General de Accionistas se debe reunir en sesión ordinaria para decidir sobre nuestros informes, cuentas y estados financieros del año fiscal anterior, elegir a los miembros de la Junta Directiva y al revisor fiscal y para decidir sobre la distribución de dividendos y el reparto de utilidades del año fiscal anterior, si las hubiere, así como sobre ganancias retenidas de años fiscales anteriores. Los titulares de nuestras Acciones Ordinarias tendrán derecho a inspeccionar libremente nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince días hábiles anteriores a las reuniones donde se examinen los estados financieros de fin de ejercicio.

Dividendos

Los titulares de las Acciones Ordinarias, una vez aprobados los estados financieros, deben decidir sobre el reparto de nuestras utilidades susceptibles de reparto, si las hubiere, para el año anterior mediante decisión adoptada con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen la mitad más una de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas, previa recomendación de la Junta Directiva y nuestro Gerente General. Según la ley colombiana y nuestros Estatutos, debemos distribuir como mínimo el



50% de nuestras utilidades líquidas a todos nuestros accionistas, calculadas después del pago de impuestos de renta, la creación de la reserva legal y otras reservas, y de enjugar las pérdidas de los años fiscales anteriores. El requerimiento de dividendo mínimo del 50% puede condonarse mediante el voto de los titulares de mínimo el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la Asamblea de Accionistas.

De conformidad con nuestros Estatutos y la ley Colombiana, el 10% de nuestras utilidades netas anuales debe destinarse a la creación de una reserva legal hasta que dicha reserva sea equivalente por lo menos al 50% de nuestro capital suscrito. Todas las Acciones Ordinarias totalmente pagadas y en circulación al momento de declararse un dividendo u otro reparto tendrán derecho a la participación proporcional de dicho dividendo u otro reparto. Las Acciones Ordinarias parcialmente pagadas participan en un dividendo o reparto en la misma proporción en que han sido pagadas dichas acciones al momento del dividendo o reparto.

El pago de dividendos en acciones requiere la aprobación de los tenedores del 80% de las Acciones Ordinarias presentes en una reunión de la Asamblea General de Accionistas.

Los dividendos declarados sobre las Acciones Ordinarias serán pagados a los accionistas inscritos, según como aparece en el libro de registro de accionistas que conservamos, en las fechas de registro correspondientes que inicialmente serán las mismas a las fechas correspondientes de pago de dividendos.

En nuestra última reunión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2009, los accionistas aprobaron: (a) Constituir las reservas de ley por valor de Col\$25,487 millones, para la reserva por disposición fiscal según lo establecido en el Artículo 130 del Estatuto Tributario; (b) decretar un dividendo sobre un valor de las utilidades líquidas igual a Col\$163,501 millones, que corresponde al 77.45% de la utilidad líquida del año 2008. El dividendo por acción será de Col\$152 correspondiente a un incremento del 8.6% respecto del dividendo por acción del año 2007, para las 1,075,661,374 acciones ordinarias en circulación. El pago se realizará en cuatro cuotas trimestrales iguales a razón de Col\$38 por acción: 16 de abril de 2009, 16 de julio de 2009, 16 de octubre de 2009 y 27 de enero de 2010, y (c) Disponer de las utilidades del ejercicio para constituir reserva ocasional para el fortalecimiento patrimonial por valor de Col\$47,605 millones, con el fin de contribuir a la estrategia de crecimiento de ISA, y a mantener su solidez financiera.

Derechos al momento de liquidación

Entraremos en causal de disolución si: (a) estamos imposibilitados para llevar a cabo nuestro objeto social; (b) tenemos menos de cinco accionistas; (c) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión; (d) una autoridad competente así lo decide; (e) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (f) ocurren los demás casos expresamente establecidos por ley y los estatutos. Al momento de nuestra disolución la SSPD podrá tomar control de nosotros con el propósito de asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión eléctrica, bien sea para administrarnos o para liquidarnos.

En caso de liquidación, los tenedores de las Acciones Ordinarias totalmente pagadas tendrán derecho a recibir una parte proporcional de los activos sociales una vez pagado nuestro pasivo externo. Los tenedores de Acciones Ordinarias pagadas parcialmente tendrán derecho a recibir una parte proporcional al valor efectivamente pagado.

Derecho de negociación

Los tenedores de las Acciones Ordinarias tendrán derecho a negociar libremente nuestras Acciones Ordinarias según los términos de nuestros estatutos.

Derechos de preferencia y otras disposiciones contra la dilución

De conformidad con las disposiciones del Código de Comercio, estamos autorizados a tener un monto de capital suscrito inferior al capital autorizado contemplado en nuestros estatutos. Bajo ese sistema, la Asamblea General de Accionistas determina el monto de nuestro capital autorizado. Al momento de constituir una compañía colombiana, su capital suscrito debe representar por lo menos el 50% del capital autorizado. Cualquier aumento en el capital autorizado o disminuciones en el capital suscrito debe ser aprobado mediante el voto afirmativo de dos o más accionistas que representen la mitad más una de las acciones presentes en una asamblea de accionistas.

La ley colombiana establece que cuando una compañía emita nuevas acciones de cualquier clase en circulación, debe ofrecer a los tenedores de cada clase de acciones el derecho a comprar un número de acciones de esa clase suficiente para mantener su porcentaje de participación existente sobre el agregado del capital social de la compañía. Estos derechos a favor de los accionistas se llaman derechos de preferencia en la suscripción de acciones.

La Asamblea General de Accionistas puede suspender el derecho de preferencia respecto de un incremento de capital específico mediante el voto favorable de un número plural de accionistas que representen mínimo el 50% más uno de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión celebrada para tal efecto.

En caso que los tenedores de las Acciones Ordinarias aprueben una reducción en nuestro capital social mediante el voto afirmativo de más del 50% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión, la parte de nuestro capital representado por las Acciones Ordinarias se reducirá proporcionalmente, siempre y cuando la Superintendencia de Sociedades y el funcionario del trabajo competente así lo autoricen, en caso de haber reembolso efectivo de capital o el pasivo externo consista en prestaciones sociales respectivamente. Si se otorga dicha aprobación, los tenedores de las Acciones Ordinarias que hubieren votado en contra de la disminución de capital o que no estuvieren presentes en la reunión donde se votó al respecto, tendrán derecho a redimir dichas acciones siempre y cuando como resultado de la disminución se reduzca el valor patrimonial o nominal de la acción. El derecho de retiro debe ejercerse dentro de los quince (15) días siguientes a nuestra notificación sobre la reducción de nuestro capital social a los titulares de Acciones Ordinarias disidentes o ausentes.

3. Ley de circulación y negociación secundaria

Nuestras Acciones Ordinarias son títulos nominativos y se transferirán mediante anotaciones en cuenta o subcuentas de depósito de los tenedores en DECEVAL. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales se harán mediante registros y sistemas electrónicos de datos, siguiendo el procedimiento establecido en el reglamento operativo de DECEVAL.

Nuestras Acciones Ordinarias tendrán mercado secundario a través de la BVC y podrán ser negociadas libremente por sus tenedores legítimos en los sistemas transaccionales de la BVC.

DECEVAL actuando en calidad de administrador de la emisión, al momento en que efectúe los registros o anotaciones en cuenta de depósito de los suscriptores de las Acciones Ordinarias, acreditará en la cuenta correspondiente las Acciones Ordinarias suscritas por el titular.



B. CANTIDAD DE VALORES OFRECIDOS, VALOR NOMINAL, PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, INVERSIÓN MÍNIMA Y MONTO TOTAL DE LA OFERTA

1. Cantidad de Acciones Ordinarias ofrecidas

El número de Acciones Ordinarias que ofrecemos será determinado por nuestra Junta Directiva a partir de los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El número de acciones que se ofrecen no será en ningún caso superior a treinta y dos millones diez y seis mil quinientas veinte acciones ordinarias (32,016,520)

2. Valor nominal de las Acciones Ordinarias

Nuestras Acciones Ordinarias tienen un valor nominal de treinta y dos pesos coma ocho cero cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (\$32,80000000535200) cada una.

3. Precio de suscripción de las Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias se suscribirán al precio que determine la Junta Directiva, el cual se informará mediante comunicación escrita dirigida por el Representante Legal de ISA a la Superintendencia Financiera de Colombia a más tardar el día hábil anterior a la publicación del Aviso de Oferta Pública. El Precio de Suscripción será determinado por nuestra Junta Directiva de manera discrecional, con base en los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del libro de ofertas según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007. El Precio de Suscripción no será en ningún caso inferior al valor nominal de la acción.

4. Inversión mínima

Los Destinatarios de la Oferta de las Acciones Ordinarias interesados en invertir en nuestras Acciones Ordinarias deberán adquirir mínimo quinientas (500) Acciones Ordinarias. El monto mínimo de la inversión será el resultado de multiplicar quinientos (500) por el Precio de Suscripción.

No obstante lo anterior y de manera excepcional, un inversionista podrá ser adjudicatario de un número de acciones inferior a quinientas (500) Acciones Ordinarias como resultado de la aplicación de los procedimientos de adjudicación establecidos tanto para el Monto A como para el Monto B de las Acciones Ordinarias.

5. Monto total de la Oferta

El monto total de la Oferta es el resultado de multiplicar el número de Acciones Ordinarias que ofrecemos por el Precio de Suscripción.

En ningún caso el precio de cada Acción Ordinaria será inferior al valor nominal. La diferencia entre el valor nominal de cada Acción Ordinaria y el Precio de Suscripción de cada Acción Ordinaria se llevará a la cuenta de Superávit de Capital por Prima en Colocación de Acciones, no susceptible de distribución como dividendo.

C. CARACTERÍSTICAS DE LOS VALORES OFRECIDOS

Nuestras Acciones Ordinarias tienen las características y le confieren a sus titulares los derechos mencionados en el Capítulo I Sección A de este Prospecto.

Por otra parte la adquisición de nuestras Acciones Ordinarias implica para los Aceptantes el cumplimiento de los siguientes deberes: (i) acatar y cumplir las decisiones adoptadas por nuestros órganos sociales, (ii) sujetarse a las disposiciones de nuestros estatutos sociales y colaborar con el cumplimiento de nuestro objeto social, (iii) pagar las Acciones Ordinarias suscritas en los términos y condiciones establecidos, (iv) abstenerse de realizar actos que impliquen conflictos de interés, (v) registrar con DECEVAL su domicilio y la dirección de su residencia o la de sus representantes legales o apoderados para el envío de las comunicaciones a que hubiere lugar a la dirección registrada, (vi) colaborar con el emisor para el cumplimiento de las normas sobre prevención y control de actividades delictivas a través del mercado de valores.

D. DESMATERIALIZACIÓN TOTAL DE LA EMISIÓN

La emisión de las Acciones Ordinarias será totalmente desmaterializada y depositada en DECEVAL, para su administración y custodia. Las Acciones Ordinarias no podrán ser materializadas nuevamente y en consecuencia los Aceptantes al aceptar la Oferta renuncian expresamente a la facultad de pedir la materialización de las Acciones Ordinarias en cualquier momento. En consecuencia, todo comprador de las Acciones Ordinarias deberá celebrar un contrato de mandato con una entidad autorizada para participar como depositante directo en DECEVAL. El depósito y administración de las Acciones Ordinarias a través de DECEVAL se regirá por lo establecido en la Ley 964 de 2005, la Ley 27 de 1990, el Decreto reglamentario 437 de 1992, la Resolución 1200 de 1995 de la SFC, y las demás normas que modifiquen o regulen el tema, así como el reglamento de operaciones de DECEVAL.

Las Acciones Ordinarias se encuentran representadas en un título global en custodia de DECEVAL y en consecuencia, la titularidad de las respectivas Acciones Ordinarias se constituirá por la respectiva anotación en cuenta que realice DECEVAL. Los titulares de las Acciones Ordinarias harán constar los derechos representados por la anotación en cuenta mediante los certificados de depósito que expida DECEVAL conforme a las normas pertinentes y a su propio reglamento.

E. FECHAS DE SUSCRIPCIÓN, DE ANOTACIÓN EN CUENTA Y DE EMISIÓN DE LOS VALORES

1. Fecha de Suscripción

Para todos los efectos la fecha de suscripción de nuestras Acciones Ordinarias será la fecha en la cual se perfeccione el respectivo contrato de suscripción.

2. Fecha de Anotación en Cuenta

Para todos los efectos se entenderá como fecha de anotación en cuenta, la fecha en la cual DECEVAL realice la respectiva anotación en cuenta de la suscripción de las Acciones Ordinarias o la fecha en que se registren las transferencias de las mismas.

3. Fecha de Emisión

Para todos los efectos la fecha de emisión será el día hábil en que se publique el Aviso de Oferta Pública de las Acciones Ordinarias en un diario de amplia circulación nacional.



F. COMISIONES Y GASTOS CONEXOS

La comisión de suscripción de esta emisión será asumida por el Emisor.

Los Inversionistas deberán asumir los gastos que se puedan producir como consecuencia del gravamen a los movimientos financieros (4x1,000) al momento de efectuar el pago de las Acciones Ordinarias.

Es posible que los Inversionistas deban asumir el pago de alguna comisión a favor de sus respectivos depositantes directos, a través de los cuales se creará la cuenta individual de cada uno de los Inversionistas en el DECEVAL. Esta comisión será convenida entre el Inversionista y el respectivo depositante directo.

La adquisición o enajenación de acciones en la BVC a través de una sociedad comisionista de bolsa puede generar a favor de esta última el pago de una comisión que habrá de ser convenida entre el Aceptante y la respectiva sociedad comisionista de bolsa.

G. BOLSA DE VALORES EN LAS CUALES ESTARÁN INSCRITOS LOS VALORES

Nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC.

H. OBJETIVOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DE LA EMISIÓN

Destinaremos la totalidad de los recursos obtenidos de la emisión para financiar nuestro plan de inversiones y optimizar la estructura de capital. ISA en cumplimiento de la MEGA se encuentra evaluando y desarrollando proyectos de expansión, los cuales se propone apalancar con la oferta pública de acciones, de la siguiente manera aproximada: (i) el 40% será destinada a la capitalización de compañías filiales, y (ii) el 60% será destinada a posibles adquisiciones y nuevos negocios. El incremento patrimonial fortalecerá la relación de solvencia de ISA y establecerá una base para continuar con su crecimiento.

I. MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE DARÁ A CONOCER LA INFORMACIÓN DE INTERÉS PARA LOS INVERSIONISTAS

Tanto el Anuncio de Apertura del Libro de Ofertas, como el Aviso de Oferta Pública serán publicados en un diario de amplia circulación nacional.

En la medida en que somos una sociedad inscrita en el RNVE en los términos de la Ley 964 de 2005, nuestra información relevante de interés para los inversionistas, es divulgada en la página web de la SFC (www.superfinanciera.gov.co). En dicha página web se encuentra publicada igualmente nuestra información financiera, tanto de periodos intermedios, como de fin de ejercicio.

Cualquier hecho relevante en relación con la presente Oferta durante el plazo de vigencia de la misma que, a juicio nuestro o de la SFC, deba ser comunicado a las personas a quienes se dirige la Oferta, se hará mediante la publicación de un aviso en un diario de amplia circulación nacional de Colombia y a través del mecanismo de información relevante, de resultar aplicable.

J. RÉGIMEN FISCAL APLICABLE A LOS VALORES

1. Utilidad en la enajenación de acciones

De conformidad con el inciso primero del artículo 36-1 del Estatuto Tributario, en adelante E.T., de la utilidad obtenida en la enajenación de acciones, no constituye renta ni ganancia ocasional, la parte proporcional que corresponda al accionista en las utilidades retenidas por la sociedad susceptibles de distribuirse como no gravadas que se hayan causado entre las fechas de adquisición y de enajenación, según el procedimiento que se explica en el numeral 3. En cuanto a la pérdida proveniente de la enajenación de acciones, ésta, por regla general, no es deducible del impuesto sobre la renta.

El artículo 36-1 del E.T., en su inciso segundo establece que no constituyen renta ni ganancia ocasional las utilidades provenientes de la enajenación de acciones inscritas en una bolsa de valores colombiana, de las cuales sea titular un mismo Beneficiario Real, cuando dicha enajenación no supere el diez por ciento (10%) de las acciones en circulación de la respectiva sociedad, durante un mismo año gravable. Por consiguiente, el beneficio de la desgravación de la utilidad únicamente aplica cuando el número de acciones enajenadas durante un mismo año gravable por un mismo Beneficiario Real no supere el 10% de las acciones que estén en circulación.

2. Valor patrimonial de las acciones

De conformidad con el artículo 78 de la Ley 1111 de 2006, que derogó parcialmente el artículo 272 del E.T., las acciones en cualquier clase de sociedad deben ser declaradas por su costo fiscal, teniendo en cuenta que se eliminó el sistema de ajustes integrales por inflación. El costo fiscal está constituido por el precio de adquisición o por el costo declarado en el año inmediatamente anterior, según sea el caso, sin perjuicio de la forma particular de ajuste prevista en los artículos 70 y 73 del E.T.

Para los contribuyentes obligados a utilizar sistemas especiales de valoración de inversiones, de acuerdo con las disposiciones expedidas al respecto por las entidades de control, el valor patrimonial será el que resulte de tales mecanismos de valoración.

3. Utilidad en la distribución de dividendos

Por otro lado, no constituyen renta ni ganancia ocasional, los dividendos percibidos por accionistas que sean personas naturales residentes en el país o sociedades nacionales, siempre y cuando correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto de renta en cabeza de la sociedad. Para efectos de determinar este beneficio, la sociedad que distribuye los dividendos, debe tomar la renta líquida gravable del respectivo año y restarle el impuesto básico de renta liquidado por el mismo año gravable. El resultado constituye la utilidad máxima susceptible de ser distribuida como no gravada, valor que en ningún caso puede exceder de la utilidad comercial después de impuestos. Los dividendos recibidos de otras sociedades como ingreso no constitutivo de renta ni ganancia ocasional, podrán ser distribuidos a los accionistas como no gravados, así no hayan tributado en cabeza de la sociedad.

Cuando de acuerdo con las reglas anteriores, se distribuyan dividendos gravados a personas naturales residentes en el país, tales dividendos estarán sujetos a una retención en la fuente a la tarifa del 33% si el beneficiario del pago o abono en cuenta no está obligado a presentar declaración de renta. No obstante lo anterior, la tarifa de retención en la fuente por concepto de dividendos será del 20% cuando el valor individual o acumulado de los pagos o abonos en cuenta a favor de personas naturales sea igual o superior a 1.400 UVT (Unidades de Valor Tributario) durante el respectivo año gravable (Decreto 567 de 2007).



Cuando se distribuyan dividendos gravados a sociedades nacionales o personas naturales declarantes, la tarifa de retención en la fuente será del 20% (Decreto 567 de 2007).

Para los dividendos que correspondan a utilidades que hayan estado sujetas a impuesto sobre la renta en cabeza de la sociedad recibidos por extranjeros no residentes ni domiciliados, la tarifa correspondiente del impuesto sobre la renta es del 0%. Cuando los dividendos correspondan a utilidades, que de haberse distribuido a un residente en el país, hubieran estado gravadas conforme el procedimiento señalado, están sometidos a la tarifa del 33% sobre el valor pagado o abonado en cuenta.

4. Renta presuntiva e Impuesto al patrimonio

Finalmente, es importante mencionar que el valor patrimonial neto de las acciones poseídas en sociedades nacionales no hace parte de la base para el cálculo y la determinación de la renta presuntiva, ni de la base gravable del Impuesto al Patrimonio, según lo previsto en los artículos 189 y 295 del E.T., modificados respectivamente por los artículos 10 y 28 de la Ley 1111 de 2006.

K. ENTIDAD QUE ADMINISTRARÁ LA EMISIÓN

La entidad que administrará la emisión es el Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A., DECEVAL S.A. DECEVAL está domiciliado en la ciudad de Bogotá y tiene sus oficinas principales en la Cra. 10 No. 72-33 Torre B Piso 5 de esa ciudad.

DECEVAL tendrá derecho al pago de la tarifa pactada con nosotros.

DECEVAL realizará la custodia y administración y actuará como agente de pago de la emisión. Así mismo, ejercerá todas las actividades operativas derivadas del depósito de la emisión, dentro de las cuales se incluyen las siguientes obligaciones y responsabilidades a cargo de DECEVAL:

1. Registrar el Macrotítulo Representativo de la emisión

Será el registro contable de la emisión, la custodia, administración y control del título global, lo cual incluye el control sobre el número de acciones en circulación, monto emitido, colocado, readquirido, por colocar y anulado de las Acciones Ordinarias. El macrotítulo así registrado respaldará el monto efectivamente colocado.

2. Registrar y anotar en cuenta información sobre:

- a. La participación individual de cada accionista sobre los derechos de la emisión desmaterializada.
- b. Las enajenaciones y transferencias de los derechos individuales anotados en cuenta o subcuentas de depósito. Para el registro de las enajenaciones de derechos en depósito se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- c. La anulación de los derechos de los títulos de acuerdo con nuestras órdenes, en los términos establecidos en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- d. Las órdenes de expedición o anulación de los derechos anotados en cuentas de depósito.

- e. Las pignoraciones y gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los derechos seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL. Cuando la información sobre enajenaciones o gravámenes provenga del suscriptor o de autoridad competente, DECEVAL tendrá la obligación de informar tal circunstancia al emisor dentro del día hábil siguiente, siempre y cuando se trate de valores nominativos.
- f. El saldo en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.

3. Cobrar al emisor los derechos patrimoniales

DECEVAL nos cobrará los derechos patrimoniales que estén representados por anotaciones en cuenta a favor de los respectivos beneficiarios, cuando estos sean depositantes directos con servicio de administración de valores o estén representados por uno de ellos. El pago de los derechos patrimoniales para los depositantes directos sin servicio de administración de valores procederá de acuerdo al reglamento de operaciones de DECEVAL.

Para tal efecto, DECEVAL presentará dos liquidaciones, una previa y la definitiva. La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por nosotros se presentará dentro del término de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el giro correspondiente. Nosotros verificaremos la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordaremos con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, DECEVAL nos presentará, dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que deberá girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

4. Remitir informes al emisor

DECEVAL nos debe remitir informes mensuales dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al cierre del mismo sobre:

- a. Los pagos efectuados a los tenedores legítimos de las Acciones Ordinarias.
- b. Los saldos en circulación de la emisión depositada.
- c. Las anulaciones efectuadas durante el mes correspondiente, las cuales afectan el límite circulante de la emisión.

5. Actualizar la información

Actualizar el monto del título global o títulos globales depositados, por encargo nuestro a partir de las operaciones de expedición, anulaciones de valores del Depósito, para lo cual DECEVAL tendrá amplias facultades.

6. Llevar el libro de registro de accionistas

DECEVAL administra nuestro libro de registro de accionistas, mediante la anotación en cuenta de las enajenaciones de las acciones, gravámenes y restricciones que pesen sobre ellas. Para tal efecto, DECEVAL deberá organizar una base de datos histórica que contenga el detalle de tales hechos, que sea de fácil lectura. En tal sentido, DECEVAL deberá registrar y anotar en cuenta la información sobre:

- a. Las enajenaciones y transferencias de las Acciones Ordinarias. Para el registro de las enajenaciones y transferencias se seguirá el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones



de DECEVAL. Tratándose de operaciones especiales, se seguirá el procedimiento establecido en la Circular Externa No. 7 de 1998 de la SFC.

- b. La constitución o transmisión de derechos reales sobre las acciones y otra clase de gravámenes, para lo cual el titular o titulares de los valores seguirán el procedimiento establecido en el reglamento de operaciones de DECEVAL.
- c. Los embargos de que sean objeto las Acciones Ordinarias. DECEVAL deberá dar cuenta al juzgado sobre el embargo, antes del tercer día hábil siguiente al recibo del oficio respectivo por parte nuestra o de la autoridad competente.
- d. Las operaciones de venta con pacto de recompra (Repos) que se celebren sobre las Acciones Ordinarias.
- e. Los cambios de la entidad emisora de las acciones representadas por anotaciones en cuenta que se presenten con ocasión de transformaciones, fusiones o escisiones.
- f. El ejercicio del derecho de retiro por parte de los accionistas que posean Acciones Ordinarias.
- g. La fecha en que se decreta el pago de dividendos para las Acciones Ordinarias, la causación de los mismos y la fecha de pago.
- h. El libro de registro de accionistas deberá manejar las negociaciones de acciones en el período exdividendo de acuerdo con los términos previstos en la Circular Externa No. 13 de 1998 y la Circular Externa No. 4 de 1999 de la SFC, en el reglamento de la BVC, en el reglamento de operaciones de DECEVAL o en las normas que los modifiquen o sustituyan.
- i. Registrar en el libro de títulos nominativos, previa verificación jurídica por parte nuestra y por orden nuestra, las operaciones especiales a que se refiere la Circular No. 7 de 1998 de la Superintendencia de Valores, o cuando así sea solicitado expresamente por nosotros, registrar en el libro de títulos nominativos, previa verificación jurídica por parte de la Vicepresidencia Jurídica del Depósito, las operaciones especiales anotadas en cuenta.
- j. El saldo de Acciones Ordinarias en circulación bajo el mecanismo de anotación en cuenta.
- k. La colocación individual de nuestras acciones correspondientes a nuevas emisiones.

L. FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO DE DESMATERIALIZACIÓN

En desarrollo de sus labores como administrador de la emisión de nuestras Acciones Ordinarias y de acuerdo con su reglamento operativo, DECEVAL expedirá a solicitud de los titulares de las Acciones Ordinarias, o de sus depositantes directos, el certificado de depósito sobre las Acciones Ordinarias administradas y de propiedad del respectivo accionista. Los certificados para el ejercicio de derechos sociales, para el ejercicio de derechos patrimoniales, de garantía real de valores en depósito, no tienen vocación circulatoria y solo sirven para el ejercicio de derecho que en el certificado se incorpora.

En su calidad de administrador de la emisión, DECEVAL podrá realizar adicionalmente labores de agente de pago nuestro. Las labores relacionadas con el pago de los dividendos a que puedan tener derecho los titulares de las Acciones Ordinarias, y el procedimiento para hacer dicho pago, serán:

1. Cálculo

DECEVAL calculará el pago de los dividendos y para tal efecto tendrá en cuenta las normas sobre la titularidad de los dividendos, en operación como compraventas bursátiles de contado y a plazo, operaciones repo, transferencia temporal de valores, operaciones con gravámenes, entre otras.

Así mismo se tendrá en cuenta la aplicación o no de la retención en la fuente, según las condiciones del accionista. Será responsabilidad nuestra efectuar la retención en la fuente correspondiente y cumplir con las obligaciones fiscales que de allí se desprendan.

2. Cobro y Conciliación

DECEVAL nos cobrará los dividendos decretados. Cuando en el proceso de recaudo de dividendos se generen pagos en efectivo nosotros realizaremos el pago a DECEVAL de los valores correspondientes a los accionistas que sean o estén representados por depositantes directos con servicio de administración de valores.

El pago de los dividendos en efectivo o especie sobre acciones que se transen en Bolsa, está regulado por la Circular Externa No. 13 de 1998, expedida por la SFC, la cual reglamentó el periodo exdividendo para la determinación del dividendo correspondiente. DECEVAL aplicará a la administración de las Acciones Ordinarias las reglas correspondientes al periodo exdividendo al realizar el cálculo respectivo de dividendos.

El monto y fecha de los dividendos a cancelar es fijado por la Asamblea General de Accionistas, por lo que a más tardar al día siguiente al de la celebración de la Asamblea, debemos enviar al Depósito la decisión sobre distribución de utilidades, para que se controlen y liquiden correctamente los dividendos.

Para el cobro de dividendos, DECEVAL nos presentará dos liquidaciones, una previa y otra definitiva.

La preliquidación de las sumas que deben ser giradas por nosotros, se presentará dentro del término de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha en que debe hacerse el pago o el abono en cuenta de los dividendos decretados.

Nosotros verificaremos la preliquidación elaborada por DECEVAL y acordaremos con éste los ajustes correspondientes, en caso de presentarse discrepancias. Posteriormente, DECEVAL nos presentará, dentro de los dos (2) días hábiles anteriores al pago de los dividendos, una liquidación definitiva sobre las sumas que debemos girarle, para efectos del pago de los dividendos decretados.

3. Control de Dividendos

DECEVAL llevará el control de los dividendos pagados y pendientes por pagar.

DECEVAL no asume ninguna responsabilidad si nosotros no proveemos los recursos para el pago oportuno de los dividendos, ni por las omisiones o errores en la información que ésta o los depositantes directos le suministren, derivados de las órdenes de expedición, suscripción, transferencias, gravámenes o embargos de los derechos sobre las Acciones Ordinarias entregadas en depósito, incluida la información proveniente de operaciones especiales al amparo de la Circular Externa No. 7 de 1998.



DECEVAL informará a los accionistas poseedores de Acciones Ordinarias y a los entes de control al día hábil siguiente al vencimiento de la fecha prevista para el pago de los dividendos, el incumplimiento en el pago de los mismos, cuando quiera que nosotros no le hayamos entregado los recursos necesarios para el efecto, con el fin de que éstos ejerciten las acciones a que haya lugar.

4. Pagos de dividendos en efectivo y cheque

DECEVAL a través de un contrato de red bancaria administrará y controlará el proceso del pago de los dividendos en efectivo y en cheque para aquellos accionistas que así lo decidan incluyendo los pagos extemporáneos, es decir, los dividendos que se paguen extemporáneamente por no haber el accionista correspondiente recibido el pago en su debido momento. Los costos de este servicio a cargo nuestro serán establecidos una vez hayamos contratado este servicio con el Depósito.

5. Pagos de dividendos abono en cuenta

DECEVAL a través de un contrato con la red CENIT y la red ACH, administrará, controlará el proceso y abonará en cuenta a los depositantes directos o a los accionistas que así lo soliciten.

6. Control de impuestos y retenciones

DECEVAL controlará y registrará en su sistema, los impuestos y las retenciones correspondientes a los pagos de dividendos según la legislación vigente.

M. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS TITULARES DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

Los derechos y obligaciones de los titulares de las Acciones Ordinarias se encuentran establecidos en las Secciones 1.A.2 y 1.C. de este Prospecto.

N. NUESTRAS OBLIGACIONES

1. Frente a los titulares de las Acciones Ordinarias

Con respecto a los titulares de las Acciones Ordinarias estamos obligados a:

- a. Reconocer a los accionistas su derecho a participar en las deliberaciones de nuestra Asamblea General de Accionistas y votar en ella;
- b. Pagar a los accionistas los dividendos a que tuvieron derecho con sujeción a lo dispuesto en la ley y en nuestros estatutos;
- c. Reconocer a los accionistas su derecho a negociar las Acciones Ordinarias en los términos de nuestros estatutos;
- d. Permitir a los accionistas la libre inspección de nuestros libros y papeles sociales dentro de los quince (15) días hábiles anteriores a las reuniones de la Asamblea General de Accionistas en que se examinen los balances de fin de ejercicio;
- e. Reconocer a los accionistas una parte proporcional de los activos sociales al tiempo de la liquidación de la compañía, una vez pagado el pasivo externo, y
- f. Reconocer los demás derechos previstos en nuestros estatutos y la ley para los titulares legítimos de Acciones Ordinarias.

2. Frente a la SFC

Debemos mantener permanentemente actualizado el RNVE remitiendo a la SFC las informaciones periódicas y relevantes de que tratan los artículos 1.1.2.15, 1.1.2.16 y 1.1.2.18 de la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC, las cuales por disposición del artículo 1.2.1. de la Circular Única de la BVC, deberán igualmente ser enviadas a la BVC, cuando a ello haya lugar, dentro de los mismos plazos establecidos para el envío a la SFC.

En especial, estamos obligados a remitir la siguiente información:

- a. Información de fin de ejercicio: debemos presentar ante la SFC la información de fin de ejercicio que establezca dicha entidad para el efecto. Esta información deberá incluir cuando menos la documentación que debe someterse a consideración de la Asamblea General de Accionistas, dentro de los plazos que esa entidad señale.
- b. Información de periodos intermedios: debemos remitir a la SFC los estados financieros de periodos intermedios y demás información que para el efecto establezca la misma, con la periodicidad y en los términos y condiciones que ella determine. Los estados financieros de periodos intermedios deberán elaborarse como mínimo cada tres meses.
- c. Información relevante: debemos divulgar, en forma veraz, clara, suficiente y oportuna al mercado, a través de la SFC, en la forma establecida por dicha entidad, toda situación relacionada con nosotros o la emisión de las Acciones Ordinarias, que habría sido tomada en cuenta por un experto prudente y diligente al comprar, vender o conservar los valores que emitimos (incluidas las Acciones Ordinarias) o al momento de ejercer los derechos políticos inherentes a tales valores.

Adicionalmente, estamos obligados a adoptar procedimientos que nos permitan tener un adecuado conocimiento de nuestros inversionistas, obligación que cumplimos a través de los Colocadores, y remitir a la Unidad de Información y Análisis Financiero - UIAF reportes sobre operaciones sospechosas que detectemos, en cumplimiento de las disposiciones sobre prevención y control del lavado de activos a través del mercado de valores expedidas por la SFC.

O. CLASE DE ACCIONES

Estamos ofreciendo acciones ordinarias.

P. PRECIO DE SUSCRIPCIÓN, DETERMINACION DEL PRECIO DE SUSCRIPCION Y EL VALOR PATRIMONIAL DE LA ACCIÓN

1. Precio de Suscripción

El Precio de Suscripción será el indicado en la Sección 1.B.3 de este Prospecto.

2. Valor patrimonial de la acción

Nuestras acciones tienen un valor patrimonial de cuatro mil ochocientos cincuenta y siete pesos coma setenta y dos (Col\$4,857.72) por acción al 30 de septiembre de 2009.



3. Determinación del Precio de Suscripción

El Precio de Suscripción será determinado por nuestra Junta Directiva con base en los resultados del Procedimiento de Construcción del Libro de Ofertas, según los términos del Decreto 3780 del 1 de octubre de 2007 y del presente Prospecto. “Ver Capítulo II – Determinación del Precio de Suscripción y número de Acciones Ordinarias a emitir”.

Q. PROCESO REQUERIDO PARA CAMBIAR LOS DERECHOS ASOCIADOS A LAS ACCIONES ORDINARIAS Y LIMITACIONES PARA LA ADQUISICIÓN DE LAS MISMAS POR PARTE DE LOS ACCIONISTAS

1. Proceso requerido para cambiar los derechos de las Acciones Ordinarias

Los derechos que por mandato legal están asociados a las Acciones Ordinarias no pueden ser desconocidos por nuestra Asamblea General de Accionistas ni por nuestra Junta Directiva.

Por disposición legal y de nuestros Estatutos nuestra Asamblea General de Accionistas puede decidir con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen por lo menos el 78% de las acciones representadas en la respectiva reunión, no distribuir utilidades a nuestros accionistas. Así mismo, las Acciones Ordinarias podrán convertirse en acciones privilegiadas o en acciones con dividendo preferencial sin derecho a voto, con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen el 50% más uno de las acciones presentes o representadas en la reunión.

2. Limitaciones para adquirir las Acciones Ordinarias

De conformidad con la legislación aplicable en Colombia toda persona o grupo de personas que conformen un mismo Beneficiario Real, directamente o por interpuesta persona, sólo podrá convertirse en Beneficiario Real de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de una sociedad cuyas acciones se encuentren inscritas en bolsa de valores, como nosotros, adquiriendo los valores con los cuales se llegue a dicho porcentaje a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido en la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC.

De igual forma, toda persona o grupo de personas que sea Beneficiario Real de una participación igual o superior al veinticinco por ciento (25%) del capital con derecho a voto de una sociedad inscrita en bolsa, sólo podrá incrementar dicha participación en un porcentaje superior al cinco por ciento (5%), a través de una oferta pública de adquisición conforme a lo establecido en la Resolución 400 de 1995 expedida por la SFC.

Por otra parte, también existen las limitaciones de ley aplicables a nuestros administradores para la adquisición de acciones.

R. CONVOCATORIAS A LAS REUNIONES ORDINARIAS Y EXTRAORDINARIAS DE LA ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

Las reuniones ordinarias de la Asamblea General de Accionistas se llevarán a cabo en el domicilio social, dentro de los tres primeros meses de cada año en el día, hora y lugar indicados en la convocatoria, y a más tardar el primer día hábil de abril si no fuere convocada. La convocatoria de la Asamblea General de Accionistas a sesión ordinaria deberá hacerse con una antelación de mínimo quince (15) días hábiles, por medio de aviso que se publicará en uno de los periódicos de mayor circulación, o mediante comunicación escrita dirigida a cada uno de los accionistas, a la dirección registrada en nuestros libros.

Las sesiones extraordinarias de la Asamblea General de Accionistas se efectuarán cuando lo exijan las necesidades imprevistas o urgentes de la Compañía, por convocatoria del Gerente General, del Revisor Fiscal de la entidad o de la Junta Directiva, o por solicitud a tales funcionarios de un número de accionistas que represente por lo menos el veinte por ciento (20%) del total de las acciones suscritas. No obstante, la Asamblea podrá reunirse válidamente en sesión extraordinaria y sin previa convocatoria, cuando estén representadas la totalidad de las acciones suscritas. La convocatoria se hará con cinco (5) días calendario de anticipación a la reunión, por carta dirigida al accionista a la última dirección registrada en nuestros libros, o mediante la publicación de un aviso en un diario de circulación nacional en donde se precisarán los asuntos de que habrá de ocuparse extraordinariamente.

El quórum deliberatorio, tanto para las reuniones ordinarias como para las extraordinarias, corresponde a un número plural de accionistas que representen por lo menos la mayoría absoluta, es decir, la mitad más una de las acciones suscritas. Si convocada la Asamblea General de Accionistas ésta no se lleva a cabo por falta de quórum, se citará a una nueva reunión que sesionará y decidirá válidamente con un número plural de socios cualquiera que sea la cantidad de acciones que esté representada. La nueva reunión deberá efectuarse no antes de los diez (10) días hábiles ni después de los treinta (30) días hábiles, contados desde la fecha fijada para la primera reunión. Cuando la Asamblea se reúna en sesiones ordinarias por derecho propio el primer día hábil del mes de abril, también podrá deliberar y decidir válidamente con un número plural de socios cualquiera que sea la cantidad de acciones que esté representada.

Salvo que la ley o nuestros Estatutos exijan una mayoría especial, se podrán tomar decisiones en una reunión de la Asamblea General de Accionistas mediante el voto de un número plural de accionistas que representen la mitad más uno de los votos presentes en la correspondiente asamblea de accionistas. De conformidad con la ley colombiana y los Estatutos, se requieren mayorías especiales para tomar las siguientes decisiones: (i) un voto favorable de mínimo el 70% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión para aprobar la emisión de acciones sin sujeción al derecho de preferencia en favor de nuestros accionistas; (ii) un voto favorable de mínimo el 78% de las acciones representadas en la reunión de accionistas para distribuir utilidades en porcentajes inferiores a los porcentajes mínimos fijados en la ley; y (iii) un voto favorable de mínimo el 80% de las acciones representadas en la reunión para aprobar el pago de un dividendo de acciones.

S. CONVENIOS QUE AFECTAN EL CAMBIO EN EL CONTROL DEL EMISOR

A continuación una breve descripción de los contratos que contienen cláusulas restrictivas respecto a un cambio en el control de la Compañía:

Contrato de crédito suscrito el 3 de noviembre de 2005 entre BNP Paribas como prestamista, y nosotros como prestatarios por un monto de hasta US\$34 millones para el Tramo A y 3 millones de Euros para el Tramo B, ambos a una tasa Libor semestral más un margen de 0.35% anual por un término de 10 años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato. Los recursos obtenidos a través de este crédito fueron utilizados para financiar la importación de materiales para la construcción de las subestaciones para los proyectos UPME 01-2003 y UPME 02-2003. Con respecto a un cambio de control en la Compañía el contrato señala expresamente que en el evento en que la Nación sea propietaria de menos del 50% de nuestro capital con derecho a voto y la calificación de nuestra deuda sea inferior a las calificaciones definidas en la cláusula 8.2 del contrato, las obligaciones y el plazo del contrato se acelerarán y se dará por terminado el contrato.



T. FIDEICOMISOS EN LOS QUE SE LIMITAN LOS DERECHOS CORPORATIVOS QUE CONFIEREN LAS ACCIONES ORDINARIAS

No existen fideicomisos en los que se limiten los derechos corporativos que confieren nuestras Acciones Ordinarias.

U. CLÁUSULAS ESTATUTARIAS O ACUERDOS ENTRE ACCIONISTAS QUE LIMITEN O RESTRINJAN A LA ADMINISTRACIÓN DE LA COMPAÑÍA O A SUS ACCIONISTAS

No existen cláusulas estatutarias o acuerdos entre accionistas que limiten o restrinjan a nuestros administradores ni a nuestros accionistas.

V. RESTRICCIONES PARA LA NEGOCIACIÓN

Nuestras Acciones Ordinarias no tienen restricciones para su negociación y podrán ser negociadas a través de los sistemas transaccionales de laBVC. Ver “Proceso requerido para cambiar los derechos asociados a las Acciones Ordinarias y Limitaciones para la Adquisición de las mismas por parte de los Accionistas”.

W. HISTÓRICO DE LA COTIZACIÓN PROMEDIO Y VOLUMEN TRANSADO DE NUESTRAS ACCIONES

La siguiente tabla muestra la cotización promedio y el volumen transado mensual de nuestras acciones a partir de enero de 2006 hasta septiembre de 2009.

Mes - Año	Precio Promedio Acción	Cantidad de Acciones Negociadas
Ene-06	5,885	20,325,417
Feb-06	5,768	19,256,446
Mar-06	5,927	10,714,261
Abr-06	6,007	9,972,858
May-06	5,315	14,401,579
Jun-06	4,741	11,939,966
Jul-06	5,023	5,168,074
Ago-06	5,215	4,575,647
Sep-06	5,138	8,460,054
Oct-06	5,437	12,753,137
Nov-06	5,522	9,969,532
Dic-06	5,743	10,167,134
Ene-07	5,732	6,048,349
Feb-07	5,762	11,808,313
Mar-07	5,778	10,887,967
Abr-07	6,148	8,391,681
May-07	6,562	16,083,982
Jun-07	6,916	22,999,459
Jul-07	7,112	16,438,577
Ago-07	7,029	14,809,194
Sep-07	6,909	6,289,451 >>

Mes - Año	Precio Promedio Acción	Cantidad de Acciones Negociadas
Oct-07	6,676	14,742,562
Nov-07	7,032	17,884,200
Dic-07	7,135	16,693,610
Ene-08	6,760	16,733,194
Feb-08	6,940	7,890,074
Mar-08	7,013	5,746,920
Abr-08	7,389	14,362,408
May-08	7,824	6,747,697
Jun-08	7,734	5,214,871
Jul-08	7,563	3,782,149
Ago-08	7,527	4,596,739
Sep-08	7,731	5,606,310
Oct-08	6,791	7,265,784
Nov-08	6,782	3,683,069
Dic-08	7,252	6,113,840
Ene-09	7,337	4,406,102
Feb-09	7,302	6,791,148
Mar-09	7,332	3,938,186
Abr-09	7,821	5,562,006
May-09	8,529	3,996,551
Jun-09	8,961	4,289,807
Jul-09	9,469	8,299,120
Ago-09	10,883	5,131,063
Sep-09	11,648	7,822,223

CAPÍTULO II. CONDICIONES DE LA OFERTA PUBLICA MEDIANTE EL PROCESO DE CONSTRUCCION DE LIBRO DE OFERTAS Y DE LA COLOCACIÓN

A. APERTURA Y CIERRE DEL LIBRO DE OFERTAS

Después de haber obtenido de la Superintendencia Financiera de Colombia la autorización para realizar la Oferta Pública de Valores, el Emisor publicará el Anuncio de Apertura y se abrirá el Libro de Ofertas Para la Colocación de hasta el noventa y cinco por ciento (95%) del monto total de las Acciones Ordinarias que la Junta Directiva decida colocar, libro que permanecerá abierto hasta la Fecha de Cierre del mismo.

La Fecha de Apertura así como la Fecha de Cierre del Libro de Ofertas serán determinadas por la Junta Directiva del Emisor, e informadas previamente al público en general, en el Anuncio Público de Apertura del Libro.

Durante el término en que el Libro de Ofertas permanezca abierto, los Colocadores podrán recibir las Posturas de Demanda de los inversionistas los cuales incluirán información sobre el número de Acciones Ordinarias demandadas por cada inversionista así como el precio ofrecido por Acción Ordinaria. Diariamente los Colocadores ingresarán la información correspondiente en el sistema de construcción del Libro de Ofertas administrado por el Administrador del Libro para que éste capture los datos que constituirán el mismo, indicando, entre otros, el número de Acciones Ordinarias demandadas por el inversionista, así como el precio ofrecido por Acción Ordinaria.



El administrador del libro deberá recibir todas las posturas de demanda de los valores que cumplan con los criterios definidos por el Emisor en el Prospecto de Información.

Igualmente, durante el término de apertura del Libro de Ofertas, los inversionistas podrán incluir, excluir, modificar y/o agregar sus demandas.

El registro en el Libro de Ofertas de una Postura de Demanda no será vinculante en ningún caso para el Emisor.

B. VIGENCIA DE LA OFERTA Y PLAZO DE SUSCRIPCIÓN

El Emisor formulará la Oferta Pública dirigida al público inversionista en general, una vez el Libro de Ofertas haya sido cerrado y la Junta Directiva haya determinado el Precio de Suscripción y el número de Acciones Ordinarias a colocar en el Monto A y en el Monto B, según los términos dispuestos para el efecto en el Decreto 3780 de 2007.

El plazo de vigencia de la Oferta, que corresponderá al Plazo de Suscripción de las Acciones Ordinarias, será de quince (15) días hábiles que se contarán a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública. En todo caso, el plazo de la Oferta o Plazo de Suscripción podrá agotarse de forma anticipada según los términos descritos en el Literal E de esta Sección 14.

Para efectos de la Oferta de las Acciones Ordinarias, los plazos vencerán el día hábil señalado a las cuatro de la tarde (4:00 p.m.).

C. OFERTA PÚBLICA MEDIANTE EL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DEL LIBRO DE OFERTAS Y MEDIOS A TRAVÉS DE LOS CUALES SE FORMULARA LA OFERTA

La Oferta Pública mediante el proceso de construcción del Libro de Ofertas, se realizará según los términos descritos para el efecto en el Decreto 3780 de 2007, en la Resolución 2375 de 2006 de la Superintendencia Financiera de Colombia y en la Resolución 400 de 1995 de la Superintendencia de Valores (hoy Superintendencia Financiera de Colombia).

La Oferta Pública mediante el proceso de construcción del Libro de Ofertas será publicada en un diario de amplia circulación nacional en Colombia, una vez haya sido autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia y se haya cerrado el Libro de Ofertas.

D. PROCEDIMIENTO DE REALIZACIÓN DE LA OFERTA PÚBLICA

El procedimiento para la realización de la oferta de las Acciones Ordinarias mediante el mecanismo de construcción del Libro de Ofertas se efectuará a través de los Colocadores y conllevará las siguientes etapas:

1. Apertura y Cierre del Libro de Ofertas

Según se describe en el literal A de esta Sección 14, una vez obtenida de la Superintendencia Financiera de Colombia la autorización para realizar una Oferta Pública de Valores, el Libro de Ofertas será abierto en la Fecha de Apertura del Libro de Ofertas y permanecerá abierto hasta la Fecha de Cierre del mismo.

Durante el término en que el Libro de Ofertas permanezca abierto, los Colocadores podrán recibir las Posturas de Demanda de los inversionistas. Igualmente, durante el término de apertura del Libro, los inversionistas podrán modificar y/o retirar sus demandas.

El registro en el Libro de Ofertas de una Postura de Demanda no será vinculante en ningún caso para el Emisor.

2. Determinación del Precio de Suscripción y número de Acciones Ordinarias a emitir

Cerrado el Libro de Ofertas en la Fecha de Cierre, y a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles inmediatamente siguientes, la Junta Directiva se reunirá y procederá discrecionalmente a determinar si hay lugar a la oferta así como el Precio de Suscripción y el número de Acciones Ordinarias a colocar, con base en los resultados obtenidos de la aplicación del procedimiento de construcción del Libro de Ofertas, atendiendo para el efecto lo dispuesto por el Decreto 3780 de 2007. Si la determinación es la de seguir adelante con la Oferta, el Precio de Suscripción y el número de acciones a colocar en el Monto A y en el Monto B, será informado al público en general dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha en que se tome dicha decisión, por medio de la publicación del Aviso de Oferta Pública en un diario de amplia circulación nacional.

Así mismo, la Junta Directiva determinará:

- i. El número de Acciones Ordinarias a ser adjudicado de manera prioritaria durante el Plazo de Suscripción, a los inversionistas que durante el término de apertura del Libro de Ofertas hayan demandado Acciones Ordinarias por un precio igual o superior al Precio de Suscripción (el "Monto A" de Acciones Ordinarias), el cual, en ningún caso podrá ser superior al noventa y cinco por ciento (95%) del total de las Acciones Ordinarias y,
- ii. El número de Acciones Ordinarias a ser adjudicado durante el Plazo de Suscripción, bajo el mecanismo "primero en el tiempo primero en el derecho" (el "Monto B" de Acciones Ordinarias), el cual en ningún caso podrá ser inferior al cinco por ciento (5%) del total de las Acciones Ordinarias.

Esta información será publicada, a más tardar dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la determinación tomada por la Junta Directiva, en el Aviso de Oferta Pública. En todo caso, la adjudicación de las Acciones Ordinarias se hará de conformidad con las reglas y condiciones señaladas en el Literal E de esta Sección 14.

No obstante lo anterior, la Junta Directiva con base en los resultados del Libro de Ofertas podrá determinar que no considera conveniente ofrecer las Acciones Ordinarias al público. En esta eventualidad, la Junta Directiva tomará la respectiva decisión y la comunicará al público en general a través de la publicación de un aviso en un diario de amplia circulación nacional.

3. Aviso de Oferta Pública, Plazo de Suscripción y Adjudicación

Una vez la Junta Directiva haya determinado el Precio de Suscripción, el cual es el mismo tanto para el Monto A como para el Monto B, y el número de Acciones Ordinarias a colocar tanto en el Monto A como en el Monto B, el Emisor publicará el Aviso de Oferta Pública.

El plazo de vigencia de la Oferta, que corresponderá al Plazo de Suscripción de las Acciones Ordinarias, será de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de publicación del Aviso de Oferta Pública. En todo caso, el Plazo de Suscripción podrá agotarse de forma anticipada según los términos descritos en el Literal E de esta Sección 14.



Iniciado el Plazo de Suscripción, se procederá a adjudicar de manera prioritaria a los Aceptantes que durante el periodo de apertura del Libro de Ofertas hayan demandado Acciones Ordinarias por un precio igual o superior al Precio de Suscripción determinado por la Junta Directiva. Esta adjudicación prioritaria se realizará atendiendo los registros realizados en el Libro de Ofertas, en los términos y condiciones descritas en el Literal E de esta Sección 14.

En todo caso, durante el Plazo de Suscripción, y sobre el Monto B de Acciones Ordinarias, los Colocadores podrán recibir Aceptaciones de Oferta de los inversionistas. Estas Aceptaciones de Oferta serán adjudicadas bajo el principio “primero en el tiempo primero en el derecho”. Los términos de adjudicación para el efecto están descritos en detalle en el Literal E de esta Sección 14.

Para la colocación de las Acciones Ordinarias, entre otras reglas generales, deberá tenerse en cuenta:

- a. En relación con el Monto A de Acciones Ordinarias, sin perjuicio de lo establecido bajo el Literal E de esta Sección 14, el registro en el Libro de Ofertas de una Postura de Demanda en ningún caso resultará en la obligación para el Emisor de adjudicar dichas Acciones Ordinarias.
- b. En ningún caso se tendrán en cuenta las Posturas de Demanda de un número de Acciones Ordinarias inferior a quinientas (500) Acciones Ordinarias.
- c. Cerrado el Libro de Ofertas en la Fecha de Cierre, el Administrador del Libro remitirá los resultados del proceso de construcción del Libro de Ofertas a la Junta Directiva para que ésta proceda a decidir si habrá o no colocación, determinar el Precio de Suscripción y el número de Acciones Ordinarias a colocar y adjudicar, si este fuere el caso.
- d. Las Posturas de Demanda cuyo precio ofrecido por Acción Ordinaria se encuentre por debajo del Precio de Suscripción no serán tenidas en cuenta para efectos del proceso de adjudicación, y por lo tanto, no se adjudicarán Acciones Ordinarias respecto de tales Posturas de Demanda.
- e. La colocación de las Acciones Ordinarias por parte de los Colocadores se adelantará mediante Underwriting al Mejor Esfuerzo.
- f. Para poder participar en el proceso de colocación, los inversionistas interesados en adquirir las Acciones Ordinarias deberán entregar los documentos requeridos y/o cumplir con los procedimientos establecidos para el efecto por los Colocadores.
- g. Los inversionistas podrán presentar sus Posturas de Demanda, las modificaciones, adiciones y/o cancelaciones a las Posturas de Demanda, y las Aceptaciones de Oferta en las oficinas de los Colocadores que se mencionan más adelante, en un horario comprendido entre las 8:00 a.m. y las 4:00 p.m. durante los días hábiles en que el Libro de Ofertas permanezca abierto o se encuentre vigente el plazo de la Oferta, según sea el caso:

Colocadores:

1. CORREDORES ASOCIADOS S.A.
NIT 860079174
Carrera. 7 71-52, Torre B, Piso 16
Teléfono: 5941600 ext.121
Fax: 3122728
Bogotá D.C.

2. VALORES BANCOLOMBIA S.A.
NIT 800128735
Carrera 48 26-85, Torre Sur Sector C, Piso 6
Teléfono: 4046000
Fax: 5763514
Medellín

- h. Los Colocadores deberán velar porque las Posturas de Demandas y los inversionistas se acojan a las reglas contenidas en el Prospecto, en el Aviso de Oferta Pública y en el Instructivo de la BVC.
- i. Los Colocadores serán responsables de: (i) dar cumplimiento al Sistema de Administración del Riesgo de Lavado de Activos y de la Financiación del Terrorismo (SARLAFT), a las instrucciones previstas en el Anexo I del Capítulo 13 de la Circular Externa 062 de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia y en la Circular Externa 060 de 2008 de la Superintendencia Financiera de Colombia, a las demás normas sobre prevención de lavado de activos y al Manual para la Prevención del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo adoptado por ISA el 19 de diciembre de 2008. Dentro de los quince (15) días hábiles inmediatamente siguientes a que ISA lo solicite, los Colocadores enviarán a ISA el archivo con información documental sobre actividades de cumplimiento de la normatividad aplicable para la prevención de actividades relacionadas con el lavado de activos y la financiación del terrorismo, la cual deberá haber sido recolectada por los diferentes Colocadores que participaron en el proceso de emisión y colocación de las Acciones Ordinarias. (ii) Recaudar los dineros por el valor de cada Acción Ordinaria adjudicada. (iii) Transferir a ISA el valor total de las Acciones Ordinarias adjudicadas.
- j. Sólo se tendrán en cuenta las aceptaciones que cumplan las condiciones establecidas por el Prospecto.

E. PROCEDIMIENTO PARA LA ADJUDICACIÓN DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

A partir de la entrada en vigencia de la Oferta o Plazo de Suscripción de las Acciones Ordinarias, la BVC, actuando en nombre de ISA, procederá a adjudicar las Acciones Ordinarias, en los términos que se indican a continuación:

Primera Etapa: Adjudicación del Monto A de Acciones Ordinarias

Con base en la información del Libro de Ofertas, la Junta Directiva determinará, si así lo decide de manera discrecional, el Monto A de Acciones Ordinarias que será adjudicado de manera prioritaria a los inversionistas que durante el término de apertura del Libro de Ofertas hayan demandado Acciones Ordinarias por un precio, igual o superior, al Precio de Suscripción.

El Monto A de Acciones Ordinarias será adjudicado así:

- a. Se ordenarán las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas de mayor precio ofrecido por Acción Ordinaria a menor precio ofrecido por Acción Ordinaria.
- b. Las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas, cuyo precio ofrecido por Acción Ordinaria se encuentre por debajo del Precio de Suscripción, no serán tenidas en cuenta para efectos del proceso de adjudicación y, por lo tanto, no se adjudicarán Acciones Ordinarias respecto de tales Posturas de Demanda.



- c. Las Posturas de Demanda que hayan quedado registradas al cierre del Libro y que igualen o superen el Precio de Suscripción, se entenderán automáticamente como órdenes vinculantes, irrevocables e incondicionales de compra.
- d. Respecto de las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas, cuyo precio ofrecido por Acción Ordinaria sea igual o superior al Precio de Suscripción, se procederá así para efectos de la adjudicación:
 - 1. Se adjudicarán primero las Posturas de Demanda individuales que por números enteros de acciones sean inferiores o iguales a la suma de diez millones de pesos (Col\$10,000,000).

Si la demanda de Acciones Ordinarias es igual o inferior al saldo de las Acciones Ordinarias del Monto A, entonces se adjudicará el ciento por ciento (100%) de las Acciones Ordinarias demandado por los Aceptantes. Si luego de haber adjudicado las Acciones Ordinarias del Monto A quedan Acciones Ordinarias del Monto A por adjudicar, dichas Acciones Ordinarias pasarán a ser adjudicadas de acuerdo con el numeral 2 siguiente.

Si por el contrario, la suma de estas Posturas de Demanda excede el número de las Acciones Ordinarias del Monto A, las Posturas de Demanda se adjudicarán por medio del método de prorrateo.

Si por efecto de la aplicación del método del prorrateo resultaren Posturas de Demanda con un número inferior a quinientas (500) acciones, se entregará el número de acciones resultado de aplicar dicho factor.

El mecanismo antes descrito adjudicará un número entero de Acciones Ordinarias ajustando siempre los decimales a un número entero inferior.

Si por efectos del prorrateo el total adjudicado pudiere resultar inferior al número de Acciones Ordinarias que se deben adjudicar, el saldo se adicionará: (i) a la Postura de Demanda a la cual le fue asignada la menor cantidad por efectos del prorrateo, siempre y cuando el valor total adjudicado no supere el valor demandado; (ii) en caso que el valor total adjudicado supere el valor demandado, sólo se adjudicará hasta el total demandado y la diferencia pendiente por adjudicar se adicionará a la demanda siguiente con menor cantidad asignada, respetando también el valor total demandado de ésta y así sucesivamente hasta adjudicar la cantidad total ofrecida, y (iii) de presentarse dos demandas con igual monto, se asignará por orden de llegada y a igual orden de llegada, por orden alfabético.

- 2. El saldo de las Acciones Ordinarias del Monto A, si hubiere, se adjudicará respecto de las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas en las que se haya ofrecido un precio por Acción Ordinaria superior al Precio de Suscripción.

Si la demanda de Acciones Ordinarias es igual o inferior al saldo de las Acciones Ordinarias del Monto A, entonces se adjudicará el ciento por ciento (100%) de las Acciones Ordinarias demandado por los Aceptantes. Si luego de haber adjudicado las Acciones Ordinarias del Monto A quedan Acciones Ordinarias del Monto A por adjudicar, dichas Acciones Ordinarias pasarán a ser adjudicadas de acuerdo con el numeral 3 siguiente.

En caso que la suma de estas Posturas de Demanda exceda el número de las Acciones Ordinarias del Monto A, las Acciones Ordinarias se adjudicarán de conformidad con el precio ofrecido por cada inversionista bajo el criterio de mayor a menor precio ofrecido. A igualdad de precios se preferirá en la asignación la Postura de Demanda que ingresó primero al sistema de construcción del Libro de Ofertas y a igual orden de llegada, por orden alfabético.

En el evento que una Postura de Demanda agote el saldo de Acciones Ordinarias del Monto A, se adjudicará hasta el número de Acciones Ordinarias que sea posible, inclusive en el evento en que dicho monto sea inferior al Monto Mínimo de Acciones.

3. Luego de haberse adjudicado las Acciones Ordinarias del Monto A de acuerdo con los numerales 1. y 2. anteriores, el saldo de las Acciones Ordinarias del Monto A, si hubiere, se adjudicará respecto de las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas en las que se haya ofrecido un precio por Acción Ordinaria igual al Precio de Suscripción.

Si la demanda de Acciones Ordinarias es igual o inferior al saldo de las Acciones Ordinarias del Monto A, entonces se adjudicará el ciento por ciento (100%) del saldo de las Acciones Ordinarias demandado por los Aceptantes.

Si, por el contrario, la suma de las Posturas de Demanda registradas en el Libro de Ofertas en las que se haya ofrecido un precio por Acción Ordinaria igual al Precio de Suscripción excede el número de las Acciones Ordinarias del Monto A, las Posturas de Demanda se adjudicarán por medio del método de prorrateo.

Si por efecto de la aplicación del método del prorrateo resultaren Posturas de Demanda con un número inferior a quinientas (500) acciones, se entregará el número de acciones resultado de aplicar dicho factor.

El mecanismo antes descrito adjudicará un número entero de Acciones Ordinarias ajustando siempre los decimales a un número entero inferior.

Si por efectos del prorrateo el total adjudicado pudiere resultar inferior al número de Acciones Ordinarias que se deben adjudicar, el saldo se adicionará: (i) a la Postura de Demanda a la cual le fue asignada la menor cantidad por efectos del prorrateo, siempre y cuando el valor total adjudicado no supere el valor demandado; (ii) en caso que el valor total adjudicado supere el valor demandado, sólo se adjudicará hasta el total demandado y la diferencia pendiente por adjudicar se adicionará a la demanda siguiente con menor cantidad asignada, respetando también el valor total demandado de ésta y así sucesivamente hasta adjudicar la cantidad total ofrecida, y (iii) de presentarse dos demandas con igual monto, se asignará por orden de llegada y a igual orden de llegada, por orden alfabético.

4. Todas la Acciones Ordinarias adjudicadas serán suscritas al Precio de Suscripción en el tiempo y forma establecidos en la Literal D de esta Sección 14.

Segunda Etapa: Adjudicación del Monto B de Acciones Ordinarias

El Monto B de Acciones Ordinarias, que en ningún caso será inferior al cinco por ciento (5%) del total de Acciones Ordinarias, se adjudicará bajo el mecanismo de “primero en el tiempo primero en el derecho”. De esta forma, las Acciones Ordinarias serán adjudicadas según el orden de llegada de los registros electrónicos correspondientes a las Aceptaciones de Oferta remitidas por los Colocadores a la BVC, una vez haya iniciado el Plazo de Suscripción, hasta concurrencia del total de Acciones Ordinarias que conformen el Monto B.

En el evento que las Aceptaciones de Oferta excedan el Monto B de Acciones Ordinarias durante el Plazo de Suscripción, el plazo de la Oferta se entenderá agotado.

En el evento que una Aceptación de Oferta agote el saldo de Acciones Ordinarias del Monto B, se adjudicará hasta el monto de Acciones Ordinarias que sea posible, inclusive en el evento en que dicho monto sea inferior al Monto Mínimo de Acciones.



Si al finalizar el Plazo de Suscripción aún hay Acciones Ordinarias sin adjudicar, estas volverán a la reserva.

F. COMUNICACIÓN DE LA ADJUDICACIÓN A LOS COLOCADORES

En el primer día hábil de inicio del Plazo de Suscripción, la BVC informará al Emisor y a los Colocadores, por escrito o por medios electrónicos, sobre las adjudicaciones realizadas para el Monto A, para que éstos a su vez procedan a notificar a los Aceptantes. Los Colocadores deberán notificar a los Aceptantes a más tardar el día hábil inmediatamente siguiente a la fecha en la cual fueron informados por la BVC respecto de las adjudicaciones realizadas para el Monto A.

En el primer día hábil siguiente a la fecha de terminación del Plazo de Suscripción, la BVC informará al Emisor y a los Colocadores, por escrito o por medios electrónicos, sobre la adjudicación del Monto B de Acciones Ordinarias, para que éstos a su vez procedan a notificar a los Aceptantes. Los Colocadores deberán notificar a los Aceptantes a más tardar el día hábil inmediatamente siguiente a la fecha en la cual fueron informados por la BVC respecto de las adjudicaciones realizadas para el Monto B. En todo caso, el Plazo de Suscripción podrá agotarse de forma anticipada según los términos descritos en el Literal E de esta Sección 14.

La adjudicación será informada por los Colocadores a los Aceptantes, indicando el número de Acciones Ordinarias adjudicadas, el monto total adjudicado, así como la fecha en la cual deberá pagar las Acciones Ordinarias adjudicadas. Dicha notificación se realizará por cualquier medio que el Colocador considere idóneo a cada uno de los inversionistas participantes.

G. FORMA DE PAGO DE LAS ACCIONES ORDINARIAS

Dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de la recepción de la información de que trata el último párrafo del Literal F de esta Sección 14, los Aceptantes pagarán de contado y en pesos colombianos, al Colocador respectivo, la suma total que corresponda al número de Acciones Ordinarias que le fueron adjudicadas.

H. MERCADO SECUNDARIO Y METODOLOGÍA DE VALORACIÓN

Nuestras Acciones Ordinarias están inscritas en la BVC y por lo tanto son valores libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC.

La metodología de valoración para las Acciones Ordinarias es aquella establecida de acuerdo con lo dispuesto por la SFC y la BVC.

PARTE II - INFORMACIÓN DEL EMISOR

CAPÍTULO I. INFORMACIÓN GENERAL

A. RAZÓN SOCIAL, SITUACIÓN LEGAL, DURACIÓN Y CAUSALES DE DISOLUCIÓN

Somos INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P., una empresa de servicios públicos, mixta, constituida mediante Escritura Pública No.3057 otorgada en la Notaría Octava de Bogotá, el 14 de septiembre de 1967, registrada en la Cámara de Comercio de Medellín el 1º de julio de 1977, como sociedad anónima, de carácter comercial, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen jurídico consagrado en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, la Ley Eléctrica (Leyes 142 y 143 de 1994), e inscrita en el RNVE como emisor de valores. Tenemos autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal y ejercemos nuestras actividades dentro del ámbito del derecho privado.

Nos disolveremos si: (i) estamos imposibilitados para llevar a cabo el objeto social, (ii) tenemos menos de dos accionistas, (iii) la Asamblea General de Accionistas así lo decide con el voto favorable de los accionistas que representan más del 50% de las acciones representadas en la reunión, (iv) una autoridad competente así lo decide, (v) ocurren pérdidas que reduzcan el patrimonio neto por debajo del 50% de nuestro capital suscrito, o (vi) ocurren los demás casos expresamente establecidos por la ley y nuestros Estatutos. Con la disolución, la SSPD podrá tomar posesión de nosotros para asegurar la continuidad en la prestación del servicio de transmisión de electricidad. En dicho evento, contaremos con un administrador encargado de la gestión o liquidar nuestros asuntos. Actualmente no estamos en liquidación ni incursos en casual de disolución y nuestra duración es indefinida.

Nuestros Estatutos Sociales han sido reformados en varias oportunidades. La última reforma estatutaria fue incorporada por medio de la Escritura Pública No. 523 de la Notaría Única de Sabaneta el 29 de abril de 2008, debidamente registrada en la Cámara de Comercio de Medellín. Ustedes pueden consultar nuestros Estatutos en nuestra página web: www.isa.com.co.

Adicionalmente, contamos con un Código de Ética y un Código de Buen Gobierno, dirigidos ambos a todos nuestros accionistas, empleados, funcionarios y miembros de la Junta Directiva. Estos códigos buscan proteger a aquellas personas que inviertan en la Compañía, manteniendo, entre otras cosas, una adecuada administración de los asuntos empresariales, y promoviendo la divulgación oportuna y adecuada de la información empresarial. Ustedes pueden consultar nuestro Código de Buen Gobierno en nuestra página web: www.isa.com.co.

B. SUPERVISIÓN SOBRE EL EMISOR

Como empresa de servicios públicos estamos sujetos a la inspección y vigilancia de la SSPD y sometidos al régimen jurídico consagrado en la Ley 142 de 1994 ("Ley 142") y en la Ley 143 de 1994 ("Ley 143"). Adicionalmente, estamos sujetos a control concurrente de la SFC en la medida en que estamos inscritos en el RNVE y en la BVC como emisor de valores y sociedad inscrita.

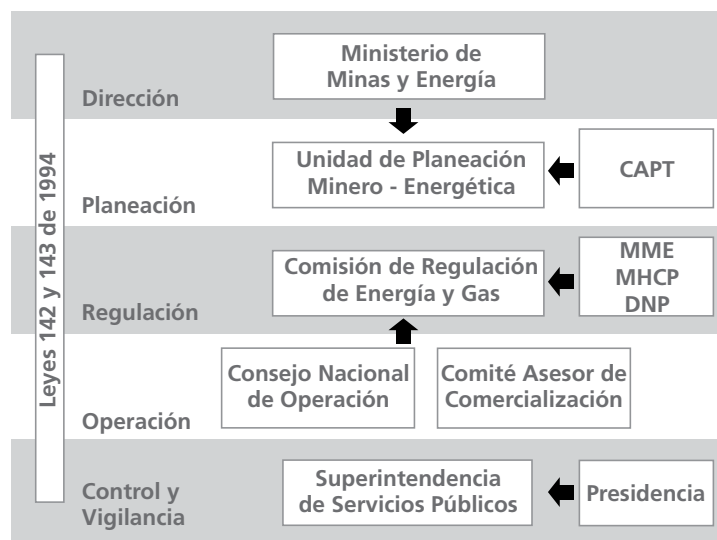
1. Leyes y Regulaciones

La Constitución colombiana consagra que es deber del Gobierno asegurar la prestación de los servicios públicos de forma eficiente para todos los habitantes del país. La Ley 142 contempla el marco regulatorio para la prestación de los servicios públicos domiciliarios, incluyendo la electricidad y las telecomunicaciones, y la Ley 143 contempla el régimen para la generación,

Ley 142: La Ley 142 establece que la electricidad y las telecomunicaciones, entre otros servicios públicos domiciliarios, son servicios públicos esenciales que pueden ser prestados por entidades del sector público y privado. Las compañías de servicios públicos deben (i) asegurar el servicio continuo y eficiente sin abuso monopolístico, (ii) cumplir con las normas aplicables a los subsidios para los usuarios de bajos ingresos, (iii) informar a los usuarios respecto del uso eficiente y seguro del servicio público, (iv) proteger el medio ambiente, (v) permitir el acceso universal a sus servicios y (vi) presentar reportes a la comisión de regulación pertinente y a la Superintendencia de Servicios Públicos. No obstante lo anterior, el requerimiento de subsidio de la Ley 142, según se ha interpretado, aplica a la prestación de electricidad para los usuarios finales de bajos ingresos y por lo tanto, no nos ha afectado, puesto que no nos involucramos en la comercialización de electricidad.

2. Marco Institucional

El sector eléctrico está bajo la jurisdicción del MME, el cual define las políticas del Gobierno colombiano para el sector eléctrico. Esta función se lleva a cabo en colaboración con otras entidades gubernamentales como la SSPD, la CREG, la UPME, el MHCP, el MAVDT, el DNP, el Consejo Nacional de Operación, el Comité Asesor de Comercialización y los gobiernos departamentales y municipales. Las responsabilidades de dichas entidades gubernamentales se describen a continuación.



MME

El MME es responsable de la expedición de la política general y la supervisión del sector eléctrico. El MME regula la generación, transmisión, comercialización, interconexión y distribución de electricidad y aprueba los programas de generación y transmisión de electricidad. La función de supervisión directa sobre el sector eléctrico se le encarga a un número de entidades bajo su control, incluyendo la CREG y la UPME.

CREG

La CREG es una unidad administrativa especial con independencia administrativa, técnica y patrimonial y adscrita al MME, creada en 1994 y cuyos miembros son el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda, el Director del Departamento de Planeación Nacional y cinco expertos nombrados por el Presidente por períodos de cuatro años. El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios asiste a las reuniones de la CREG con voz pero sin voto. Las resoluciones de la CREG requieren la aprobación de una mayoría de los miembros de la misma, lo cual otorga a los designados expertos el control efectivo sobre las acciones de la CREG. Las siguientes funciones han sido asignadas a la CREG mediante las Leyes 142 y 143: (i) establecer las condiciones para la desregulación gradual del sector hacia un mercado abierto y competitivo; (ii) aprobar las tarifas de conexión y cargos por uso para la transmisión y distribución de electricidad; (iii) establecer la metodología para calcular los cargos por uso del mercado regulado; (iv) definir los mercados de usuarios finales regulados y no regulados; (v) establecer las regulaciones para la planeación y coordinación de la operación del STN; (vi) establecer los criterios técnicos relacionados con la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro; (vii) definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el CND; (viii) fijar las tarifas de venta de electricidad; (ix) ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios; y (x) proteger los derechos de los consumidores. La CREG desempeña sus funciones mediante la expedición de resoluciones.

UPME

La UPME es una unidad administrativa especial del MME con patrimonio propio, personería jurídica y régimen especial en materia de contratación, administración de personal, salarios y prestaciones. Es responsable del desarrollo y actualización del Plan Nacional de Energía y los planes de expansión de referencia nacional. La UPME también es responsable de pronosticar los requerimientos generales de electricidad de Colombia, de planificar y desarrollar las formas y medios de satisfacer dichos requerimientos de electricidad, incluyendo el desarrollo de fuentes alternas de energía, y establecer programas para preservar y optimizar el uso de energía. Todas las compañías de transmisión de electricidad están obligadas a preparar y presentar la información pertinente a la UPME cuando la solicite.

SSPD

La SSPD es un organismo de carácter técnico con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Creada por la Constitución de 1991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Sus principales funciones son: (i) establecer los sistemas de información y contabilidad que deben aplicar los prestadores de servicios públicos domiciliarios, (ii) vigilar y controlar que las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con la Ley 142, con sus normas reglamentarias y las que expidan las Comisiones de Regulación, (iii)



investigar las irregularidades que se presenten en las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios y (iv) sancionar a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios por el incumplimiento de la normatividad aplicable.

MAVDT

El MAVDT fue creado mediante la Ley No. 99 de 1993. Todos los proyectos que afectan el paisaje o que impactan el medio ambiente deben obtener licencia del MAVDT. Aunque otras autoridades ambientales pueden expedir ciertas licencias, únicamente el MAVDT tiene la autoridad de expedir licencias para la construcción de proyectos de generación a gran escala o de líneas de transmisión de electricidad que forman parte del STN.

CNO (CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN)

El Consejo Nacional de Operación fue creado por las Leyes 142 y 143. Su función principal (Artículo 172, Ley 142) es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica. El CNO es el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de esta ley y a la preservación de las condiciones de competencia. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación serán apelables ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

CAC (COMITÉ ASESOR DE COMERCIALIZACIÓN)

El Comité Asesor de Comercialización –CAC– es un Comité creado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– mediante la Resolución 68 de 1999, para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista.

C. DOMICILIO SOCIAL PRINCIPAL Y DIRECCIÓN PRINCIPAL

Nuestro domicilio social principal es la ciudad de Medellín y nuestras oficinas están ubicadas en la Calle 12 sur 18 -168 en Medellín.

D. OBJETO SOCIAL PRINCIPAL

Conforme nuestros estatutos sociales tenemos por objeto social: (i) la operación y mantenimiento de nuestra propia red de transmisión; (ii) la expansión de la red nacional de interconexión; (iii) la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional; (iv) la administración del Sistema de Intercambios y Comercialización de energía en el Mercado Mayorista; (v) desarrollar sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones; (vi) participar, directa o indirectamente, en actividades y servicios relacionados con el transporte de otros energéticos, salvo en los limitados por la ley; (vii) la prestación de servicios técnicos en actividades relacionadas con nuestro objeto y los profesionales que requieran las empresas del grupo; (viii) desarrollar cualquier otra actividad para terceros, relacionada con la prestación de servicios de energía eléctrica y telecomunicaciones, en el marco de la normatividad vigente, y (ix) participar, directa o indirectamente, en actividades, servicios e inversiones relacionadas con obras de ingeniería.

Somos una compañía colombiana, organizada como empresa de servicios públicos mixta y nuestro negocio principal es la transmisión de electricidad desde plantas de generación hacia redes de distribución y centros de consumo en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia. Nuestro negocio de

transmisión de electricidad se realiza directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca en Colombia, CTEEP, Pinheiros y Serra do Japi en Brasil, REP, ISA Perú, TransMantaro y Proyectos de Infraestructura del Perú -PDI- en Perú e ISA Bolivia en Bolivia.

Nuestras actividades comerciales se realizan directamente y a través de nuestras subordinadas Transelca, Internexa, XM, ISA Capital y CTEEP en Brasil, REP, ISA Perú y TransMantaro en Perú e ISA Bolivia en Bolivia.

E. RESEÑA HISTÓRICA

Nos constituimos en 1967 con el objetivo principal de construir, ser dueños de y operar una red nacional de transmisión de electricidad llamada, el STN, que conecta las redes regionales de transmisión de electricidad ubicadas en Colombia en ese tiempo. Otras compañías desde entonces han ostentado la propiedad y operan partes del STN, pero durante los últimos 12 años nosotros hemos tenido la propiedad y hemos operado al menos el 70% de las líneas de transmisión de electricidad que constituyen el STN y hemos sido responsables de la coordinación de su operación y administración. En 1977, ingresamos al negocio de generación de electricidad con la construcción de la planta hidroeléctrica de Chivor, una instalación para 1,000 MW ubicada en Boyacá que fue la planta de energía más grande de Colombia construida en ese momento. Posteriormente construimos y operamos otras plantas, y en 1994 respondíamos por cerca del 30% de la capacidad de generación instalada en Colombia. Durante el período de 1977 a 1994, los costos de operación y mantenimiento de nuestra red de transmisión de electricidad se asumieron con la venta de electricidad generada por las plantas que poseíamos en ese momento.

En julio de 1994, el Congreso colombiano promulgó legislación dirigida a reestructurar el sector eléctrico y, eventualmente, privatizar las entidades de propiedad estatal en el sector. De conformidad con las leyes 142 y 143 de 1994, y sus modificaciones, en adelante Ley 142 y Ley 143, la industria eléctrica colombiana se dividió en cuatro actividades separadas de generación, transmisión, distribución y comercialización. La transmisión de electricidad no había existido previamente como una actividad comercial independiente. La Ley 143 facilitó la creación de un negocio de transmisión de electricidad al permitir la prestación de servicios de transmisión de forma independiente y establecer un precio por dichos servicios que compensarían a las compañías de transmisión de electricidad por su participación en el STN, y la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad.

En relación con el establecimiento de un sector comercial de transmisión de electricidad, la Ley 142 y la Ley 143 nos exigieron responder por separado por nuestras actividades de generación y transmisión de electricidad, y despojarnos de todas las operaciones y activos de generación de electricidad. El primero de enero de 1995, comenzamos a contabilizar por separado nuestras actividades de generación eléctrica y transmisión eléctrica. En esa misma fecha comenzamos a realizar nuestras actividades de transmisión eléctrica sobre una base comercial, y a recibir ingresos de las compañías de generación de electricidad (incluidos, nosotros), poniendo a disposición nuestros activos de transmisión de electricidad que comprenden el STN y cobrando a los comercializadores de electricidad por el transporte de la electricidad que ellos reciben a través de nuestra red de transmisión eléctrica. El 30 de abril de 1995, transferimos todas nuestras operaciones y activos de generación a una sociedad recién formada y con una administración independiente, Isagen S.A. E.S.P., en adelante, ISAGEN. Desde entonces, nuestras actividades comerciales centrales han sido: transmisión de electricidad, operación del SIN y administración del MEM, hoy, a través de XM.

En 1998, ampliamos nuestra red de transmisión de electricidad al comprar el 64.99% de la participación accionaria en Transelca, la compañía que era dueña y operaba el sistema de transmisión



de electricidad de la Costa Atlántica (norte de Colombia), que representaba aproximadamente el 10% del total de la red de transmisión de electricidad de Colombia; y también expandimos nuestro negocio en telecomunicaciones como un operador de operadores. En ese mismo año, recibimos un premio nacional por el manejo ambiental y emitimos por primera vez bonos nominativos en el mercado colombiano por un monto de aproximadamente Col\$95,000 millones, los cuales recibieron la calificación local AAA por Duff & Phelps de Colombia S.A., en adelante Duff & Phelps.

En 1999, la expansión de la red de transmisión de electricidad de Colombia se ofreció a través de dos licitaciones públicas, en las cuales participamos (UPME 01 y 02 de 1999) y fuimos adjudicatarios de la construcción y operación de líneas en Santander, Norte de Santander y Atlántico. En ese mismo año, colocamos con inversionistas el último tramo de nuestra primera oferta de bonos nominativos en Colombia por un monto de aproximadamente Col\$35,000 millones e hicimos una segunda oferta de bonos por un monto de aproximadamente Col\$180,000 millones, obteniendo de nuevo una calificación AAA de Duff & Phelps.

En el 2000, nos convertimos en la primera compañía de propiedad estatal en Colombia en realizar una oferta pública en el mercado primario de Acciones Ordinarias. Ofrecimos 300 millones de nuestras acciones privilegiadas al público en Colombia, las cuales representaban 13.34% de nuestro capital social, a través de un Programa llamado "ISA Acciones para todos". Actualmente no tenemos acciones privilegiadas en circulación.

En el 2001, obtuvimos la certificación ISO 9001 para la transmisión de servicios de electricidad y recibimos el Premio Colombiano 2001 a la Calidad, como reconocimiento por la alta calidad de nuestros servicios de transmisión de electricidad. Ese mismo año completamos la tercera oferta interna de bonos nominativos por un monto de aproximadamente Col\$130,000 millones, obteniendo una calificación AAA de Duff & Phelps.

En el 2002, completamos una segunda emisión de 120 millones de acciones privilegiadas con derecho a voto bajo el programa "ISA Acciones para todos". Actualmente no tenemos acciones privilegiadas en circulación.

En 2003, a través de dos procesos licitatorios públicos internacionales adelantados en Colombia, denominados UPME 01 y UPME 02, ganamos el derecho a construir, operar y mantener cerca de 1.000 km de líneas de transmisión eléctrica que conectan la región central del país (área de Bogotá) con la región de la costa Atlántica en el norte de Colombia. Estos dos proyectos entraron en operación en diciembre de 2006 y mayo de 2007, respectivamente.

Para financiar nuestros programas de expansión y gastos de capital, en el 2004 establecimos un programa nuevo para la emisión de bonos nominativos en el mercado colombiano por un monto de aproximadamente Col\$450,000 millones, que posteriormente se aumentó a aproximadamente Col\$850,000 millones. Colocamos aproximadamente Col\$587,000 millones en bonos nominativos bajo este programa entre inversionistas minoritarios e institucionales en Colombia.

En diciembre de 2006 adquirimos de ECOPETROL un 34.99% adicional de la participación accionaria en Transelca, mediante un intercambio accionario en el cual ECOPETROL recibió 58.925.480 de nuestras Acciones Ordinarias que representaban el 5.78% de nuestras acciones en circulación, en ese momento.

En enero de 2007, nuestra filial ISA Capital do Brasil completó dos ofertas simultáneas de bonos internacionales por montos de US\$354 millones y US\$200 millones, respectivamente, para refinanciar deuda a corto plazo en que había incurrido ISA Capital para financiar la adquisición

del -21.00% del capital social total de CTEEP y la compra de un 16.46% adicional del capital social de CTEEP a través de una oferta pública concluida en enero de 2007.

Nuestra expansión en América Latina comenzó con la constitución de ISA Perú en el año 2001, y junto con EEB, con la constitución de REP en 2002 para participar en un proceso de licitación pública para la operación y el mantenimiento de los activos de transmisión de electricidad de Etecen y Etesur. En el 2003 entramos al mercado boliviano de electricidad, cuando constituimos ISA Bolivia después de nuestra participación exitosa en un proceso de licitación internacional para la construcción y operación de cinco subestaciones y tres líneas de transmisión de electricidad por un periodo de 30 años. En el 2005, entramos al mercado de electricidad en América Central, a través de la adquisición de una participación del 12.50% en EPR. En el 2006 adquirimos 60.00% del capital social de TransMantaro, aumentando nuestra participación en el mercado peruano de transmisión de electricidad aproximadamente a 91.03% basado en activos totales de conformidad con datos compilados por el MEMP, e ingresando en el sector brasileño de transmisión de electricidad con la adquisición inicial del 21.00% (50.12% de las acciones con derecho a voto) de CTEEP y el posterior aumento de dicha participación a 37.46% (89.40% de las acciones con derecho a voto).

Al finalizar el año 2007 se presentaron dos hechos de importancia, como fue la puesta en marcha de la primera fase de fibra óptica por parte de Internexa, la cual interconectó las ciudades de Lima, Paramonga, Huacho, Huarmey, Chimbote, Trujillo, Guadalupe, Chiclayo, Piura, Talara y Tumbes. De otro lado, el 7 de diciembre de este mismo año la Junta Directiva de ISA formalizó la oferta pública de acciones ordinarias de la empresa, definiendo un tamaño total de la oferta de 56,394,211 acciones, a un precio de suscripción por acción de Col\$7,076 pesos.

El año 2008 fue importante para ISA en su proceso de expansión, objeto que se va logrando con la creación de nuevas empresas como Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A -IENNE- y con la adjudicación de siete nuevos proyectos de transmisión de energía en Brasil. En este mismo año, Duff & Phelps de Colombia reafirmó la calificación AAA a la segunda y tercera emisión de bonos ordinarios ISA por Col\$180,000 millones y Col\$130,000 millones respectivamente, y al programa de emisión y colocación de bonos ordinarios por Col\$850,000 millones. En agosto de este año, la Junta Directiva de la Compañía autorizó realizar los trámites para la creación de la sucursal en Colombia de la sociedad Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A.

A comienzos del año 2009, se autoriza a ISA ampliar el programa de bonos actual en Col\$350,000 millones para un cupo total de Col\$1,200,000 millones. Paralelamente, en el mes de febrero el ICONTEC certificó los servicios de Transporte de Energía en la sede de Medellín y el Centro de Transmisión de Energía Suroccidente con las normas ISO 14001 (ambiental) y OHSAS 18001 (seguridad y salud ocupacional). Así mismo, certificó el negocio de Proyectos de Infraestructura con la norma de calidad ISO 9001:2000. De otro lado, se hizo pública la participación de ISA en el Grupo Infraestructura para la Competitividad, una iniciativa única en el país que marcó la incursión de la Empresa en el negocio de concesiones viales. El proyecto es conocido hoy en día con el nombre de Autopistas de la Montaña y tiene como propósito de construir cuatro corredores en doble calzada de 900 km y operar y mantener 1,251 km de vías de esas mismas especificaciones.

En abril de 2009, ISA y la empresa ETESA pusieron en operación en ciudad de Panamá su nueva empresa Interconexión Eléctrica Colombia- Panamá –ICP–. Continúa la expansión de ISA en Brasil, en donde a través de la subordinada CTEEP resultó adjudicataria de cuatro lotes subastados en ese país. De otro lado, la firma Duff & Phelps de Colombia ratificó a ISA con la calificación Triple A a la tercera emisión de bonos ordinarios y al programa de emisión y colocación de bonos ordinarios. ISA ganó un concurso público internacional en Perú el pasado 10 de agosto a través del cual reforzará el sistema de transmisión surmedio con la línea Independencia Ica. Y finalmente, el pasado 15 de septiembre, la Compañía ganó la convocatoria abierta por la UPME para construir la Subestación El Bosque en la ciudad de Cartagena.



En noviembre 6 de 2009 ISA ganó en Lima una convocatoria pública internacional promovida por Proinversión, con lo cual podrá desarrollar una línea de transmisión que unirá la ciudad de Trujillo con el distrito de Zapallal.

El contrato de concesión derivado de esta convocatoria, permitirá diseñar, financiar, construir, operar y mantener una línea de transmisión de energía de 543 kilómetros de extensión y sus subestaciones asociadas, obras que serán energizadas a 500 mil voltios. El contrato tendrá una vigencia de 30 años desde el momento en que sea puesto en operación el proyecto, lo cual se estima sea 30 meses luego del cierre del proceso.

F. COMPOSICIÓN ACCIONARIA E INFORMACIÓN SOBRE NUESTROS PRINCIPALES ACCIONISTAS

1. Composición Accionaria

Nuestro accionista mayoritario es la Nación con una participación del 52.94% y nuestros accionistas incluyen a Empresas Públicas de Medellín, en adelante EEPPM, una empresa colombiana de servicios públicos vinculada con los servicios de generación y distribución de electricidad y distribución de agua controlada por el Municipio de Medellín con una participación del 10.17%, ECOPETROL S.A., en adelante ECOPETROL, la compañía colombiana de gas y petróleo de propiedad estatal con una participación del 5.48%, y la Empresa de Energía de Bogotá, en adelante EEB, una compañía de transmisión de electricidad controlada por el Distrito de Bogotá con una participación del 1.72%. Nuestras Acciones Ordinarias se negocian en la BVC y están registradas en el RNVE y la BVC.

La siguiente tabla muestra la composición de nuestro capital social a 30 de septiembre de 2009:

ACCIONISTAS	Nº ACCIONES SEPTIEMBRE 30-09	%
INVERSIONISTAS ESTATALES	678,823,336	63.11%
LA NACIÓN	569,472,561	52.94%
EEPPM	109,350,775	10.17%
EMPRESAS CON CAPITAL PÚBLICO Y PRIVADO	77,373,530	7.19%
ECOPETROL S.A.	58,925,480	5.48%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ	18,448,050	1.72%
INVERSIONISTAS PRIVADOS	319,464,508	29.70%
INSTITUCIONALES	195,583,506	18.18%
P. NATURALES	95,176,173	8.85%
P. JURÍDICAS	15,384,335	1.43%
F.I. EXTRANJERO	11,418,669	1.06%
ISA ADR PROGRAM	1,901,825	0.18%
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO EN CIRCULACIÓN	1,075,661,374	100.00%
ACCIONES PROPIAS READQUIRIDAS (1)	17,820,122	
TOTAL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO	1,093,481,496	

(1) Acciones que pertenecían a CORELCA, readquiridas en agosto de 1998. A la fecha, se encuentran en suspenso todos los derechos inherentes a las mismas y en consecuencia, no participan en la distribución de dividendos, ni forman parte del quórum para deliberar y decidir.

2. Información sobre nuestros principales accionistas

Nación

Para mayor información sobre la República de Colombia pueden consultar la página web www.gobiernoonlinea.gov.co

Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P.¹

EEPPM es una empresa industrial y comercial del Estado, de propiedad en un 100% del municipio de Medellín, creada en 1955. Su objeto social es la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y telefonía local móvil en el sector rural, y demás servicios de telecomunicaciones.

EEPPM tiene un amplio portafolio de inversiones en empresas como CHEC S.A. E.S.P., EPM Bogotá Aguas S.A. E.S.P., UNE – EPM Telecomunicaciones, Empresa de Energía del Quindío, GENSA, ISAGEN y Aguas de Urabá, entre otras. De él forman parte hoy, entre otras; EDATEL, EMTELSA, EMTELCO, ETP, EPM Bogotá, Orbitel y Colombia Móvil.

Para mayor información sobre EEPPM pueden consultar su página web www.eeppm.com

ECOPETROL S.A.²

Ecopetrol S.A. es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por sus estatutos sociales, los cuales se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública número 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

ECOPETROL funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada principalmente al desarrollo, en Colombia o en el exterior, de las actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.

ECOPETROL es matriz de las sociedades Andean Quemicals Ltd., Black Gold Re Limited, Ecopetrol America Inc., Ecopetrol del Perú S.A. y Ecopetrol Oleo e Gas Do Brasil Ltda.

Para mayor información sobre ECOPETROL pueden consultar su página web www.ecopetrol.gov.co

Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. – EEB S.A. E.S.P.³

La EEB es una empresa de servicios públicos, constituida como sociedad anónima por acciones, conforme lo dispuesto por la Ley 142, con autonomía administrativa, presupuestal y patrimonial, que ejerce sus actividades dentro del marco del derecho privado. cuyo objeto social principal es la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, incluido el gas y líquidos combustibles en todas sus formas. La EEB se rige por la Ley 142 y la Ley 143, ambas de 1994, sus estatutos, los acuerdos marco de intervención y el Código de Comercio.

1- Información tomada de www.eeppm.com en octubre de 2009.

2- Información tomada de www.ecopetrol.gov.co en octubre de 2009.

3- Información tomada de www.eeb.com.co en octubre de 2009.



En la actualidad tiene un portafolio de inversiones en importantes empresas del sector energético entre las que se destacan CODENSA, EMGESA, GAS NATURAL e ISAGEN, entre otras. Adicionalmente, la EEB tiene una participación en las empresas Red de Energía del Perú y Transmantaro S.A.

Para mayor información sobre EEB pueden consultar su página web www.eeb.com.co

G. PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO

Nos regimos por normas de gobierno corporativo que cumplen con los requisitos legales contenidos en la Ley No. 964, y que siguen algunas recomendaciones regionales, incluyendo el *White Paper* de la Organización para el Desarrollo y Cooperación Económica (OECD) sobre Gobierno Corporativo en América Latina y el Código de Gobierno Corporativo de la Corporación Andina de Fomento (CAF). Así mismo, de conformidad con la Circulares Externas 028 y 056 de 2007 expedidas por la SFC, efectuaremos el reporte anual de prácticas de Gobierno Corporativo contenidas en el Código País.

Independencia de los Miembros de la Junta Directiva

La Ley 964 exige que por lo menos el 25% de los miembros de la Junta Directiva sean miembros independientes. Adicionalmente, la ley colombiana ordena a todos los directores hacer uso de su juicio independiente en todas las circunstancias. Nuestra Junta Directiva cumple tales requisitos y nuestros Estatutos incluyen una disposición que contempla que los miembros de la Junta Directiva deberán ejercer un juicio independiente al momento de votar una decisión.

Comités de la Junta Directiva

La Junta Directiva tiene un Comité de Asuntos de Junta, un Comité de Nuevos Negocios y un Comité de Auditoría, cada uno de los cuales está conformado por miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva. El Comité de Auditoría fue creado por la Junta Directiva el 26 de septiembre de 2003 y el Comité de Junta y el Comité de Nuevos Negocios se crearon el 30 de abril de 2004. Estos comités vigilan el desempeño de nuestro equipo administrativo en áreas tales como controles internos, nuevos proyectos, desarrollo de talento y cumplimiento con nuestro Código de Buen Gobierno, todo ello de conformidad con las normas colombianas sobre gobierno corporativo que nos son aplicables.

Código de Buen Gobierno

El 15 de noviembre de 2001, nuestra Junta Directiva adoptó un Código de Buen Gobierno dirigido a todos nuestros accionistas, administradores y trabajadores, el cual cumple con los criterios establecidos en la Resolución No. 275 de 2001 de la SFC. El Código de Buen Gobierno ha sido modificado por la Junta Directiva, su última modificación se realizó en agosto 31 de 2007. El Código busca, entre otros asuntos, proteger a aquellas personas que inviertan en la Compañía, manteniendo una adecuada administración de los asuntos empresariales, y promoviendo la divulgación oportuna de la información empresarial requerida.

Divulgación de información

Estamos sujetos a las siguientes obligaciones de divulgación de información de manera periódica:

- CGN. Debemos presentar anualmente ante la CGN información sobre cambios significativos en nuestras cuentas por cobrar, cuentas de accionistas y de activos, así como estados financieros actualizados junto con sus respectivas notas.

- CGR. Debemos presentar anualmente a la CGR información sobre nuestros métodos contables, el cumplimiento con las leyes y regulaciones aplicables, nuestras políticas contractuales y nuestros manuales de organización.
- SSPD. Debemos presentar dos veces al año a la SSPD información administrativa, comercial y financiera, incluyendo información sobre gastos de capital.
- SFC y BVC. Debemos suministrar a la SFC y BVC de manera regular información sobre las reuniones de nuestra Asamblea General de Accionistas, dividendos pagados por nosotros, estados financieros consolidados, información relevante y estados financieros trimestrales e informes del revisor fiscal, entre otros.

H. NUESTRA POLITICA DE DIVIDENDOS

Nosotros reconocemos y pagamos dividendos de acuerdo con lo establecido en la PARTE I – DE LOS VALORES, Capítulo I, Literal A numeral 2 de este Prospecto.

Las siguientes tablas muestran la historia de pago de dividendos por parte nuestra a nuestros accionistas y de nuestras subordinadas a nosotros para el período indicado:

Dividendos pagados por nosotros

Año con cierre a diciembre 31,

<u>2008</u>	<u>2007</u> (Col\$ en millones)	<u>2006</u>
147,372	124,848	111,880

Dividendos pagados a nosotros por nuestras subordinadas

Año con cierre en diciembre 31,

	<u>2008</u>	<u>2007</u> (Col\$ en millones)	<u>2006</u>
TRANSELCA	18,297	23,945	21,807
INTERNEXA	18,122	-	8,123
XM	753	-	-
ISA Capital(*)	-	-	-
CTEEP (**)	-	-	-
ISA Perú	2,089	1,936	4,021
REP	-	9,433	-
TransMantaro (**)	-	8,406	-
ISA Bolivia	-	-	-
INTERNEXA en Perú	-	-	-
PDI	-	-	-
TRANSNEXA	-	-	-

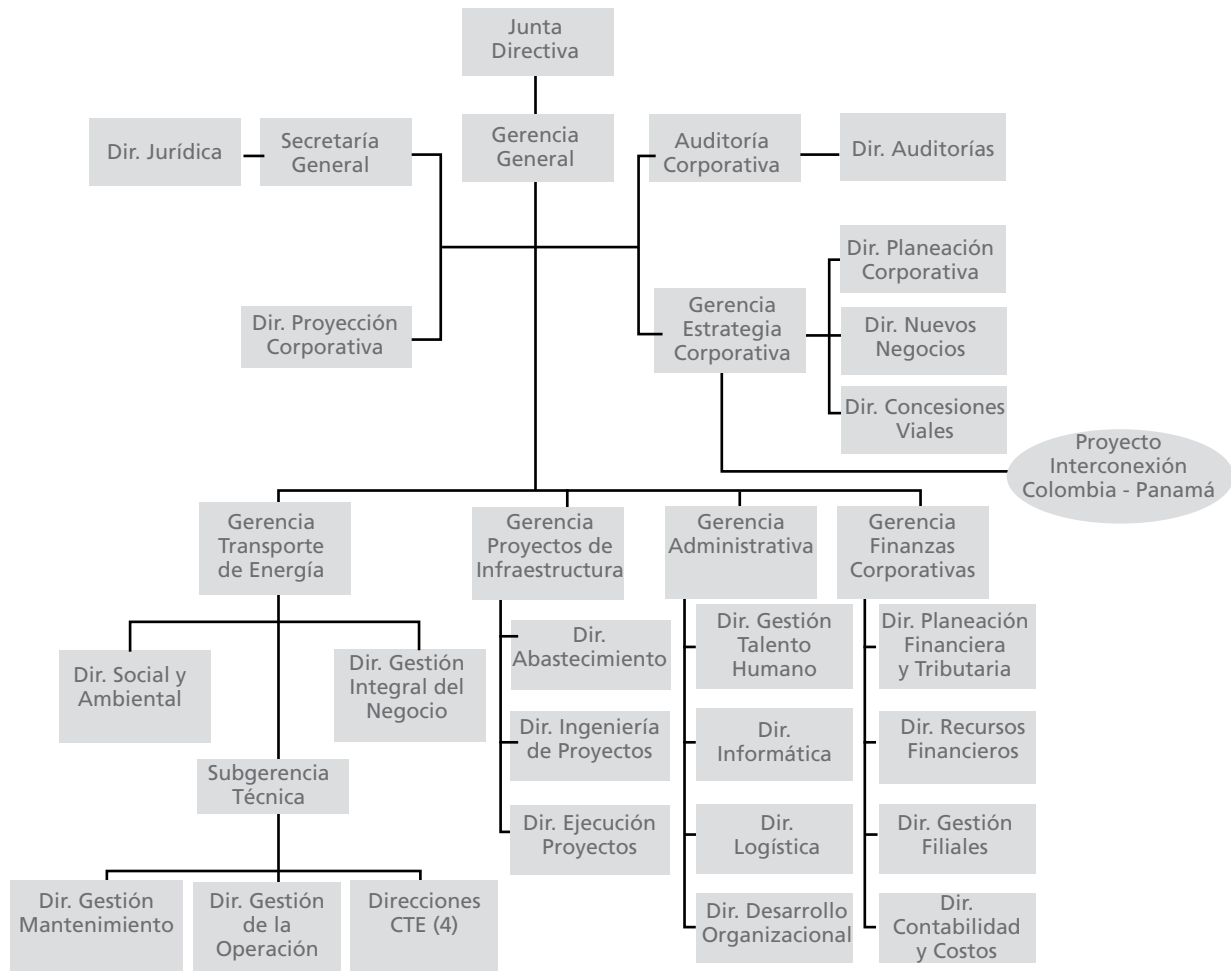
(*) Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de diciembre de 2006, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.



CAPÍTULO II. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DEL EMISOR

A. ESTRUCTURA ORGÁNICA DEL EMISOR

Organigrama



B. JUNTA DIRECTIVA

Nuestra Junta Directiva está conformada por siete miembros principales y siete miembros suplentes, uno por cada miembro de la Junta Directiva. En ausencia del miembro titular, cada uno de los suplentes tiene las mismas facultades de voto de ese miembro. Los miembros y sus suplentes son elegidos por los accionistas en la Asamblea General de Accionistas mediante el método de votación de cuociente electoral para períodos de un año y con base en los conocimientos, experiencia y liderazgo de los candidatos. De conformidad con nuestros Estatutos, los miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva pueden ser reelegidos o removidos por los accionistas.

Bajo el sistema del cuociente electoral, cada titular de Acciones Ordinarias tiene derecho a nominar para elección a uno o más miembros de la Junta Directiva a través de la presentación

de una lista de nominados en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas. Cada nominación de uno o más miembros de la Junta Directiva constituye un grupo para efectos de la elección, y cada grupo de nominados debe contener una jerarquía respecto del orden de preferencia de los nominados que serán elegidos en ese grupo. Los nominados deben aceptar expresamente su nominación por escrito. Una vez se nominan todos los grupos, los titulares de las Acciones Ordinarias pueden emitir un voto por cada Acción Ordinaria que posean a favor de un grupo específico de nominados incluidos en una lista. No se podrán emitir votos para nominados específicos en un grupo, sino para el grupo completo; el número total de votos emitidos en la elección se divide por el número de directores a elegir. El cuociente que resulte es el número de votos necesarios para elegir cada director en particular. Cada vez que el número de votos emitidos por un grupo de nominados sea divisible por el cuociente de votos, será elegido un nominado de ese grupo, en el orden de jerarquía de ese grupo.

Cuando ningún grupo tenga suficientes votos residuales para llenar el cuociente de votos necesarios para elegir un director, entonces el cargo o cargos restantes de la Junta Directiva se llenarán eligiendo al nominado residual más alto de un grupo que posea el número más alto de votos residuales emitidos hasta llenar los cargos sobrantes. En caso de empate en los residuos, se elegirá al miembro al azar. Bajo la Ley 964, por lo menos el veinticinco por ciento (25%) de los miembros de la Junta Directiva, en nuestro caso dos miembros principales y dos miembros suplentes deben ser miembros independientes.

Algunas de las principales funciones de la Junta Directiva son: nombrar, remover y reelegir al Gerente General y sus dos suplentes, según sea el caso; aprobar las políticas laborales, número de empleados y pautas para su remuneración; aprobar el presupuesto anual y nuestro Código de Buen Gobierno; presentar las cuentas, balances e inventarios ante la Asamblea de Accionistas; proponer a la Asamblea de Accionistas la aprobación de fondos discrecionales de reserva y pago de dividendos, reglamentar la emisión y colocación de acciones y bonos; autorizar el establecimiento de sucursales y la venta, liquidación, transferencia, enajenación o arrendamiento de nuestros activos o propiedades, por un valor entre 5.0% y 15.0% de la capitalización bursátil; establecer los criterios, procedimientos y autoridad a que deben acogerse nuestros empleados en materia contractual; asegurar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno y resolver reclamos que puedan presentarse con ocasión de su incumplimiento; presentar ante la Asamblea de Accionistas información relativa a la adopción y cumplimiento de medidas específicas del ámbito de nuestra gestión, manejo y divulgación de información.

La Junta Directiva se reúne por lo menos una vez al mes en las oficinas de la Compañía o en cualquier otro lugar que la Junta Directiva designe. El Gerente General puede convocar las reuniones de Junta Directiva, así como el auditor o dos miembros principales de la Junta Directiva. Cada convocatoria a la Junta Directiva debe contener el orden del día para esa sesión y los informes que debe presentar el Gerente General y los demás funcionarios ejecutivos. El Gerente General puede participar en las reuniones de la Junta Directiva, pero no tendrá derecho de voto. La Junta Directiva no puede deliberar ni adoptar decisiones válidas con menos de seis de sus miembros, de los cuales, al menos tres deberán ser miembros principales, por oposición a los miembros suplentes. Las decisiones se adoptarán con el voto favorable de al menos cinco de los miembros presentes.

El 26 de diciembre de 2003 la Junta Directiva creó el Comité de Auditoría, el cual está a cargo, entre otras, de aprobar las políticas de control y de supervisar su cumplimiento; informar a la Junta Directiva o a la Asamblea General de Accionistas acerca de cualesquiera riesgos sustanciales que puedan presentarse frente a la condición financiera de la Compañía; presentar a la Asamblea General de Accionistas los resultados de la evaluación de candidatos para el cargo de auditor; supervisar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno, y conocer de cuestiones relativas a



reclamos presentados ante la Junta Directiva por parte de los accionistas y de inversionistas, según se contempla en nuestros Estatutos y en el Código de Buen Gobierno.

Actualmente la Nación elige la mayoría de los miembros de nuestra Junta Directiva y los funcionarios directivos, por lo tanto en el evento en que la Nación deje de ser nuestros accionista mayoritario, los miembros de la Junta Directiva y nuestros funcionarios directivos cambiarían. Ver “Información sobre Riesgos del Emisor”.

La siguiente tabla muestra los miembros principales y miembros suplentes de la Junta Directiva a la fecha del presente Prospecto de Información.

Miembros	En el cargo desde	Miembros Suplentes	En el cargo desde
Ministro de Minas y Energía (actualmente el Dr. Hernán Martínez Torres)	03/06/06	Vice Ministro de Minas y Energía (actualmente la Dra. Silvana Giaimo Chávez)	03/27/03
Vice Ministro de Hacienda (actualmente la Dra. Gloria Inés Cortés Arango)	03/29/04	Asesora legal del Ministro de Hacienda y Crédito Público (actualmente la Dra. Nhora Abuchar Chamie)	03/29/04
Isaac Yanovich Farbaiarz	03/18/02	Director General de Crédito Público y del Tesoro Nacional (actualmente la Dra. Viviana Lara Castilla)	11/24/06
Federico Restrepo Posada*	31/03/08	Jesús Arsitizábal Guevara*	03/29/05
Santiago Montenegro Trujillo*	03/30/07	Jorge Hernán Cárdenas Santamaría*	06/11/01
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera*	03/27/06	Luis Fernando Uribe Restrepo*	03/30/00
Orlando Cabrales Martínez	03/27/03	Andrés Felipe Mejía Cardona	03/22/01

*Miembros independientes de conformidad con lo dispuesto en la Ley 964 de 2005.

A continuación una breve descripción de la hoja de vida de los miembros de la Junta Directiva:

Ministerio de Minas y Energía – Ministro Hernán Martínez Torres

Ingeniero Químico de la Universidad Pontificia Bolivariana. Realizó estudio de especialización en Gerencia de Petróleos cursos “Petroleum Management” en North Western University en Chicago.

El doctor Hernán Martínez Torres fue Presidente de International Resources Corporation (INTERCOR) y Ejecutivo representante de EXXON MÓBIL en Colombia; ha trabajado con diferentes compañías de EXXON MOBIL y desde el 31 de julio de 2006 se desempeña como Ministro de Minas y Energía.

Ha participado en las Juntas Directivas de Cartón de Colombia S.A., INVERSURA, TRANSELCA S.A. E.S.P., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), y Representante del Presidente de la República ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos

Ministerio de Minas y Energía – Viceministro Silvana Giaimo Chávez

La Viceministro de Hacienda, doctora Silvana Giaimo Chavez es graduada en Arquitectura con magíster en Gestión Ambiental para el Desarrollo Sostenible. Ha trabajado en el sector público y privado desempeñando los cargos de Directora Ejecutiva de la Cámara de Comercio de Cartagena, Directora de Planeación de la Alcaldía Mayor de Cartagena, Decana de la Facultad de Arquitectura de la Universidad Jorge Tadeo Lozano, Asesora de Gerencia de la Sociedad Portuaria de Cartagena, entre otros.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público- Viceministro General Gloria Inés Cortés Arango

Economista de la Universidad Javeriana y ha realizado diversos cursos de actualización en gerencia, administración, mercados, finanzas, derivados, sistemas operativos e inglés, entre otros. Con amplia experiencia integral en los sectores privado y público. Gran capacidad de dirección y liderazgo, ejercidos con base en la generación de credibilidad, en el respecto, aplicación y desarrollo de valores, trabajo en equipo y visión de futuro.

Desempeñó cargos administrativos en la Financiera COLPATRIA S.A., en Pinski y Asociados S.A., Banco Extebandes de Colombia, Telestudio Ltda., Banco Tequendama, FOGAFIN, y en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público empezó como Directora General del Tesoro Nacional y hoy ostenta el cargo de Viceministra General.

Ha pertenecido a las Juntas Directivas de la Compañía de Seguros La Previsora, CORPAVI, Pronta S.A. Compañía de Financiamiento Comercial, GRANBANCO Y GREG.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Abogado Asesor Despacho Del Ministro Nhora Abuchar Chamie

Abogada de la Universidad de Medellín, con especialización en Derecho Económico de la Universidad Externado de Colombia.

Se ha desempeñado como Jefe División de Servicios Generales en elINDERENA, como Gerente de la sucursal de Bogotá en Constructora de Cocinas Ltda., como Gerente General en APV Fabricando Ltda., y en el momento como Abogada Asesora del Despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público y, en varias oportunidades, como Secretaria General (E) del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Isaac Yanovich Farbaiarz

Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes y de la Universidad de Pittsburgh. Realizó estudios en de M.S. Industrial MGMT en Massachusets Institute of Technology M.I.T.

Se ha desempeñado como Director y Socio Fundador de Banca de Inversión Betainvest S.A.; Presidente de INVESA S.A.; Presidente de Lloreda Grasa S.A. y Vicepresidente Ejecutivo de Tecnoquímicas S.A.

El doctor Isaac Yanovich ha sido miembro de las Juntas Directivas de ECOPETROL, INTERBANCO, INTERNACIONES S.A., ALIADAS S.A., Banco Popular, Women's World Banking (Banco Mundial de la Mujer - Colombia), Banco Agrario, Avianca, Universidad ICESI e ISA, entre otras.



Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Director General de Crédito Público y del Tesoro Nacional Viviana Lara Castilla

Abogada de la Universidad de los Andes con Maestría en Derecho Administrativo de la Université de Paris II Sorbonne, París.

Desde febrero de 2008 se desempeña como Director General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Ha ocupado los cargos de Vicepresidente de Infraestructura en la Corporación Andina de Fomento –CAF, Asesora Banca Multilateral en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Gerente Administrativa y Financiera en la Organización Terpel, Dictora Distrital de Crédito Público de la Secretaría de Hacienda de Bogotá, Asociada de la firma Brigard & Urrutia Abogados, Subdirectora de Contratación y Seguimiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Dirección General de Crédito Público entidad en la que también laboró como Asesor de la Oficina Jurídica.

La doctora Viviana Lara ha realizado cursos y seminarios sobre Construcción y mantenimiento de infraestructuras: ferrocarriles, puertos y carreteras, Mercado de capitales y manejo del riesgo financiero, Diplomado en Finanzas Públicas, Aspectos prácticos de las leyes de control y ajuste fiscal, Credit Ratings and Bond Issuing at the Subnational Level, “The Export-Import Bank of Japan, Matemáticas Financieras para ejecutivos del sector financiero, Seminario Calidad Total, Seminario Habilidades de Dirección-Liderazgo, La Función Pública Nacional y la Integración Regional, II Seminario Interamericano de formulación, evaluación y gestión de proyectos de inversión, Seminario de Cobertura de Riesgos y tasas de interés, Curso de matemáticas financieras y análisis de inversión. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Jornadas de actualización en las reformas financiera, tributaria, cambiaria y laboral y Contabilidad.

Federico Restrepo Posada

Es ingeniero civil, de la Universidad Nacional y Msc en ingeniería con énfasis en hidrología y planeamiento de recursos hidráulicos de la Universidad de Mississippi.

El doctor Restrepo Posada estuvo vinculado a la firma de ingeniería de consulta INTEGRAL S.A. desde marzo de 1979 hasta diciembre de 2003 y allí desempeñó varios cargos, entre ellos la Presidencia Ejecutiva. Se desempeñó como Director del Departamento Administrativo de Planeación del Municipio de Medellín en el período 2004 a 2007 y actualmente ocupa la Gerencia de las Empresas Públicas de Medellín.

Ha sido miembro de las Juntas Directivas de las siguientes entidades: Comité de Empresarios para el Apoyo a la Investigación y a la Gestión Tecnológica de la Universidad de Antioquia, Instituto para el Desarrollo de Antioquia - IDEA, Metro de Medellín, Empresas Públicas de Medellín, Túnel de Occidente, Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquia (CTA).

Jesús Arturo Arsitizábal Guevara

Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Minas - Medellín - Colombia, con Especialización en Vías y Transportes.

Desde enero del 2001 y hasta el 31 de enero de 2006 se desempeñó como Gerente de Generación de Energía de Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EEPPM). A partir del 1 de febrero de 2006 se desempeña como Director de Energía de EEPPM. En esa misma entidad se ha desempeñado como Gerente Administrativo, Gerente Auxiliar y Gerente General Encargado en varias ocasiones.

El doctor Aristizábal fue Gerente Administrativo y del Servicio y Gerente General de la Empresa de Transporte Masivo del Valle de Aburrá Ltda. (Metro de Medellín); Gerente General de la Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P. (EADE); Secretario de Obras Públicas del Departamento de Antioquia (Gobernación de Antioquia); Rector de la Universidad de Antioquia; Rector del Politécnico Colombiano Jaime Isaza Cadavid; Gerente General de las Empresas Varias de Medellín (EEVVM); Gerente General de la Corporación Forestal de Antioquia S.A. (CORFORESTAL S.A.); Decano de las Facultades de Economía e Ingeniería Civil de la Universidad de Medellín, entre otros cargos.

Pertenece a las Juntas Directivas de ISA, ISAGEN y de la Hidroeléctrica Pescadero – Ituango S.A. E.S.P.

Santiago Montenegro Trujillo

Economista de la Universidad de los Andes con magíster en economía de la misma universidad; MSc en Economía del London School of Economics y PHD de la Universidad de Oxford.

Fue economista del Banco Mundial, Asesor del Gobierno para Asuntos Cafeteros, Decano de la Facultad de Economía de la Universidad de los Andes, Presidente de la Asociación Nacional de Instituciones Financieras, Anif; Director del Departamento Nacional de Planeación y, actualmente, se desempeña como Presidente de la Asociación Colombiana de Administradoras de Fondos de Pensiones y Cesantías Asofondos.

Autor de los libros El arduo tránsito hacia la modernidad: historia de la industria textil colombiana durante la primera mitad del siglo XX (2002); Sociedad abierta, geografía y desarrollo (2006); director y editor de la Visión Colombia Segundo Centenario, 2019 (2005); coautor con José Antonio Ocampo de Crisis Mundial, Protección e Industrialización, Fondo Editorial CEREC (1984). Asimismo, ha sido editor de varios libros y artículos sobre tasa de cambio, finanzas públicas, choques externos, economía cafetera y economía política. En 1997, fundó la Escuela Internacional de Verano de la Facultad de Economía de la Universidad de los Andes.

Jorge Hernán Cárdenas Santa María

Ingeniero Industrial de la Universidad de los Andes; posteriormente realizó un Master of Arts in Economics en la Universidad de Minnesota y un Master of Science in Management - MIT Sloan School. Ha sido becario fulbright.

Fue Decano de la Facultad de Administración de la Universidad de los Andes; Asesor Especial del Secretario General de la Organización de los Estados Americanos (OEA), Consejero Presidencial para la modernización del Estado, Vicerector General de la Universidad Nacional de Colombia, Director CID Universidad Nacional, Jefe de la División Especial de Corporaciones Regionales del Departamento Nacional de Planeación (DNP) y miembro de la Junta de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.

Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Graduada de la Facultad de Economía de la Universidad Javeriana, con postgrado en Finanzas de la Universidad de los Andes, curso de Alta Gerencia y MBA del mismo centro de educación superior.

La doctora Luisa Fernanda Lafaurie ha desempeñado diversos cargos en el sector público y privado, entre los cuales se destacan: Ministra y Viceministra de Minas y Energía, Consultora



independiente, Asesora Financiera y Comercial para Scudder Kemper - Termotasajero y Parsons de Colombia, Jefe del Departamento de Europa, Coordinadora Regional de Europa - Centro y Directora de Ventas de Carbones de Colombia S.A. CARBOCOL.

En la actualidad se desempeña como consultora independiente de gestión, formulación e implementación de estrategia financiera y corporativa. Además ha pertenecido a las Juntas Directivas de OCENSA S.A. Oleoducto Central de Colombia S.A. ECOPETROL, ISA, ECOGAS, ISAGEN, MINERCOL e INGEOMINAS, entre otras.

Luis Fernando Uribe Restrepo

Abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana (Medellín). Especializado en Derecho Económico de la Universidad del Rosario (Bogotá), en Derecho Financiero de la Universidad de los Andes (Bogotá), y en Estudios Legales Internacionales (LLM - Master) en la American University en Washington D.C. (USA).

Se ha desempeñado como profesor en la Universidad Pontificia Bolivariana, Universidad de los Andes, Universidad del Rosario y Externado de Colombia; Asesor Jurídico, Secretario General y Presidente de la Comisión Nacional de Valores hoy Superintendencia de Valores; Secretario Jurídico de la Presidencia de la República; Presidente de la Bolsa de Medellín S.A.; Presidente de la Fundación para el Progreso de Antioquia (PROANTIOQUA) y Decano de la Escuela de Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Pontificia Bolivariana.

El doctor Luis Fernando Uribe ha sido miembro de las Juntas Directivas del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras (FOGAFIN), del Depósito Centralizado de Valores de Colombia S.A. (DECEVAL S.A.), de Cadena de Almacenes Colombianos S.A. (CADENALCO S.A.), entre otras.

Actualmente es miembro de las Juntas Directivas de ISA e ISAGEN.

Orlando Cabrales Martínez

Ingeniero Químico de la Universidad Pontificia Bolivariana, con amplia y reconocida experiencia en el sector petrolero y petroquímico, ha desarrollado su carrera en el campo de la empresa privada como Presidente y miembro de Junta Directiva de importantes compañías del sector petroquímico y energético. Ha sido Ministro de Minas y Energía y de Desarrollo Económico.

Ha realizado estudios de CIDENAL (Curso Integral de Defensa Nacional) en la Escuela Superior de Guerra del Ejército Colombiano, de Alta Gerencia dictado por Profesores de la Universidad de Columbia en Medellín; de Estrategia de Gerencia y Recursos Humanos dictado por profesores de la Universidad de Harvard en Paipa, entre otros.

El doctor Orlando Cabrales actualmente es Presidente de Polipropileno del Caribe S. A. (PROPILCO). Ha desempeñado los cargos de Ministro de Minas y Energía; Ministro de Desarrollo Económico; Presidente de Diners Club de Colombia S.A.; Presidente Fundador de la Compañía de Registros Sísmicos para Exploración Petrolera S.A. (SISMOCOL S.A.); Presidente de AVIANCA S.A., y Vicepresidente Financiero de Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (ECOPETROL) durante diez años y en ese período estuvo varias veces encargado de la Presidencia de dicha empresa, entre otros.

Ha sido miembro de las Juntas Directiva de CARBOCOL, Monómeros Colombo Venezolanos, COLGAS, PROMIGAS, VIKINGOS, INVERCRÉDITO, SURTIGAS, Gases del Caribe, TERPEL-Bucaramanga, Banco Santander, Petroquímica Del Atlántico, UNIAL S.A., Redes de Colombia, SISMOCOL,

Leasing Arfisa, PROELÉCTRICA LTDA., INGESER, PETRONOR, AMERICATEL, ACOPLÁSTICOS, IFI, ISA, ISAGEN, CORELCA, FEN, ECOCARBÓN, Valores Bavaria, Corporación Financiera del Norte, SOFASA, Avianca, Espectador, Colseguros, ACOPLÁSTICOS, ALGRANEL y AIRES.

Andrés Felipe Mejía Cardona

Graduado en Economía en la Universidad de Michigan, Ann Arbor. Ha realizado Magister en Administración en la Universidad EAFIT; Diplomado en Planeación Estratégica de la Universidad de Barcelona, Diplomado en Alta Gerencia en la Universidad de los Andes y Diplomado en Negocios Internacionales en la Universidad CBI-Rotterdam-Holanda.

Actualmente es Gerente General de Mecánicos Unidos S.A.

Ha participado en las Juntas Directivas de la Federación Colombiana de Industrias Metalmeccánicas (FEDEMETAL), Empresa Departamental de Telecomunicaciones S.A. E.S.P. (EDATEL), Pensiones y Cesantías Protección S.A. (PROTECCION S.A.), Compañía de Financiamiento Comercial Sufinanciamiento S.A. (SUFINANCIAMIENTO S.A.), ISAGEN e ISA.

C. MECANISMOS ADOPTADOS PARA GARANTIZAR INDEPENDENCIA

La Ley 964 exige que por lo menos 25% de los miembros de la Junta Directiva sean miembros independientes. Para los efectos de dicha ley, se entiende por independiente, aquella persona que en ningún caso sea:

1. Empleado o directivo del emisor o de alguna de sus filiales, subordinadas o controlantes, incluyendo aquellas personas que hubieren tenido tal calidad durante el año inmediatamente anterior a la designación, salvo que se trate de la reelección de una persona independiente.
2. Accionistas que directamente o en virtud de convenio dirijan, orienten o controlen la mayoría de los derechos de voto de la entidad o que determinen la composición mayoritaria de los órganos de administración, de dirección o de control de la misma.
3. Socio o empleado de asociaciones o sociedades que presten servicios de asesoría o consultoría al emisor o a las empresas que pertenezcan al mismo grupo económico del cual forme parte esta, cuando los ingresos por dicho concepto representen para aquellos, el veinte por ciento (20%) o más de sus ingresos operacionales.
4. Empleado o directivo de una fundación, asociación o sociedad que reciba donativos importantes del emisor.

Se consideran donativos importantes aquellos que representen más del veinte por ciento (20%) del total de donativos recibidos por la respectiva institución.

5. Administrador de una entidad en cuya junta directiva participe un representante legal del emisor.
6. Persona que reciba del emisor alguna remuneración diferente a los honorarios como miembro de la Junta Directiva, del comité de auditoría o de cualquier otro comité creado por la Junta Directiva.

Adicionalmente, la ley colombiana ordena a todos los miembros de la Junta Directiva hacer uso de su juicio independiente en todas las circunstancias. Nuestra Junta Directiva cumple tales



requisitos y nuestros estatutos incluyen una disposición que contempla que los miembros de la Junta Directiva deberán ejercer un juicio independiente al momento de votar una decisión.

D. VINCULACIÓN DE LOS MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA CON LA SOCIEDAD O SUS SOCIEDADES VINCULADAS

Ninguno de los miembros de la Junta Directiva está vinculado laboralmente con nosotros o alguna de nuestras subordinadas desempeñando cargos adicionales.

Los siguientes miembros principales y suplentes de nuestra Junta Directiva son a su vez miembros de las juntas directivas de algunas de nuestras subordinadas, según se indica a continuación.

Nombre	Junta Directiva en la que participa
Isaac Yanovich Farbaiarz	Miembro principal Junta Directiva ISA Miembro Junta Directiva CTEEP
Santiago Montenegro Trujillo	Miembro principal Junta Directiva ISA Miembro principal Junta Directiva REP Miembro principal Junta Directiva Transmantaro
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera	Miembro principal Junta Directiva ISA Miembro Junta Directiva CTEEP
Orlando José Cabrales Martínez	Miembro principal Junta Directiva ISA Miembro Junta Directiva CTEEP Miembro Junta Directiva Transelca
Viviana Lara Castilla	Miembro suplente Junta Directiva ISA Miembro principal Junta Directiva XM
Jorge Hernán Cárdenas Santamaría	Miembro suplente Junta Directiva ISA Miembro principal Junta Directiva ISA Bolivia
Andrés Felipe Mejía Cardona	Miembro suplente Junta Directiva ISA Miembro principal Junta Directiva Internexa

E. PERSONAL DIRECTIVO

La Junta Directiva nombra al Gerente General y sus suplentes. Los demás funcionarios directivos que se listan a continuación son elegidos por el Gerente General. La siguiente tabla muestra los funcionarios directivos a la fecha del presente Prospecto de Información:

Nombre	Cargo	En el cargo desde
Luis Fernando Alarcón Mantilla	Gerente General	01/07
Ana Mercedes Villegas Mejía	Gerente de Estrategia Corporativa	02/09
Carlota María Nicholls Estrada	Gerente Administrativo	06/05
Julián Cadavid Velásquez	Gerente de Transporte de Energía	02/07
Guillermo Márquez Moreno.	Gerente de Proyectos de Infraestructura	02/07
Alfonso Camilo Barco Muñoz	Gerente de Finanzas Corporativas	09/08
John Byron Pérez Díez	Auditor Corporativo	12/06
Juan David Bastidas Saldarriaga	Secretario General	06/05

A continuación una descripción breve de la hoja de vida de nuestros funcionarios directivos:

Luis Fernando Alarcón Mantilla

Nacido el 10 de agosto de 1951, el Sr. Alarcón obtuvo un título de Ingeniería Civil de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Los Andes, Colombia (1975), y obtuvo una maestría en Ingeniería Civil (sistemas de recursos hidráulicos) del Massachusetts Institute of Technology (1979). Asistió el Programa Superior de la Universidad de Oxford (1995). El Sr. Alarcón ocupó el cargo de Ministro de Hacienda de Colombia desde mayo de 1987 hasta agosto de 1990, fue el representante de Colombia ante el Banco Interamericano de Desarrollo, donde además fue Director Ejecutivo desde septiembre de 1990 hasta junio de 1991. El Sr. Alarcón fue presidente de la Flota Mercante GranColombiana (1991-1997), Presidente de Comunican Multimedios (2000) y Presidente de Asofondos (2001-2007). Antes de vincularse a la Compañía como Gerente General, el Sr. Alarcón fue presidente de nuestra Junta Directiva por cinco años. Actualmente, el Sr. Alarcón es el presidente de las juntas directivas de todas nuestras subordinadas.

Ana Mercedes Villegas Mejía

Nacida el 27 de junio de 1962, la Sra. Villegas obtuvo su título de Ingeniera Eléctricista en la Universidad Pontificia Bolivariana (1985), obtuvo un Magister en el Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos de la Universidad Nacional de Colombia (1991). La carrera profesional de la Sra. Villegas comenzó en la Compañía en el año 1985, ha ocupado diferentes cargos directivos como Directora de Planeación Energética, Directora de Desarrollo del Servicio de Transporte de Energía, Directora de Gestión mantenimiento, Gerente de Transporte de Energía, estuvo trasladada desde octubre de 2006 hasta junio del 2008 a Brasil a nuestra filial CTEEP desempeñándose en el cargo de Directora de Gestão Organizacional, actualmente se desempeña como la Gerente de Estrategia Corporativa.

Carlota María Nicholls Estrada

Nacida el 3 de mayo de 1958, la Sra. Nicholls es Ingeniero Industrial de la Universidad de Antioquia (1985), con una Maestría en Desarrollo de Recursos Hidráulicos de la Universidad Nacional de Colombia (1988) y una especialización en Economía Energética del Instituto Argentino de Economía Energética (1992). La Sra. Nicholls se vinculó a la Compañía en 1982 como Ingeniero Asistente y ha sido Jefe de Análisis del Departamento de Planeación de Generación, Jefe del Departamento de Análisis de Inversiones y Gerente de Estrategia y Desarrollo.



Julián Cadavid Velásquez

Nacido el 29 de noviembre de 1962, el Sr. Cadavid es Ingeniero Eléctrico de la Universidad Pontificia Bolivariana (1985) y está actualmente vinculado al Programa de Alta Gerencia de la Universidad EAFIT. El Sr. Cadavid Velásquez se vinculó a la Compañía en el año 1986 como Ingeniero de Mantenimiento para la Región Noroccidental. Desde entonces ha trabajado como Coordinador del Centro de Control de Energía, Director del Centro Noroccidental de Transmisión de Energía, y Gerente de Mantenimiento y Delegado de la Ofical de Transporte de Energía de la filial REP.

Guillermo Márquez Moreno

Nacido el 14 de junio de 1956, el Sr. Márquez se graduó como Ingeniero Eléctrico de la Universidad de los Andes en 1981. Empezó a trabajar con nosotros en 1983, primero como ingeniero en el área de planeación de transmisión de energía (1983-1985), luego como ingeniero en el área de construcción de subestaciones (1985-1986), como especialista en diseño de subestaciones (1986-1993) y como director de proyectos (1993-1996). Desde 1996 al año 2007 ocupó varios cargos directivos en nuestra Empresa, en áreas tales como Proyectos, Ofertas y Licitaciones y, recientemente Nuevos Negocios en Brasil. El Sr. Márquez fue nombrado Gerente de Proyectos de Infraestructura en febrero de 2007.

Alfonso Camilo Barco Muñoz

Nacido el 25 de diciembre de 1966, el Sr. Barco obtuvo el título de Abogado en el Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario (1989). Cursó también una especialización en Legislación Financiera en la Universidad de los Andes (1993). En el periodo de noviembre de 1997 hasta mayo de 2001 trabajó en el Ministerio de Hacienda y Crédito Público como asesor de proyectos especiales, posteriormente trabajó con la firma Deloitte durante el periodo mayo de 2001 hasta agosto de 2007 en el cargo de Gerente de Consultoría Financiera, después trabajó en la empresa COREMAR como Chief Financial Officer (CFO) en el periodo de diciembre de 2007 hasta agosto de 2008, fecha en la cual se vinculó a la Compañía como Gerente de Finanzas Corporativas.

John Byron Pérez Díez

Nacido el 14 de febrero de 1967, el Sr. Pérez es Contador Público de la Universidad de Medellín (1993). Antes de su vinculación a la Compañía, el Sr. Pérez trabajó como Auditor de C.I. Banacol S.A. y participó también en los departamentos de auditoría de Orbitel y Pricewaterhouse Coopers.

Juan David Bastidas Saldarriaga

Nacido el 5 de enero de 1968, el Sr. Bastidas es abogado de la Universidad Pontificia Bolivariana (1989) y Especialista en Derecho Comercial de la misma universidad (1990). El Sr. Bastidas recibió también un título de MBA de la Universidad de Nueva York (1993) y tiene una especialización en Negocios Internacionales de la Universidad EAFIT (2000). Se vinculó como Secretario General Delegado en abril de 1996. El Sr. Bastidas trabajó con el gerente de finanzas como director alterno del proyecto “ISA acciones para todos” en el año 2000 y como Coordinador del equipo de financiamiento y gestión de deuda. Entre 1994 y 1995, el Sr. Bastidas trabajó en el Banco Industrial Colombiano como abogado responsable de negocios internacionales.

F. PERSONAS QUE EJERCEN LA REVISORÍA FISCAL

Nuestro Revisor Fiscal es Ernst & Young Audit. Ltda., firma auditora que designó a Alba Lucía Guzmán Lugo como revisor fiscal principal y a Jimena Medina Portela como revisor fiscal suplente. A continuación una descripción breve de sus hojas de vida.

Alba Lucía Guzmán L.

Contadora Pública de la Universidad Santo Tomás, con más de 15 años de experiencia profesional en auditoría con amplia participación en proyectos de revisoría fiscal, auditoría externa, auditorías de compra y asesorías empresariales en el sector financiero y real. Su experiencia incluye la revisión y evaluación de estados financieros y conversión de los mismos, así como el análisis y aplicación de normas contables americanas - USGAAP e Internacionales – IFRS y el cumplimiento de normas Sarbanes-Oxley para compañías del sector financiero. En su trayectoria profesional ha participado en proyectos para importantes entidades a nivel nacional e internacional del sector financiero y real.

Además, la Sra. Guzmán ha efectuado cursos de actualización en temas tales como: Normas Internacionales de Contabilidad – IFRS, Normas Internacionales de Auditoría, Normas Americanas de Contabilidad-US GAAP, Auditoría integrada - SOX, Change management, Auditor's Reports, Contabilidad de impuestos – Impuesto Diferido, Desarrollo del plan de Auditoría, Consolidación y conversión de estados financieros, El fraude y lavado de dinero y Control de lavado de activos.

En su trayectoria profesional ha participado en proyectos para importantes entidades a nivel nacional e internacional. Algunos de sus clientes más importantes han sido Grupo ISA, Grupo Peldar, Grupo Corona, Bolsa y Renta S.A., Mapre Crediseguros, Chubb de Colombia Compañía de Seguros, Terpel, Procter & Gamble, Sagem, Fiserv, Coloidales, Teleantioquia, Grupo Colpatria, Grupo Corficolombiana, Grupo Bolívar, Filiales Grupo Bancolombia, Fiduciaria Bancolombia, Banca de Inversión Bancolombia y Suleasing Internacional, Grupo Banco Santander Colombia; Grupo Banco Sudameris Colombia, Bancos centrales: Banco de la República, Banco Central de Reserva del Perú y Banco Central de Costa Rica, entre otros.

Jimena Medina Portela

Gerente de Auditoría de la firma. Tiene el título de Contadora Pública de la Universidad de Antioquia, es especialista en Alta Gerencia de la Universidad de Medellín. Su trabajo de auditoría por 11 años, incluye auditoría externa, revisoría fiscal, control interno y asesoría en general en el sector financiero, de manufactura y de servicios principalmente.

Ha participado en diferentes seminarios y cursos relacionados con la profesión, relacionados con Mercado de Capitales y Normas Internacionales de Información Financiera IFRS.

En los últimos años la Sra. Medina, ha participado en diversos proyectos de auditoría y revisoría fiscal en diversas compañías en Colombia, tales como: Grupo ISA, Bolsa y Renta, Locería Colombiana S.A., Sumicol S.A., Electroporcelana Gamma S.A., Tampa Cargo S.A., Jen Colombia S.A., Mapfre Crediseguro S.A., McDonalds, Grupo Nacional de Chocolates, Grupo Postobon, Coltefinanciera S.A., Isagen S.A. E.S.P. entre otros.



G. PARTICIPACIÓN ACCIONARIA DE LOS MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y FUNCIONARIOS DIRECTIVOS EN EL EMISOR

Al 30 de septiembre de 2009 los miembros de nuestra Junta Directiva que tienen participación en nuestro capital social son: Orlando Cabrales Martínez con 26,265 acciones, Jorge Hernán Cárdenas Santamaría con 13,603 acciones y Yanovich y CIA. S C S con 5,247 acciones.

A continuación encontrarán una relación de los funcionarios directivos de ISA con la participación accionaria que tiene cada uno de ellos.

Nombre	Cargo	No. Acciones
Julian D. Cadavid Velasquez	Gerente Transporte de Energía	7374
Guillermo Márquez Moreno	Gerente Proyectos de Infraestructura	3762
Carlota María Nicholls Estrada	Gerente Administrativo	4964
Martha Ruby Falla González	Director Social y Ambiental	4056
Gonzalo León Maya Agudelo	Director Recursos Financieros	1450
Andres Villegas Ramelli	Director Proyecto Interconex Col-Panamá	7801
Juan Felipe Munera Yepes	Director Planeación Financiera Tributaria	1321
Enrique Ángel Sanint	Director Planeación Corporativa	1333
Edgar Enrique Díaz Henao	Director Logística	7613
Alberto Mauricio Bernal Latorre	Director Jurídico	2053
Olga Lucía López Marín	Director Informática	2784
Dayron Esteban Urrego Moreno	Director Ejecución Proyectos	923
Soraya Naranjo Betancourt	Director Desarrollo Organizacional	6823
Jorge Ivan López Betancourt	Director Concesiones Viales	4727
Cristian Augusto Remolina Álvarez	Director Centro Transmisión de Energía	1358
Jose Alberto López Acevedo	Director Centro Transmisión de Energía	2484
Adriana María Cano Franco	Director Auditorías	1677
Margarita Duque Gómez	Coordinador Administrativo	1879
Sara P. Delgordo Castillo	Coordinador Administrativo	831

H. CONVENIOS O PROGRAMAS PARA OTORGAR PARTICIPACIÓN A LOS EMPLEADOS EN EL CAPITAL DEL EMISOR

No existen convenios o programas que otorguen participación a nuestros empleados en nuestro capital social. Por disposición de nuestro Código de Buen Gobierno los administradores y trabajadores de ISA no pueden comprar o vender bien sea en el mercado abierto o en transacciones privadas, cuando posean información sustancial de la Compañía no revelada al público. Los administradores y trabajadores deberán abstenerse de revelar dicha información a terceros. Tampoco podrán recomendar a terceros la compra o venta de acciones de la sociedad con base en dicha información.

I. SITUACIÓN DE CONTROL

En consideración a lo establecido en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio, modificados por los Artículos 26 y 27 de la Ley 222 de 1995, estamos sometidos al control de nuestro accionista mayoritario, la Nación, en la medida en que éste posee directamente más del cincuenta

por ciento de nuestro capital en circulación representado en Acciones Ordinarias con derecho a voto, tal y como se relaciona en la siguiente tabla que muestra la composición del capital social a 30 de septiembre de 2009:

ACCIONISTAS	Nº ACCIONES SEPTIEMBRE 30-09	%
INVERSIONISTAS ESTATALES	678,823,336	63.11%
LA NACIÓN	569,472,561	52.94%
EEPPM	109,350,775	10.17%
EMPRESAS CON CAPITAL PÚBLICO Y PRIVADO	77,373,530	7.19%
ECOPETROL S.A.	58,925,480	5.48%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ	18,448,050	1.72%
INVERSIONISTAS PRIVADOS	319,464,508	29.70%
INSTITUCIONALES	195,583,506	18.18%
P. NATURALES	95,176,173	8.85%
P. JURÍDICAS	15,384,335	1.43%
F.I. EXTRANJERO	11,418,669	1.06%
ISA ADR PROGRAM	1,901,825	0.18%
CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO EN CIRCULACIÓN	1,075,661,374	100.00%

Declaración de la Nación.

El 15 de diciembre de 2000, la Nación como nuestro accionista mayoritario, firmó una Declaración, en adelante la Declaración, tendiente a proteger a los accionistas minoritarios⁴, mediante la cual la Nación se comprometió a votar a favor de los siguientes puntos, entre otros:

- Política de Información. Que la Compañía establezca y mantenga un centro de información al accionista, mediante el cual se pondrá a disposición de los accionistas, trimestralmente, la información financiera, así como la demás información que la gerencia de la sociedad prepara periódicamente para su divulgación entre los accionistas.
- Dividendos. Con el propósito de garantizar efectivamente el derecho de todos los accionistas a recibir dividendos en los porcentajes establecidos por los artículos 155 y 454 del Código de Comercio, la Nación entiende que para efectos de la repartición de utilidades y de la aplicación de lo establecido en los artículos mencionados, se deben considerar como utilidades líquidas las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento: (a) se toman las utilidades arrojadas por la Compañía con base en los Estados Financieros reales y fidedignos de cada ejercicio, de este valor se restan exclusivamente los rubros correspondientes a: (i) enjugar las pérdidas de ejercicios anteriores (si las hubiere), (ii) la reserva legal, (iii) las apropiaciones

4- Para efectos de la Declaración accionistas minoritarios significa todos aquellos accionistas propietarios o beneficiarios reales de acciones privilegiadas que individualmente representen máximo el 15.00% de las acciones privilegiadas y cualquier persona propietaria o beneficiaria real de acciones ordinarias que individualmente represente máximo el 1.00% de las acciones ordinarias en circulación durante la vigencia de las acciones privilegiadas, o todos aquellos accionistas propietarios o beneficiarios reales de acciones ordinarias que individualmente representen máximo el 3.00% de las acciones en circulación, una vez las acciones privilegiadas se conviertan en acciones ordinarias. Actualmente, no tenemos acciones privilegiadas en circulación por cuanto todas nuestras acciones privilegiadas se convirtieron en acciones ordinarias el 31 de diciembre de 2002.



para el pago de impuestos: (b) al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con los artículos del Código de Comercio antes mencionados. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada período; (c) las sumas que resulten después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea para efectuar las reservas estatutarias, las voluntarias o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el literal (b).

La Nación se obliga, de acuerdo con su participación accionaria en ISA, a proponer a la Asamblea y a votar las modificaciones que sea necesario a los estatutos de ISA, para dar aplicación a la política de dividendos antes mencionada.

- Reuniones de la Asamblea General de Accionistas. La Nación se comprometió a lo siguiente:
 - (i) Proponer a la Asamblea y votar las modificaciones que sea necesario introducir en nuestros Estatutos para que se pueda convocar a sesiones extraordinarias de la Asamblea General por solicitud de un número de accionistas que represente por lo menos el 20% del total de las acciones suscritas de la compañía.
 - (ii) Proponer a la Asamblea y votar de forma tal que toda actividad, deliberación o decisión respecto a cualquiera de los siguientes asuntos sean tomadas por la Asamblea General con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen como mínimo el 65% de las acciones suscritas. De lo contrario la Nación deberá votar negativamente la decisión respectiva:
 - a. Cualquier reforma en nuestro capital accionario, la emisión de acciones, la obligación a convertir en acciones títulos de deuda que pueda representar un aporte de capital por parte de cualquier accionista minoritario individualmente considerado, que exceda de 2 SMMVL.
 - b. Los términos y condiciones de los respectivos reglamentos de emisión y colocación de acciones, así como la decisión de que las acciones que sean emitidas y ofrecidas dentro de nuestros procesos de capitalización, se coloquen sin sujeción al derecho de preferencia. No obstante, si no se obtiene la mayoría mencionada, la Nación deberá convocar una segunda Asamblea General en la cual se decidirá por mayoría ordinaria en caso de no obtenerse la mayoría especial mencionada.
 - c. Cambios en la política de dividendos descrita en la Declaración.
 - d. El pago de dividendos en acciones a los accionistas minoritarios.
 - (iii) Proponer a la Asamblea y votar de forma tal que la venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de nuestros activos o bienes, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 15.00% de nuestra capitalización bursátil, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de la Compañía, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones relacionadas, en un plazo de 12 meses corridos, requiera la aprobación de la Asamblea General de Accionistas con el voto favorable de un número plural de accionistas que representen el 70% de las acciones suscritas. En caso de que no se alcance dicha mayoría, la decisión se podrá tomar con la mayoría simple del total de acciones suscritas, pero los accionistas minoritarios ausentes o disidentes tendrán el derecho de retiro y venta que se menciona abajo.
- Junta Directiva. La Nación se compromete a incluir en su plancha de candidatos para la Junta Directiva, a una persona designada de común acuerdo por los 10 accionistas minoritarios con

mayor participación accionaria, siempre y cuando la suma de las acciones de los accionistas minoritarios sea inferior al 15% de nuestras acciones con derecho a voto.

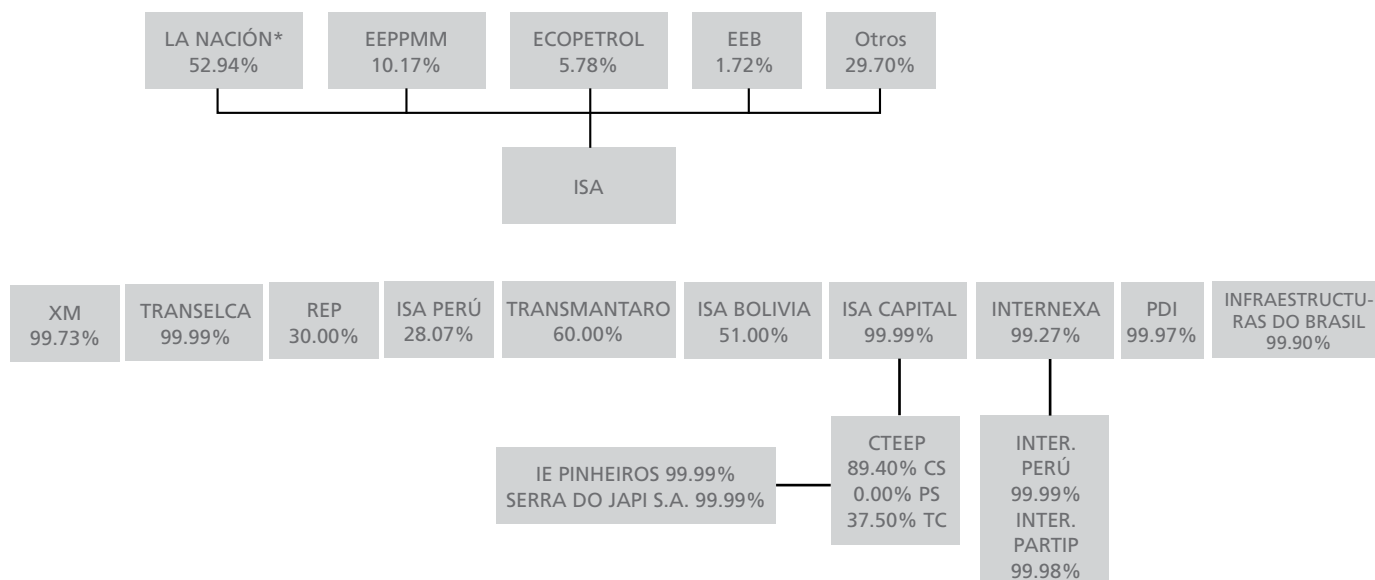
- Mayorías especiales en la Junta Directiva. La Nación se compromete a proponer a la Asamblea y a votar de forma tal que en cualquiera de los eventos que se enumeran a continuación, la Junta Directiva deberá deliberar, cuando menos, con seis directores, y las decisiones correspondientes deberán adoptarse con el voto afirmativo de por lo menos cinco de los miembros de la Junta Directiva presentes:
 - (i) La venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de nuestros activos o bienes, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 5.0% y hasta un 15% de la capitalización bursátil de la Compañía, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de la Compañía, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones, en un plazo de 12 meses corridos.
 - (ii) La realización de inversiones en otras sociedades o formas asociativas de diversa naturaleza, así como la realización de inversiones por parte de nuestras subordinadas, ya sea que la inversión se realice en una sola operación o en una serie de operaciones relacionadas, en un plazo 12 meses corridos, cuando el monto de dicha inversión sea superior a 5.0% de la capitalización bursátil de la compañía.
 - (iii) Transacciones con afiliadas que excedan 20,000 SMMLV.
- Operaciones con Afiliadas. Cualquier adquisición de bienes y servicios con nuestros accionistas mayoritarios o sus sociedades matrices, filiales o subordinadas se realizará en condiciones de mercado. La adquisición de bienes y servicios con este tipo de empresa que excedan de 20.000 SMLMV deberá ser aprobada por nuestra Junta Directiva.
- Derecho de Retiro y Venta. En el evento de ejercerse el derecho de retiro conforme a lo establecido en la Ley 222 de 1995 por parte de un número de accionistas minoritarios que represente como mínimo el 5% de nuestras acciones en circulación, dichos accionistas tendrán derecho a vender su participación a la Nación siempre y cuando la Nación haya votado favorablemente la decisión que ocasionó la desmejora de los derechos patrimoniales de los accionistas minoritarios.

La Declaración estará vigente hasta enero 24 de 2011. En el evento en que la Nación decida enajenar su participación accionaria a un tercero, la Nación se comprometió a transferirle a dicho tercero las obligaciones contenidas en la Declaración.

Las obligaciones y compromisos adquiridos por la Nación bajo la Declaración, se terminarán y perderán su vigencia y efectos cuando ocurra cualquiera de los siguientes eventos: (i) la Nación así como un número de los accionistas minoritarios que representen más de la mitad más una del total de las acciones de propiedad de los accionistas minoritarios, den su consentimiento a dicha terminación, y (ii) en cualquier evento de disolución, liquidación o toma de posesión de la Compañía por parte de un ente de control.

J. SOCIEDADES SUBORDINADAS

Nuestras actividades comerciales se realizan directamente y a través de nuestras subordinadas TRANSELCA, INTERNEXA y XM en Colombia; ISA Capital, CTEEP, IEPinheiros, Serra Do Japi, INTERNEXA Participações e Infra-Estructuras Do Brasil en Brasil; REP, TransMantaro, ISA Perú,



INTERNEXA Perú, PDI en Perú e ISA Bolivia en Bolivia. La siguiente tabla muestra nuestra estructura de propiedad e indica el porcentaje de participación que tenemos en cada una de nuestras subordinadas:

CS = Acciones Ordinarias

PS = Acciones Preferenciales

TC = Capital Total

1. Poseemos el 60.00% del capital en REP, del cual somos propietarios directos del 30.00% y Transelca posee el 30.00% restante.
2. Poseemos el 82.92% del capital en ISA Perú, del cual somos propietarios directos del 28.07% y Transelca posee el 54.86% restante.
3. Poseemos el 100.00% del capital de ISA Bolivia, del cual somos propietarios directos del 51.00%, Transelca posee el 48.99% e Internexa 0.01% restante.
4. Poseemos el 100.00% del capital en PDI – Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C., del cual somos propietarios directos del 99.97% y Transelca posee el 0.03% restante.

TRANSELCA S.A. E.S.P.

TRANSELCA es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, con domicilio principal en la ciudad de Barranquilla. Se constituyó el 6 de julio de 1998 y se dedica a la prestación de los servicios de transmisión de energía, coordinación y control del Centro Regional de Despacho y conexión al Sistema de Transmisión Nacional. Después de nosotros, TRANSELCA es la segunda empresa más grande de transmisión de electricidad y es propietaria del 8.4% del STN. Poseemos en forma directa el 99.99% del capital social de TRANSELCA y recibimos como dividendos por dicha participación en el año 2008 la suma de Col\$18.297 millones, la cual dividida por el valor en libros de nuestra participación en TRANSELCA equivale al 3.03%. En el 2008 los resultados de TRANSELCA fueron de Col\$37,043 millones y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$180,974 millones y Col\$52,232 millones, respectivamente.

Red de Energía del Perú S.A. - REP-

REP es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 3 de julio de 2002, con la participación de ISA, TRANSELCA y la Empresa de Energía de Bogotá -EEB-. REP ofrece servicios de transmisión de energía eléctrica, servicios asociados, entre los que se cuentan servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y de transporte de energía del país, y servicios técnicos especializados. Actualmente es la principal compañía de transmisión de electricidad en Perú, lo cual representa el 52.44 % de los activos que comprenden el sistema de transmisión de electricidad nacional y 5,837.46 km de circuitos de transmisión de electricidad de 220, 138 y 60 kV, soportadas por 10,908 estructuras aéreas y 46 subestaciones. Poseemos el 30% del capital social de REP y TRANSELCA posee a su vez otro 30%, de tal manera que ejercemos control indirecto sobre REP. En el 2008 no recibimos pago de dividendos por parte de REP, sus resultados fueron de Col\$40,830 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$53,134 millones y Col\$10,627 millones⁵, respectivamente.

Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

ISA Perú es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 16 de febrero de 2001 y su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento de redes de transmisión.

La red de transmisión de ISA Perú comprende seis subestaciones (todas ellas remotamente atendidas), 262 km de circuitos a 220kV, y 131 km de circuitos a 138 kV. Su capacidad de transformación es de 235 MVA, y su compensación reactiva es de ocho MVAR. Su infraestructura representa el 3.55% del Sistema Interconectado Nacional de Perú. Poseemos el 28.07% del capital social de ISA Perú y TRANSELCA posee el 54.86% de tal manera que ejercemos control indirecto sobre ISA Perú. En el 2008 recibimos dividendos de ISA Perú por Col\$2.089 millones, suma que al dividirse por el valor en libros de nuestra participación en ISA Perú equivale al 13.70%. En el 2008 los resultados de ISA Perú fueron de Col\$8,108 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$48,594 millones y Col\$3,011 millones⁶, respectivamente.

Consorcio TransMantaro S.A.

TransMantaro es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó en enero de 1998 y hasta el 12 de diciembre de 2006 fue subsidiaria de Hydro-Quebec Internacional, Inc de Canadá. A partir del 13 de diciembre de 2006, poseemos en forma directa el 60% del capital social de TransMantaro. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica proveniente de empresas generadoras y presta servicios de operación y mantenimiento a diversas instalaciones.

TransMantaro tiene tres subestaciones y una red de microondas y opera 1,227 km de líneas de transmisión de electricidad de 220kV que conectan el subsistema Centro-Norte, desde la C.H. Mantaro y el subsistema Sur en la subestación Socabaya en Arequipa, los dos subsistemas de transmisión principales en Perú. En el 2008 no recibimos pago de dividendos por parte de Transmantaro, sus resultados fueron de Col\$21,863 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$88,418 millones y Col\$9,698 millones⁷, respectivamente.

5- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 2,243.59 pesos colombianos por un dólar.

6- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 2,243.59 pesos colombianos por un dólar.

7- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de dólares norteamericanos a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 2,243.59 pesos colombianos por un dólar.



Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A.

ISA Bolivia es una sociedad boliviana con domicilio en la ciudad de Santa Cruz. Se constituyó el 14 de julio de 2003, su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y la construcción, operación y mantenimiento de redes de electricidad. ISA Bolivia es la segunda compañía más grande de transmisión de electricidad en Bolivia que representa aproximadamente el 34.13% del sistema de transmisión de 230 kV y de tensión mayor. ISA Bolivia posee 588 km de circuitos (Santivañez-Sucre, 246 km; Sucre-Punutuma, 177,5 km; Carrasco-Urubo, 164,5 km) y cinco subestaciones asociadas. Proporciona transmisión de electricidad a 230 kV, servicios integrados de conexión al sistema de transmisión y estudios de factibilidad de electricidad. Poseemos en forma directa el 51.00% del capital social de ISA Bolivia y 48.99% y 0.01%, indirectamente a través de TRANSELCA e INTERNEXA, respectivamente. En el 2008 ISA Bolivia reportó utilidades por Col\$25,246 millones, su capital social y sus reservas fueron de Col\$59,510 millones y Col\$216 millones⁸ y no recibimos pago de dividendos por parte de ISA Bolivia.

ISA Capital o Brasil Ltda.

ISA Capital Do Brasil es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo. El 28 de abril de 2006 se constituyó como vehículo de inversión ISA Capital do Brasil Ltda., su objeto social comprende la participación en el capital de otras sociedades o en otros emprendimientos, en calidad de socio o accionista, en *Joint Venture*, miembro de consorcio o cualquier otra forma de colaboración empresarial. El 19 de septiembre de 2006 fue transformada en sociedad anónima de capital abierto. Nuestras operaciones en Brasil se encuentran consolidadas a través de ISA Capital, la cual posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.50% del capital social total de CTEEP y nosotros poseemos de manera directa el 99.99% del capital social de ISA Capital. En el 2008 ISA Capital reportó pérdidas por un monto de Col\$9,627 millones y su capital social fue de Col\$807,598 millones⁹.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de enero de 2007, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP

CTEEP es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo y se encuentra autorizada a operar como concesionaria de servicio público de energía eléctrica. Tiene como actividades principales la planificación, la construcción y la operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica, así como programas de investigación y desarrollo en los que tengan que ver transporte de energía y otras actividades correlacionadas a la tecnología disponible. Sus actividades son reglamentadas y fiscalizadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL-.

CTEEP transmite aproximadamente el 30% de toda la electricidad en Brasil y el 60% de toda la electricidad en la región suroriental del Brasil. CTEEP opera una red de transmisión de electricidad de acceso abierto que comprende 18,687 km de circuitos de transmisión de electricidad con una capacidad de tensión equivalente o mayor a 69 kV y 104 subestaciones operadas con un total de 516 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 43,148 MVA, las cuales, a septiembre 30 de 2009, representaban aproximadamente el 25% de la capacidad de

8- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de bolívares a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 317,34 pesos colombianos por un bolívar.

9- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de reales brasileños a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 961,68 pesos colombianos por un real.

transformación disponible en Brasil, de acuerdo con los datos recogidos por la ONS. La red de transmisión de alta tensión de CTEEP es parte del Sistema Interconectado Brasileño que opera la ONS. A través de CTEEP, operamos el 10% de las redes de electricidad que comprenden el Sistema Interconectado Brasileño.

Controlamos a CTEEP de manera indirecta a través de nuestra holding ISA Capital que posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.50% del capital social total de CTEEP. En el 2008 los resultados de CTEEP fueron de Col\$795,372 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$961,680 millones y Col\$2,983,737 millones¹⁰, respectivamente.

CTEEP pagó dividendos a sus accionistas en el año 2009 así: R\$228 millones en enero, R\$61 millones en julio y R\$103 millones en octubre, adicionalmente pagó por concepto de Juros sobre capital propio en el año 2009: R\$63 millones en abril, R\$64 millones en julio y R\$62 millones en octubre.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de enero de 2007, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

En el mes de septiembre de 2007 CTEEP firmó contrato de financiamiento con BNDES por valor de R\$764,2 millones, para financiar el presupuesto de nuevas inversiones entre los años 2006 a 2008 en el sistema de transmisión. De igual modo en el 2008, la compañía firmó un segundo contrato por R\$329 millones para sus planes de expansión entre los años 2008 a 2010.

CTEEP tiene una participación del 99.99% del capital social en Interligação Elétrica Pinheiros S. A. - IE Pinheiros y en Interligação Elétrica Serra Do Japi S.A., en estas compañías tiene el control total. Adicionalmente, CTEEP tiene las siguientes participaciones, en compañías donde tiene un control compartido:

Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. – IENNE: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 3 de diciembre de 2007 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de trasmisión de energía eléctrica en particular de las líneas de transmisión Colinas (Tocantins) - Riveiro Gonzalves (Piauí) y Riveiro Gonzalves – São João do Piauí (Piauí). En esta sociedad CTEEP tiene una participación accionaria del 25.00%. El capital social de IENNE es de R\$187.6 millones, esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni ha pagado dividendos.

Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. – IEMG: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 13 de diciembre de 2006 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión, incluyendo los servicios de apoyo y administrativos, provisión de equipos y materiales de reserva, programaciones, mediciones y demás servicios complementarios necesarios para la transmisión de energía eléctrica; en particular la línea de transmisión Neves 1 - Mesquita. El capital social de IEMG es de R\$70.25 millones. En cumplimiento del acuerdo de accionistas celebrado con CYMI Holding S.A, ISA cedió el 40% de su participación a esta sociedad y a CTEEP, empresa subordinada de ISA, el 60% restante. El proyecto entró en operación comercial en diciembre de 2008.

10- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de reales brasileños a pesos colombianos usando la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 961.68 pesos colombianos por un real.



Interligação Elétrica Sul S.A. – IESUL: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 23 de julio de 2008 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, en particular de la líneas de transmisión Nova Santa Rita–Scharlau y Subestação Scharlau, línea de transmisión Joinville Norte – Curitiba, Jorge Lacerda B – Siderópolis y Subestação Forquilha. En esta sociedad CTEEP posee una participación accionaria del 50.10%. El capital social de IESUL es de R\$6.8 millones, esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni ha pagado dividendos.

Interligação Elétrica do Madeira S.A. – IEMADEIRA: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 18 de diciembre de 2008 con el propósito de ejecutar los proyectos de transmisión de energía eléctrica línea de transmisión colectora Porto Velho (Rondônia) - Araraquara 2 (São Paulo) adjudicados en noviembre del año 2008. CTEEP tiene una participación accionaria del 51.00%. El capital social de IEMadeira es de R\$71.5 millones, esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni ha pagado dividendos.

Interligação Elétrica Pinheiros S. A. - IE Pinheiros

IE Pinheiros es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 22 de julio de 2008 y su actividad principal es la explotación de concesiones del servicio público de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, líneas, subestaciones, centros de control y respectiva infraestructura; en particular de las líneas de transmisión y subestaciones de los lotes E,H y K de la Oferta Pública N° 004 – 2008 de ANEEL, línea de transmisión Interlagos-Piratiniga II, subestaciones Piratiniga II, Mirassol II, Getulina, Araras y Atibada II. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de CTEEP. Su capital social es de R\$86.2 millones. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni ha pagado dividendos.

Interligação Eletrica Serra Do Japi S.A.

Serra Do Japi es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 1° de junio de 2009, su actividad principal es la explotación de conceciones de servicios públicos de transmisión, prestados mediante la implantación, contrucción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía electrica, líneas, subestaciones, centros de control y respectiva infraestructura; en particular la construcción de las subestaciones Jandira y Salto. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de CTEEP. Su capital social es de R\$151,000. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni ha pagado dividendos.

INTERNEXA S.A. E.S.P.

INTERNEXA es una empresa colombiana de servicios públicos, con domicilio principal en la ciudad de Medellín. Se constituyó el 4 de enero de 2000, su objeto es la organización, administración, comercialización y prestación de servicios o actividades de telecomunicaciones. En la actualidad, INTERNEXA se dedica al desarrollo y promoción del negocio de transporte nacional e internacional de telecomunicaciones. Poseemos en forma directa el 99.27% del capital social de INTERNEXA y recibimos como dividendos por dicha participación para el año 2008 la suma de Col\$18.122 millones, la cual dividida por el valor en libros de nuestra participación en INTERNEXA equivale al 12.74%. En el 2008 los resultados de INTERNEXA fueron de Col\$5,583 millones y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$34,553 millones y Col\$4,828 millones, respectivamente.

En noviembre de 2007 se protocolizó la fusión de INTERNEXA y Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P, operación que se enmarcó dentro de la estrategia de negocios del grupo empresarial para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica.

INTERNEXA S.A. E.S.P. tiene una participación del 99.99% del capital social en INTERNEXA S.A. y del 99.98% en INTERNEXA Participações S.A., en estas compañías ejerce el control total. Adicionalmente, INTERNEXA S.A. E.S.P. tiene una participación del 50.00% del capital social en TRANSNEXA S.A. E.M.A., compañía donde tiene un control compartido. TRANSNEXA es una compañía ecuatoriana con domicilio en la ciudad de Quito, se constituyó el 29 de noviembre de 2002 y tiene por objeto la organización, administración, comercialización y prestación de servicios o actividades de telecomunicaciones, tales como portadores, telemáticos, de valor agregado, actividades complementarias y en general, cualquier servicio o actividad de telecomunicaciones.

INTERNEXA S.A.

INTERNEXA S.A. es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 12 de octubre de 2006, su actividad principal es la organización, administración y comercialización de servicios de telecomunicaciones, tales como: portadores, telemáticos y de valor agregado. Esta empresa construyó una red de fibra óptica para unir el sur de Ecuador con Lima, y mejorar la disponibilidad y calidad de los servicios en este país. Esta compañía comenzó a prestar servicios durante el primer semestre de 2008. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de la filial INTERNEXA S.A. E.S.P. En el 2008 no recibimos pago de dividendos por parte de INTERNEXA S.A., sus resultados fueron de Col\$(5,583) millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$34,553 millones y Col\$4,828 millones, respectivamente.

INTERNEXA Participações S.A.

INTERNEXA Participações es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 21 de julio de 2008 y su actividad principal es la implementación y administración de inversiones en telecomunicaciones y la participación en el capital de otras sociedades. Poseemos en forma indirecta el 99.979% del capital social a través de INTERNEXA S.A. E.S.P. y el 0.002% a través de INTERNEXA S.A. Su capital social es de R\$517,310. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

XM es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, con domicilio principal en la ciudad de Medellín. Se constituyó el 1° de septiembre de 2005, iniciando operaciones el 1 de octubre de 2005. Su objeto es el desarrollo de actividades relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de la red del Sistema Interconectado Nacional y el desarrollo de actividades conexas o de valor agregado a su objeto social. Poseemos en forma directa el 99.73% del capital social de XM. Recibimos como dividendos por dicha participación para el año 2008 la suma de Col\$753 millones, la cual dividida por el valor en libros de nuestra participación en XM equivale al 3.19%. En el 2008, sus resultados fueron de Col\$1,909 millones, y el monto de su capital social y de sus reservas ascendió a la suma de Col\$14,829 millones y Col\$6,938 millones respectivamente.

XM tiene una participación del 5.85% del capital social en la Camara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. -CRCC-, el objeto principal de la CRCC es administrar el Sistema



de Compensación y Liquidación de Operaciones, esto es, el conjunto organizado de actividades, acuerdos, contrapartes, agentes, terceros, cuentas, normas, procedimientos, mecanismos y componentes tecnológicos para la aceptación, compensación y liquidación de operaciones sobre activos, interponiéndose o no como contraparte.

Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C. – PDI

PDI es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 15 de noviembre de 2007, y se dedica a la realización de actividades relacionadas con la construcción de líneas de transmisión, proyectos eléctricos y en general cualquier actividad del sector construcción. Inició operación en marzo de 2008 y poseemos de forma directa el 99.97% y el 0.03% indirectamente a través de TRANSELCA S.A. En el 2008 no recibimos pago de dividendos por parte de PDI, sus resultados fueron de Col\$1.770 millones, y el monto de su capital social ascendió a la suma de Col\$213 millones¹¹.

Infra-Estruturas Do Brasil Ltda.

Infra-Estruturas es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 14 de diciembre de 2006 y su actividad principal es la prestación de servicios de ingeniería civil y la participación en el capital de otras sociedades. Poseemos en forma directa el 99.90% del capital social de Infra-Estruturas. Su capital social es de R\$1,000. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

El registro en la Cámara de Comercio de Medellín de la situación de control respecto de estas sociedades se efectuó en enero de 2007.

Otras Inversiones

Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A. -ICP-

ICP es una sociedad panameña con domicilio en la ciudad de Panamá. Se constituyó el 14 de mayo de 2007, su objeto principal es desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento de líneas y redes de transmisión de electricidad, de las infraestructuras para la transformación de tensión vinculada, telecomunicaciones, transmisión de datos, prestación de servicios técnicos y de consultoría en dichas áreas y en materia de ingeniería en general. Poseemos el 50.00% del capital social de esta compañía, ejerciendo un control compartido. La sociedad tiene una sucursal en Colombia. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial y por lo tanto no tiene reservas, ni nos ha pagado dividendos.

Empresa Propietaria de la Red -EPR-

EPR es una sociedad panameña con domicilio en la ciudad San José de Costa Rica. Se constituyó en 1998 y es una empresa regida por el derecho privado que cuenta con el aval del “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central” y su protocolo, mediante el cual cada gobierno otorga el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico, el cual unirá a Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Poseemos 5,625 acciones comunes que equivalen a una participación del 11.11% en dicha sociedad.

11- Para su conveniencia, estas cifras fueron convertidas de nuevos soles usando la la tasa de cambio del 31 de diciembre de 2008 de 711.24 pesos colombianos por un sol.

ISA Sucursal Perú

El 4 de septiembre de 2002, ISA constituyó una sucursal en Perú con el fin de ejecutar el contrato de operación y mantenimiento para las líneas de transmisión Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra a 220 kV y Aguaytía-Pucallpa a 138 kV, celebrado entre ISA e ISA Perú S.A., de acuerdo con los requerimientos del Contrato de Concesión firmado con el gobierno del Perú. La duración de la sucursal es indefinida, no tiene personería jurídica ni desarrolla actividades independientes de ISA. Es una extensión de la compañía en el Perú.

ISA Sucursal Argentina

El 24 de enero de 2007, con la creación de una sucursal de ISA en Argentina, se dio el primer paso para participar en el mercado energético de dicho país. El trámite se efectuó ante la Inspección General de Justicia, organismo oficial que tiene a su cargo el Registro Público de Comercio. Dicha sucursal se creó debido a que las sociedades constituidas en el extranjero que quieran tener presencia de negocios en Argentina deben fijar un domicilio en el país.

K. RELACIONES LABORALES

A septiembre 30 de 2009 teníamos 636 trabajadores, 438 eran profesionales.

Las relaciones laborales se rigen por: los contratos individuales de trabajo, los contratos colectivos de trabajo, el reglamento interno de trabajo, el reglamento de Higiene y Seguridad Social y las guías e instrucciones administrativas.

Desde el punto de vista salarial se tiene el Régimen de Salario Integral para el nivel directivo y para algunos profesionales y el Régimen Ordinario Fijo para los trabajadores beneficiarios de los contratos colectivos de trabajo.

Los trabajadores del Régimen Ordinario Fijo pueden elegir entre ser beneficiarios del Pacto Colectivo o de la Convención Colectiva.

Los trabajadores beneficiarios del Pacto Colectivo son representados por el Comité para la Gestión del Pacto Colectivo.

Los trabajadores beneficiarios de la Convención Colectiva están afiliados al Sindicato de trabajadores de ISA- SINTRAISA- y son representados por su Junta Directiva.

Al 30 de septiembre había en el Régimen de Salario Integral 84 trabajadores entre directivos y profesionales. En el Régimen Ordinario Fijo había 552 trabajadores, el 88.6% de éstos son beneficiarios del Pacto Colectivo, 489 trabajadores y el 11.4% son beneficiarios de la Convención Colectiva, 63 trabajadores.

El Pacto Colectivo tiene una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010 y la Convención Colectiva hasta el 31 de marzo de 2011.

La empresa tiene cinco tipos de horario: horario uno de lunes a viernes de 7.45 a 16.45, con 45 minutos diarios para el almuerzo; horarios dos y tres, son horarios son por turnos y aplica a los Asistentes de Subestación ubicados en las distintas subestaciones de la Empresa en todo el país; horario cuatro es un horario sin solución de continuidad para el personal que labora en el Centros de Supervisión y Maniobras y se realiza por turnos y el horario cinco es un horario sin solución de continuidad y es para el personal que labora en el Centro de Control de Seguridad y se realiza por turnos.



Por ser el servicio que presta ISA un servicio público esencial, los trabajadores por ley no pueden salir a huelga. La Administración considera que las relaciones laborales son buenas. En los tres últimos años no hemos tenido interrupciones parciales o totales de nuestras actividades por disputas laborales.

CAPÍTULO III - ASPECTOS RELACIONADOS CON NUESTRA ACTIVIDAD PRODUCCIÓN E INGRESOS OPERACIONALES

A. DEPENDENCIA DE LOS PRINCIPALES PROVEEDORES Y CLIENTES SUPERIOR AL 20%

A 30 de septiembre de 2009 no dependemos de ninguno de nuestros proveedores ni de nuestros clientes en un grado mayor al 20%,

B. NUESTRAS PRINCIPALES ACTIVIDADES PRODUCTIVAS Y DE VENTAS

1. Negocios del Grupo Empresarial ISA

ISA es el grupo empresarial latinoamericano con presencia en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil, y Centro América, que a través de sus filiales y subsidiarias incursiona en el diseño, construcción, administración y operación de sistemas de infraestructura lineal en electricidad y conectividad en telecomunicaciones. Adicionalmente, espera a mediano plazo desarrollar negocios relacionados con transporte de gas y vías.

En el negocio de Transporte de Energía Eléctrica cuenta con las empresas: ISA y TRANSELCA, en Colombia; ISA Perú, Red de Energía del Perú -REP-, Consorcio TransMantaro, en Perú; ISA Bolivia, en Bolivia y en Brasil posee las subsidiarias Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista -CTEEP- (adquirida a través de su vehículo de inversión ISA Capital do Brasil), e Interligação Elétrica Pinheiros y Serra do Japi.

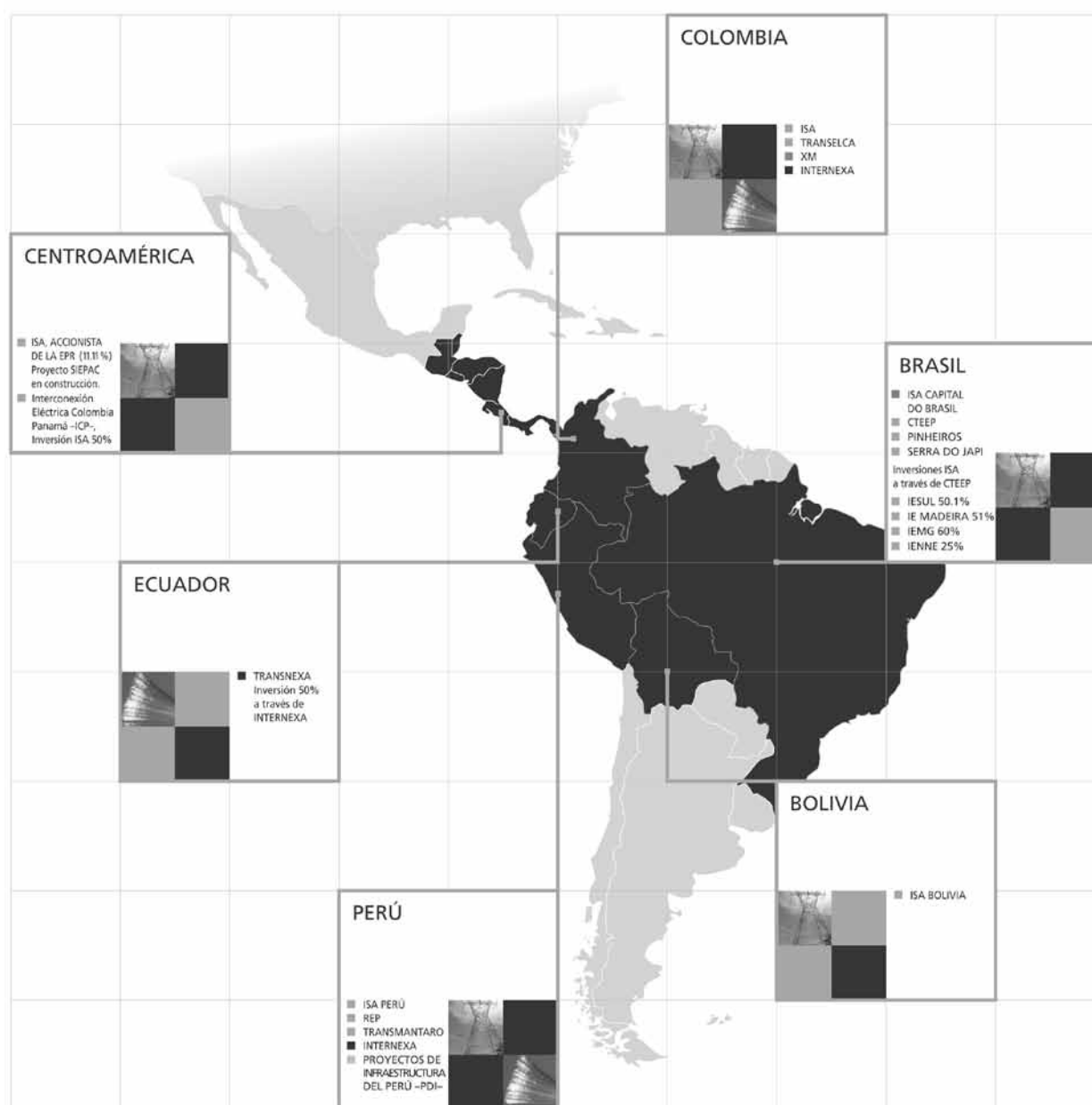
En este último país cuenta también con inversiones en las empresas Interligação Elétrica de Minas Gerais -IEMG-, Interligação Elétrica Norte e Nordeste -IENNE-, Interligação Elétrica Sul -IESUL- e Interligação Elétrica do Madeira -IEMadeira-.

En el negocio de Operación y Administración de Mercados, en Colombia, cuenta con la filial XM, Compañía de Expertos en Mercados.

En el Negocio de Transporte de Telecomunicaciones, está presente en Colombia con INTERNEXA, filial que posee inversiones en TRANSNEXA (Ecuador), INTERNEXA (Perú) e INTERNEXA Participações (Brasil).

En el Negocio de Construcción de Proyectos de Infraestructura esta presente en Perú con la filial Proyectos de Infraestructura del Perú -PDI-.

PRESENCIA DE ISA EN LATINOAMÉRICA



■ DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA LINEAL EN ELECTRICIDAD

■ OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE MERCADOS DE ENERGÍA
■ CONSTRUCCIÓN PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA

■ VEHÍCULO DE INVERSIÓN
■ INFRAESTRUCTURAS DE CONECTIVIDAD EN TELECOMUNICACIONES



a. Negocio de Transporte de Energía Eléctrica

El grupo empresarial ISA posee una red transmisión a alta tensión de 38,444 km de circuito, desplegada en Colombia, Perú, Bolivia y Brasil, e interconexiones internacionales entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador y Ecuador y Perú.

En Centroamérica ISA posee una participación accionaria del 11.11% en la EPR (Empresa Propietaria de la RED), la cual construye el sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central –SIEPAC-. Igualmente ISA y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.-ETESA- están adelantando los estudios de viabilidad técnica y ambiental para el desarrollo de la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.

Sus empresas tienen una destacada participación por ingresos en el mercado de transporte de energía eléctrica de cada uno de sus países. En Colombia, esta cifra asciende al 81%, 77% en Perú, 35% en Bolivia y 17% en Brasil.

El grupo empresarial está consolidado como uno de los mayores transportadores internacionales de energía eléctrica de Latinoamérica, lo cual está reflejado en la infraestructura que tiene en operación:

Infraestructura en Operación									TOTAL
País	Colombia		Perú			Bolivia	Brasil		
% Mercado	81%		77%			35%	17%		
Empresa	ISA	TRANSELCA	REP	ISA Perú	CTM	ISA-B	CTEEP	IEMG	
Transformación (MVA)	12,672	2,817	1,878	235	300	370	43,148	0	61,420
km de circuito en operación	10,000	1,532	5,837	393	1,227	588	18,687	173	38,437

b. Negocio de Transporte de Telecomunicaciones

El grupo empresarial ISA, a través de su filial INTERNEXA, se constituye hoy en un jugador importante en el negocio del transporte de telecomunicaciones en la región Andina. INTERNEXA es la única compañía de infraestructura de conectividad en telecomunicaciones dedicada exclusivamente al negocio portador de portadores y al sector eléctrico, movilizandando señales de telecomunicaciones a través de redes nacionales e internacionales que conectan dos o más puntos, gracias al soporte de la fibra óptica, la transmisión satelital o las microondas.

Actualmente, cuenta con una red de fibra óptica de 10,378 km que cruza por 54 ciudades de Colombia, Venezuela, Ecuador y Perú. Esta red, que está soportada por más de 100 operadores regionales, está conectada a cables submarinos en Venezuela, Colombia y Perú; y tiene una plataforma de acceso a Internet con conexión directa a los principales proveedores en Estados Unidos. También, es la primera empresa de telecomunicaciones en Colombia en obtener la certificación internacional ISO 9001:2000 para su servicio portador, con excelente calidad y altísimos niveles de confiabilidad y disponibilidad.

Infraestructura de telecomunicaciones por país

País	Fibra óptica en operación (km)
Colombia: INTERNEXA	6,182
Venezuela: INTERNEXA en asocio con CANTV	1,977
Ecuador: TRANSNEXA	926
Perú: INTERNEXA	1,293
Total	10,378

c. Negocio de Operación y Administración de Mercados

XM, Compañía de Expertos en Mercados, filial del grupo empresarial ISA, opera el Sistema Interconectado Nacional -SIN- y administra en Colombia el Mercado de Energía Mayorista -MEM-. Adicionalmente, administra las Transacciones Internacionales de Electricidad -TIE- con Ecuador.

En este negocio se destacan las dos subastas de energía firme realizadas por XM, en las cuales se asignaron cargos por confiabilidad a las plantas que deberán entregar la energía requerida por Colombia entre diciembre de 2012 y noviembre de 2019. Como resultado de este proceso se construirán y pondrán en operación nueve proyectos de generación que incrementarán la capacidad instalada en 3,420 MW: Amoyá, Gecelca 3, Termocol, el Quimbo, Cucuana, Porce IV, Miel II, Pescadero - Ituango y Sogamoso.

Este negocio también plantea interesantes retos, razón por la cual XM firmó con la Bolsa de Valores de Colombia -BVC- un memorando de entendimiento con el objeto de estudiar y buscar alternativas que conduzcan a la puesta en funcionamiento de un sistema de negociación de derivados estandarizados con subyacente en energía eléctrica, gas, combustible y otros energéticos.

Además ofrece servicios para la operación de sistemas de potencia y sistemas de tiempo real, soluciones para mercados eléctricos y productos asociados; además cuenta con un portafolio de servicios especializados en consultoría y capacitación para las empresas del sector eléctrico nacional e internacional. Ha prestado servicios en Bolivia, Brasil, Panamá, Chile, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, República Dominicana y Perú.

Para prestar eficientemente sus servicios y alcanzar el liderazgo para impulsar el crecimiento del mercado energético colombiano, XM se apoya en el desarrollo integral del talento humano, la promoción de la gestión del conocimiento y la aplicación efectiva de la tecnología.

d. Negocio de Construcción de Proyectos de Infraestructura

ISA, a través de su negocio de Construcción de Proyectos de Infraestructura viene desarrollando iniciativas en la región Andina, representadas en la construcción de redes de transporte de electricidad y en el montaje de cables de fibra óptica.

El negocio cuenta con un amplio portafolio de servicios, que se ofrece al mercado nacional e internacional, y que incluye el desarrollo integral de proyectos (ingeniería, adquisición, construcción, gestión ambiental, social, predial y regulatoria), *Engineering Procurement and Construction* –EPC- de proyectos (ingeniería, adquisición y construcción), gerenciamiento de proyectos (administración de la ingeniería, adquisición y construcción), ingeniería de proyectos (servicios de ingeniería aplicada), gestión ambiental y social, gestión predial (servicios de gestión de predios y servidumbres) y gestión del abastecimiento (negociación, contratación y adquisición de bienes y servicios).



Para incursionar en el mercado peruano en esta actividad, constituyó la filial Proyectos de Infraestructura del Perú –PDI- con sede en Lima. Perú es un país que muestra excelentes indicadores de crecimiento y ofrece diversas oportunidades para la construcción de importantes proyectos. La filial adelanta la ejecución de 300 km de líneas de transmisión en ese país, representadas en la conexión de la central Platanal y el diseño y la construcción del proyecto que comprende las líneas Chilca - La Planicie – Zapallal, a 220 kV y Chilca – Zapallal a 500 kV.

Proyectos de Infraestructura del Perú - PDI, se constituyó el 15 de noviembre de 2007 e inició operaciones en marzo de 2008 y poseemos de forma directa el 99.97% y el 0.03% indirectamente a través de TRANSELCA S.A.

2. Ingresos Provenientes de los Negocios Grupo

a. Ingresos Negocio de Transporte de Energía Eléctrica

i. Operaciones en Colombia

• Ingresos por Transmisión de Electricidad

Participamos en el sector colombiano de transmisión de electricidad directamente y a través de nuestra subsidiaria TRANSELCA, la segunda compañía de transmisión de electricidad más grande en Colombia con base en la participación de ingresos.

Nuestros Ingresos Regulados provienen de los cargos por uso pagados por los comercializadores de electricidad por la energía transportada a través del STN, para lo cual, al finalizar cada mes, XM establece el monto total de cargos por servicios de transmisión de electricidad que deberán pagar los comercializadores. Este monto, una vez recaudado, es distribuido entre las compañías de transmisión propietarias de las redes del STN, en la proporción de sus ingresos, descontando el monto de compensaciones por no disponibilidad de transmisión en exceso de ciertos límites establecidos en la regulación.

Con corte a diciembre de 2007, diciembre de 2008 y agosto de 2009, ISA y TRANSELCA tuvieron una participación de 79.30%, 81.09% y 81.09%, respectivamente del total de ingresos recaudados por el STN.

ISA es propietaria de 130 circuitos de transmisión que ascienden a 10,000 km de los cuales 2,399 km corresponden a circuitos de transmisión de electricidad de más de 230 kV; 7,476 corresponden a circuitos de transmisión de electricidad entre 220 kV y 230 kV y 124 km correspondientes a circuitos de transmisión de electricidad de menos de 220 kV. Por su parte TRANSELCA posee 1,539 km de circuito.

A septiembre 30, 2009, ISA tenía 12,672 MVA de capacidad de transformación (incluyendo capacidad de reserva) y un total de 4,177 MVAR de compensación (3,185 MVAR de compensación inductiva y 992 MVAR de compensación capacitativa). El promedio de disponibilidad de nuestra red de transmisión para el año 2008, excluyendo no disponibilidad como consecuencia de ataques terroristas, fue de 99.82%. Por su parte, TRANSELCA cuenta con una capacidad de transformación de 2,817 MVA y 79.5 MVAR de compensación inductiva.

• Ingresos por Servicios de Conexión

Nuestro negocio de servicios de conexión consiste en suministrar a los generadores, los operadores de red (sistemas de transmisión regional) y a Clientes No Regulados una conexión

física con el STN, asignando al punto de conexión la suficiente capacidad de transmisión para satisfacer los requerimientos de dicho cliente.

De acuerdo con la regulación, los activos de Conexión al STN son los bienes que se requieren para que un generador, Operador de Red, Usuario Final, o varios de los anteriores, se conecten físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Los servicios de conexión generalmente comprenden en primera instancia la planeación y construcción de los activos de conexión requeridos. Después, el servicio generalmente comprende la administración, el mantenimiento y la operación de los activos de conexión. Sin embargo, ISA ofrece a los clientes la posibilidad de seleccionar el servicio requerido, pudiendo optar exclusivamente por la planeación y construcción de la infraestructura de conexión y luego asumir directamente o contratar con una entidad la administración, operación y mantenimiento de la conexión.

ii. Operaciones en Brasil

Nuestras operaciones en Brasil se consolidan a través de ISA Capital, una compañía holding que creamos en 2006 para participar en el Programa de Privatización de CTEEP. Realizamos nuestras operaciones en Brasil a través de nuestra compañía subordinada CTEEP, una subsidiaria del 37.50% de ISA Capital.

A través de CTEEP, operamos el 10% de las redes de electricidad que comprenden el BSIN, con base en kilómetros de las líneas de transmisión de electricidad. CTEEP, es una compañía brasileña inscrita en bolsa, es la más grande compañía de transmisión de electricidad del Estado de São Paulo con base en el total de activos e ingresos, y es la compañía de transmisión de electricidad más grande en Brasil con base en los ingresos, de acuerdo con los datos recogidos por ANEEL en el 2008. CTEEP transmite aproximadamente el 30.00% de toda la electricidad en Brasil y el 60.00% de toda la electricidad en la región suroriental del Brasil. CTEEP opera una red de transmisión de electricidad de acceso abierto que comprende 18,687 km de circuitos de transmisión de electricidad con una capacidad de tensión equivalente o mayor a 69kV y 104 subestaciones operadas con un total de 516 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 43,148 MVA, las cuales, a septiembre 30 de 2009, representaban aproximadamente el 25.00% de la capacidad de transformación disponible en Brasil, de acuerdo con los datos recogidos por la ONS. La red de transmisión de electricidad de alta tensión de CTEEP es parte del BSIN que opera la ONS.

CTEEP tiene dos concesiones a largo plazo para el suministro de servicios de transmisión de electricidad en el Estado de São Paulo.

iii. Operaciones en Perú

Las operaciones en Perú están consolidadas a través de nuestros sellos y se llevan a cabo por intermedio de REP, Consorcio TransMantaro e ISA Perú, con las cuales el grupo empresarial ISA tiene una participación de mercado, medida por los ingresos del 77% en ese país.

• Red de Energía del Perú – REP

Procedimos a constituir a REP después de que se nos adjudicase una concesión, a través de licitación pública internacional, para tener, operar y mantener por un período de 30 años los activos de transmisión de electricidad de Etecen y Etesur, dos compañías peruanas estatales de transmisión de electricidad. REP inició sus operaciones el 5 de septiembre de 2002, cuando se le cedieron nuestros derechos bajo el contrato de concesión celebrado con el Estado peruano.



REP, actualmente es la principal compañía de transmisión de electricidad en Perú lo cual representa el 52.44% de los activos que comprenden el sistema de transmisión de electricidad nacional y 5,837 km de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV y 46 subestaciones. En el 2009, el total de capacidad de transformación de REP es de 1,878 MVA.

El contrato de concesión de REP establece para REP ingresos regulados garantizados por la concesión original y futuras ampliaciones acordadas con el MINEM lo que le permite recuperar las inversiones realizadas en activos de transmisión durante el período de concesión.

Además de los servicios de transmisión de electricidad, REP presta servicios técnicos especializados y servicios auxiliares tales como la operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de electricidad de terceros para las principales compañías mineras y otras compañías de electricidad en Perú.

- ISA Perú

En febrero de 2001 se constituyó ISA Perú para ser dueño, operar y transferir la concesión para la construcción y operación de la línea Pachachaca-Vizcarra y la línea Aguaytia-Pucallpa. Esta concesión nos fue adjudicada a través de un proceso de licitación internacional llevado a cabo por el Estado peruano. Los dos proyectos adjudicados fueron puestos en marcha en agosto y septiembre de 2002.

El contrato de concesión de ISA Perú establece que los ingresos deben permitirle recuperar la inversión en los activos en un período de 32 años a una tasa de retorno del 12.00% por los 10 primeros años de Concesión del valor de reposición de los activos más 3.00% para cubrir los gastos de operación y mantenimiento. Bajo los términos del contrato de concesión, debemos continuar como el operador de la concesión por un período de mínimo 10 años durante el cual nuestra participación accionaria en ISA Perú no puede ser menor del 25.00%.

La red de transmisión de ISA Perú comprende seis subestaciones, 262 km de líneas de transmisión a 220 kV, y 131 km de líneas de transmisión a 138 kV. Su capacidad de transformación es de 235 MVA, y su compensación reactiva es de ocho MVar. Su infraestructura representa el 3.55% del Sistema Interconectado Nacional de Perú.

- TransMantaro

En diciembre de 2006 adquirimos el 60.00% de las acciones de TransMantaro a Hydro Québec y Fonds de Travailleurs du Québec en un proceso de licitación privada realizada por Hydro Québec en mayo de 2006 y de Etecen, una compañía perteneciente al Estado peruano, a través de proceso de licitación pública. Pagamos US\$70,8 millones por nuestro porcentaje de participación.

En 1997, el Estado peruano abrió una licitación pública internacional para la concesión de la línea Mantaro-Socabaya con el objeto de unir el Sistema Interconectado Centronorte –SICN- y el Sistema Interconectado Sur –SISUR-, y para construir el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –SEIN-. En 1998, Transmantaro celebró un contrato para construir, tener, operar y transferir (BOOT) para la construcción y operación de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya y una concesión para prestar servicios de transmisión en Perú por un período de 33 años.

La concesión de TransMantaro fue adjudicada en 1998 a través de un proceso de licitación internacional realizado por el Estado peruano y que vence en febrero de 2031. Según los términos del contrato de concesión, TransMantaro tiene derecho a ingresos regulados que le deben

permitir recuperar la inversión en los activos de transmisión de electricidad durante un período de 30 años a una tasa de retorno de 12.00% del valor de reposición de los activos de concesión más 3.00% para cubrir los gastos de operación y mantenimiento.

Transmuntaro tiene tres subestaciones y opera 1,227 km de circuitos de transmisión a 220kV y tiene 300 MVA de capacidad de transformación.

i. Operaciones en Bolivia

Operamos en Bolivia a través de nuestra subsidiaria ISA Bolivia S.A, empresa constituida luego de que se nos adjudicase por parte del gobierno boliviano la Licitación Pública Internacional, para la construcción, operación, mantenimiento y administración de las líneas Santiváñez-Sucre, Sucre-Punutuma, y Carrasco-Urubó.

Mediante resolución 114/2003 del 31 de julio de 2003, la SDE otorgó a favor de ISA Bolivia la licencia correspondiente, adquiriendo ésta el derecho a suscribir el respectivo Contrato de Licencia. En esta misma fecha, ISA Bolivia suscribió el Contrato con la SDE, actuando en nombre y representación del gobierno boliviano, cuyo objeto es establecer y pactar las condiciones, los derechos y obligaciones de ISA Bolivia para ejercer la industria eléctrica en la actividad de transmisión. El Contrato entró en vigencia el 29 de agosto de 2003 y su plazo vence en el 2035, 30 años después de iniciada la operación comercial de las líneas.

Posteriormente, mediante resolución 333/2007 del siete de noviembre de 2007, la SDE otorgó a favor de ISA Bolivia la licencia para el proyecto de Subestación Arboleda 230/115kV. El 14 de febrero de 2008 ISA Bolivia suscribió con la SDE el Contrato de Licencia de transmisión para el proyecto Subestación Arboleda 230/115kV por un plazo de 30 años y siete meses computables a partir de la fecha de notificación de la resolución 333/2007, es decir, a partir del ocho de noviembre de 2007. El 10 de julio de 2008 el CNDC emite la declaración comercial de la Subestación Arboleda.

El 31 de julio de 2009 la AE, anteriormente SDE, suscribe con ISA Bolivia el Contrato modificatorio del Contrato de Licencia para ejercer la Industria Eléctrica en la Actividad de Transmisión, en adelante el Contrato de Licencia Boliviano, el cual modifica el Contrato de Licencia de Transmisión para las líneas Santiváñez-Sucre; Sucre-Punutuma y Carrasco-Urubó, estableciendo la división de la línea Carrasco-Urubó en dos tramos: Carrasco – Arboleda y Arboleda – Urubó y la asignación de los costos asociados a cada uno de estos tramos, conforme a la resolución SSDE N° 111/2009 de 1° de abril de 2009.

El Contrato de Licencia Boliviano está sujeto a la facultad regulatoria de la AE, tiene una duración limitada de 30 años contados a partir de la habilitación comercial de las líneas, no obstante a solicitud de ISA Bolivia, las partes pueden acordar la ampliación del plazo de la Licencia hasta un máximo de cuarenta (40) años, según se establece en el Artículo siete del Decreto Supremo N° 26703 de fecha 10 de julio de 2002. A la conclusión del plazo de la Licencia, ISA Bolivia deberá transferir a título gratuito a favor del Estado todos los activos afectos a la Licencia.

De acuerdo con los términos del Contrato de Licencia, ISA Bolivia está obligada a mantener ciertos estándares en relación con sus bienes de transmisión de electricidad. La AE puede imponer sanciones y restricciones a ISA Bolivia por incumplimiento o violación a sus obligaciones legales o contractuales relacionadas con dichos estándares. Aunado a estas sanciones la AE puede asumir control de la operación de ISA Bolivia o tomar posesión de sus bienes y operaciones para asegurar la continuidad en la prestación de los servicios de transmisión de electricidad, la adecuada operación de sus instalaciones de transmisión de electricidad y el cumplimiento a las leyes y regulaciones aplicables.



En el año 2008 el Sistema de Transmisión de ISA Bolivia creció con la incorporación de la subestación Arboleda 230/115 kV -100 MVA, proyecto que mejoró la confiabilidad y calidad del suministro de energía a la próspera zona industrial ubicada al norte de Santa Cruz de la Sierra. Su declaración comercial dada el 10 de julio de 2008, reconfiguró el sistema de transmisión con la conformación de las nuevas líneas Carrasco – Arboleda y Arboleda – Urubó.

ISA Bolivia es la segunda compañía más grande de transmisión de electricidad en Bolivia. Su red representa aproximadamente el 34.13% del sistema de transmisión de 230 kV y de tensión mayor. ISA Bolivia posee 588 km de circuitos y seis subestaciones asociadas con una capacidad de transformación de 370 MVA.

3. Ingresos por el Negocio de Transporte de Telecomunicaciones

El grupo empresarial ISA, a través de su filial INTERNEXA, es un jugador importante en el negocio del transporte de telecomunicaciones en la región Andina. Es la única compañía de infraestructura de conectividad en telecomunicaciones dedicada exclusivamente al negocio portador de portadores.

En noviembre de 2007 se protocolizó la fusión de INTERNEXA y Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P, operación que se enmarcó dentro de la estrategia de negocios del grupo empresarial para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica.

INTERNEXA es accionista del 50% de TRANSNEXA S.A. en Ecuador, una compañía de telecomunicaciones operativa desde el 2002 y con una red de 910 Km de Pasto-Quito-Tumbes, que provee fibra óptica y el acceso a sistemas de telecomunicaciones ópticas internacionales a los operadores principales de telecomunicaciones de Ecuador.

De igual manera, INTERNEXA es accionista mayoritario de INTERNEXA S.A. en Perú con el 99.99%, empresa operativa desde marzo de 2008 propietaria de una red de 1,290 Km de Lima hasta Tumbes, quien presta transporte de señales nacionales e internacionales conectando a Perú con otros países de la región.

INTERNEXA Participações en Brasil con el 99.98%, su actividad principal es la implementación y administración de inversiones en telecomunicaciones y la participación en el capital de otras sociedades, esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

4. Ingresos por el Negocio de Operación y Administración

a. Ingresos por Servicios de Despacho de Electricidad

El CND fue creado originalmente en virtud de las Leyes 142 y 143 como una de nuestras divisiones que sería responsable, entre otras cosas, del despacho de electricidad en Colombia y de coordinar el mantenimiento de la red. El grupo empresarial ISA a través de su filial XM, coordina el despacho de electricidad y es responsable de supervisar la demanda proyectada y real de electricidad en Colombia y de identificar los riesgos que puedan impedir que la demanda de electricidad se satisfaga de forma confiable. XM también coordina el mantenimiento de la red con el fin de evitar impedimentos innecesarios en el despacho.

En el 2008, XM recibió ingresos por Col\$32,382 millones en relación con el despacho de electricidad.

XM supervisa y coordina la operación de 18 hidroeléctricas y 31 plantas de generación de electricidad térmica dando instrucciones y coordinando las salidas horarias de cada generador y dando información de funcionamiento a los participantes. Además, XM coordina el mantenimiento y las reparaciones de emergencia de los equipos de generación y transmisión y controla la frecuencia y tensión del SIN. A diciembre 31 de 2008, la cobertura de XM incluía 24,114 km de líneas de transmisión de electricidad desde 110 kV hasta 500 kV y 31,951 MVA de capacidad de transformación, excluyendo los transformadores de las unidades de generación de electricidad.

b. Ingresos por el Sistema de Pago y Liquidación de la Bolsa de Energía

XM opera el sistema de pago y liquidación de la Bolsa de Energía. Esto comprende el recaudo, facturación y distribución entre los participantes del mercado de los ingresos obtenidos por el uso del STN y por las transacciones celebradas en la Bolsa de Energía.

XM, en su encargo de Administrador de cuentas por Uso del Sistema Interconectado Nacional y de los dineros derivados de la facturación de las Transacciones en la Bolsa de Energía, y dando cumplimiento a lo preceptuado en la regulación vigente administró durante el año 2008 Col\$1,304,213 millones por concepto de transacciones en la Bolsa de Energía, Col\$1,133,209 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, Col\$749,955 millones por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Regional y Col\$193,420 millones por concepto de los Fondos FAER, FAZNI, FOES y PRONE.

Adicional a los dineros en moneda nacional administrados por concepto de las Transacciones Nacionales, XM en cumplimiento de las Transacciones Internacionales de Electricidad - TIE - facturó durante el año 2008 US\$34,7 millones por concepto de exportaciones hacia Ecuador y administró US\$2,3 millones por concepto de importaciones desde Ecuador. Es importante anotar que sobre estos dólares transados XM ha realizado operaciones de cobertura de riesgo de tasa de cambio. El valor neto de esta operación arroja un resultado neto desde el inicio de las TIES hasta el 31 de diciembre de 2008 de Col\$6,964,4 millones, valor que en caso de no realizar las coberturas financieras, habría significado menores ingresos para el mercado.

5. Marco Regulatorio del Negocio de Transporte de Energía Eléctrica

a. Colombia

i. Generalidades

El sector eléctrico colombiano está conformado por 61 compañías generadoras de electricidad, 11 compañías de transmisión nacional, de las cuales únicamente tres se dedican exclusivamente al negocio de transmisión de electricidad (incluyéndonos y a nuestra subsidiaria TRANSELCA), 57 compañías de transmisión y distribución local y regional, y 117 comercializadoras (las cuales incluyen todas las 57 compañías de transmisión y distribución local y regional, así como muchas de las compañías de generación). Los generadores y distribuidores también actúan como comercializadores de electricidad; sin embargo, los generadores no pueden realizar actividades de distribución de electricidad y viceversa. A excepción de ciertos generadores de electricidad que estaban verticalmente integrados antes de 1994, las compañías de transmisión de electricidad no pueden realizar actividades de generación, distribución o venta de electricidad. Como una compañía de transmisión de electricidad en Colombia, se nos prohíbe participar en la generación, venta y distribución de electricidad.



Casi toda la electricidad usada en Colombia se genera a nivel nacional; sin embargo, la red de transmisión nacional de Colombia se encuentra interconectada en tres puntos con la red venezolana y en dos puntos con la red ecuatoriana. En el 2008, el 0.070% del consumo de electricidad de Colombia fue suministrado a través de éstas interconexiones. Sustancialmente toda la electricidad consumida en Colombia es inicialmente comprada a precios no regulados por parte de los comercializadores de electricidad, los cuales a su turno la revenden a otros comercializadores a precios negociados libremente; a Usuarios No Regulados, a precios negociados libremente; o a usuarios finales, a precios regulados. Generalmente, la electricidad se suministra a los usuarios finales a través de las redes de las compañías de distribución local, aunque algunos usuarios finales tienen conexiones directas con redes de transmisión regional o la red de transmisión nacional operada por nosotros.

ii. Separación Funcional del Sector Eléctrico

Antes de la aprobación de la Ley 143 de 1994, el sector eléctrico colombiano se encontraba en una situación de amplia integración vertical. Bajo la Ley 143, y con la premisa fundamental de la creación de un mercado eficiente, se separaron la generación, comercialización, transmisión y distribución de electricidad, las cuales se encuentran sujetas a diversos regímenes de regulación. La mayoría de compañías que se encontraban integradas verticalmente al momento de la entrada en vigencia de la Ley 143 pudieron seguir ejerciendo varias actividades del sector, pero debían llevar registros contables separados para cada actividad de negocios. A nosotros, en virtud de nuestro rol como compañía de transmisión de electricidad, se nos prohibió participar en la generación, comercialización o distribución de electricidad y fuimos obligados a escindir nuestras actividades de generación de electricidad.

Las compañías que no ejercían al mismo tiempo las actividades de generación y distribución en el momento en que se reestructuró el sector no podrían en adelante ejercer simultáneamente ambas actividades. Adicionalmente, un generador no podía ser el propietario de más del 25% del total de la capacidad de generación instalada en Colombia, mientras que los comercializadores o distribuidores no podían representar más del 25.00% de las ventas del sector correspondiente.

Cualquier compañía puede, en principio, ingresar al negocio de transmisión de electricidad. Sin embargo, las compañías de transmisión de electricidad no pueden comercializar electricidad, decidir sobre el nivel de inversiones necesarias para expandir la red de transmisión de electricidad ni establecer derechos sobre la utilización de la red de transmisión de electricidad. Las compañías de transmisión tampoco pueden construir nuevas líneas de transmisión, salvo que cumplan con los procedimientos indicados de acuerdo con la regulación (ver “Transmisión de Electricidad – Expansión del STN”).

iii. El Mercado de la Electricidad

La ley colombiana establece el acceso abierto al Sistema Interconectado Nacional y asegura a cualquier agente el derecho a usar y conectar sus activos y red al SIN, a través del pago de cargos por conexión y por uso. El acceso abierto al Sistema Interconectado Nacional es un medio para asegurar la competencia en el mercado de electricidad mayorista.

La mayor parte de la electricidad generada en Colombia se compra inicialmente al por mayor a través del MEM. Estas compras iniciales, así como cualesquiera ventas posteriores entre los comercializadores de electricidad y a Usuarios no Regulados, se realizan a precios no regulados, fijados por el mercado. Las compras en el MEM se efectúan como spot (disponibilidad inmediata) a través de la Bolsa de Energía, aunque el costo real frente al comprador de la

mayoría de dichas compras es controlado a través de contratos de cobertura a largo plazo celebrados entre comercializadores y generadores de electricidad. Las ventas por parte de los comercializadores de electricidad a la mayoría de los usuarios finales se realizan a través de distribuidores locales a precios establecidos por la CREG.

Los usuarios no regulados, es decir, aquellos consumidores con una demanda pico de más de 0.10 MW, o un consumo mensual superior a 55MWh, pueden comprar electricidad vendida a precios determinados por el mercado.

El acceso a la Bolsa de Energía se le proporciona a los generadores y comercializadores de electricidad, a través de las instalaciones de XM; compañía que ejerce la planeación, supervisión y control de la operación de los recursos del SIN y la administración del SIC.

Con el fin de tener acceso al MEM y de suscribir transacciones comerciales en la Bolsa de Energía, los participantes del mercado deben celebrar un contrato con XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN. Los contratos a través de los cuales se suscriben dichas transacciones son contratos de mandato, en adelante los Mandatos. De conformidad con los Mandatos, los participantes del mercado autorizan a XM a representar los respecto de la suscripción de transacciones en la Bolsa de Energía y permiten a XM cobrar y distribuir los ingresos por ventas que se reciben de los participantes del mercado en contraprestación por el uso del SIN y por las transacciones spot celebradas en la Bolsa de Energía. Dichos Mandatos incluyen:

- Mandatos de Transmisión: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos de uso del SIN, y las compañías de transmisión de electricidad mediante los cuales se autoriza a XM a llevar a cabo la facturación, recaudo, pago y liquidación de los cargos por el uso de los activos de transmisión de las compañías de transmisión de electricidad;
- Mandatos de Distribución: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos de uso del SIN, y las compañías de distribución de electricidad mediante los cuales se autoriza a XM a llevar a cabo la facturación, recaudo, pago y liquidación de los cargos por el uso de las líneas de distribución de las compañías de distribución de electricidad;
- Mandatos de Generación: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN, y compañías de generación de electricidad mediante los cuales XM acuerda llevar a cabo la compensación y liquidación de compras de electricidad y la facturación y recaudo de montos adeudados por los compradores a los generadores de electricidad por transacciones efectuadas en la Bolsa de Energía; y
- Mandatos de Comercialización: Estos son contratos entre XM, como administrador del SIC y liquidador de los cargos por el uso del SIN, y los comercializadores de electricidad mediante los cuales XM acuerda llevar a cabo la compensación y liquidación de compras de electricidad y la facturación y recaudo de los montos adeudados por transacciones realizadas por los comercializadores de electricidad en el mercado spot, así como la facturación y recaudo de cargos por el uso del SIN.

En virtud de la autoridad otorgada bajo los Mandatos, XM, como administrador del SIC, registra todos los contratos de cobertura celebrados por los generadores y comercializadores de electricidad, analiza cada hora el despacho y calcula los montos adeudados a o por los generadores y comercializadores bajo los contratos y por transacciones spot en la bolsa de energía. XM únicamente factura y recauda los montos adeudados respecto de transacciones suscritas en la Bolsa de Energía. XM separa los montos adeudados por los generadores y



comercializadores de electricidad que participan en transacciones suscritas en la Bolsa de Energía por horas, días, meses y factura mensualmente a los generadores y comercializadores.

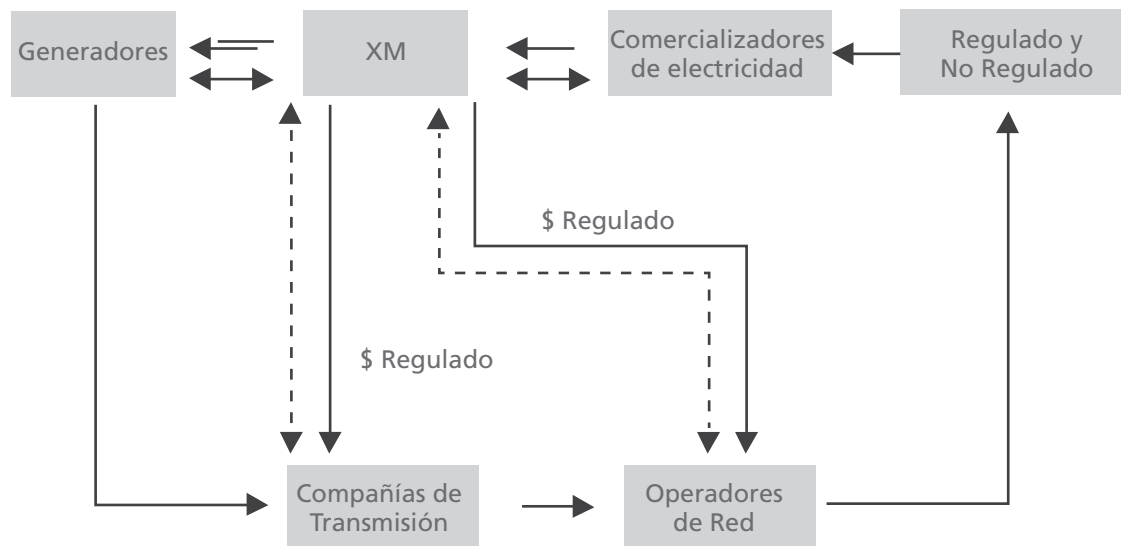
A diferencia de otros participantes del MEM, las compañías de transmisión de electricidad no celebran contratos con otros participantes del mercado diferentes de los Contratos de Conexión, según se definen adelante. Los únicos contratos celebrados por compañías de transmisión de electricidad son los Mandatos otorgados a XM, que regulan los términos mediante los cuales XM presta los servicios de facturación, recaudo, pago y liquidación en nombre de las compañías de transmisión de electricidad para el uso de sus activos de transmisión.

Las compañías de transmisión de electricidad colombianas son remuneradas con base en los ingresos regulados calculados con la metodología establecida por la CREG. Los ingresos regulados compensan a las compañías de transmisión de electricidad por poner sus activos de transmisión de electricidad a disposición de los usuarios del SIN. Los ingresos regulados de la transmisión de electricidad, son independientes del volumen de energía transmitida a través de los activos de las compañías de este tipo.

Los ingresos regulados son pagados mensualmente por los comercializadores y son recibidos por las compañías de transmisión de electricidad a través de liquidaciones en el MEM, para ello en XM se calcula el monto que cada comercializador debe pagar por concepto de cargos por uso, y una vez recaudado el ingreso, éste se distribuye entre las compañías de transmisión de electricidad, de acuerdo con su participación en el mismo. Ver más adelante “Ingreso de Transmisión”.

XM no asume los riesgos crediticios relacionados con estas actividades teniendo en cuenta que sus funciones las desempeña como agente de los participantes en el mercado eléctrico. El riesgo crediticio de estas transacciones lo asume el mercado mismo y se mitiga a través del requerimiento garantías a los participantes del mercado para acceder al MEM.

El siguiente cuadro establece la operación del MEM:



iv. Pago y distribución de los Ingresos Regulados

De conformidad con la Resolución CREG 103 de 2000, desde enero 01 de 2002, los ingresos regulados de las compañías de transmisión son pagados por los comercializadores de electricidad, en proporción a su demanda de electricidad, a través de los cargos por uso del STN. Para ello, XM emite mensualmente notas débito a los comercializadores de electricidad especificando la porción de los Ingresos Regulados asignados para pago por dichos agentes y notas crédito a las compañías de transmisión eléctrica especificando los pagos que cada comercializador de electricidad debe pagar a dichas compañías. El monto total de los pagos de los comercializadores equivale al monto de los Ingresos Regulados de las compañías de transmisión eléctrica.

Cada mes XM recauda los pagos provenientes de los comercializadores de electricidad por concepto de Ingresos Regulados y le distribuye a cada compañía de transmisión eléctrica la parte que le corresponde. De conformidad con la Ley 143, estos pagos mensuales son recibidos por las compañías de transmisión de electricidad a título de sus Ingresos Regulados.

Con relación al servicio de conexión, de conformidad con los contratos de conexión suscritos entre las compañías de transmisión eléctrica y el usuario de la conexión al STN, en adelante Contratos de Conexión, las compañías de transmisión de electricidad facturan (generalmente en forma mensual) a cada usuario el monto estipulado en el contrato correspondiente. Los ingresos de los Contratos de Conexión no forman parte de los Ingresos Regulados de las compañías de transmisión de electricidad. Ver "Cargos por Conexión."

v. Sistema de Garantías

Los pagos por concepto de los cargos por uso que los comercializadores de electricidad deben pagar por el uso del STN deben estar garantizados mensualmente por alguno de los siguientes instrumentos: (i) carta de crédito emitida por un banco; (ii) garantía bancaria; (iii) para aquellos comercializadores de electricidad que también sean distribuidores de electricidad, cesión de las cuentas por cobrar de XM por los pagos a dichas compañías por el uso de su red de distribución; (iv) prepagos mensuales; o (v) prepagos semanales. El monto garantizado por estos instrumentos es calculado por XM con base en la porción de los cargos por uso pagada por cada comercializador de electricidad respecto del mes anterior y es ajustado sobre una base semanal para reflejar la demanda actual de electricidad en el mes respectivo.

Si un comercializador de electricidad no otorga el instrumento de garantía dentro de los veinte (20) días especificados por XM, XM notificará a la SSPD y todos los participantes del mercado, y XM, estarán obligados a reducir el suministro de electricidad a dicho comercializador a través de un procedimiento regulado denominado Limitación de Suministro, causando así una interrupción parcial del servicio a los usuarios finales de dicha electricidad. Si el comercializador de electricidad incumple en hacer los pagos mensuales a cuenta de los cargos por usuario en la fecha debida, XM podrá ejercitar inmediatamente sus derechos bajo el instrumento de garantía (sin necesidad de tener que iniciar procesos judiciales) y distribuirá el producto del ejercicio de dichos derechos entre las compañías de transmisión de electricidad que componen el STN.

Adicionalmente, los comercializadores están obligados a entregar a XM pagarés en blanco con sus respectivas cartas de instrucciones cuando entran a comercializar energía en el SIC. En el evento en que un comercializador de energía incumpla el pago de sus cargos por conexión y las garantías entregadas sean insuficientes, XM estará facultado para ejecutar dichos pagarés.

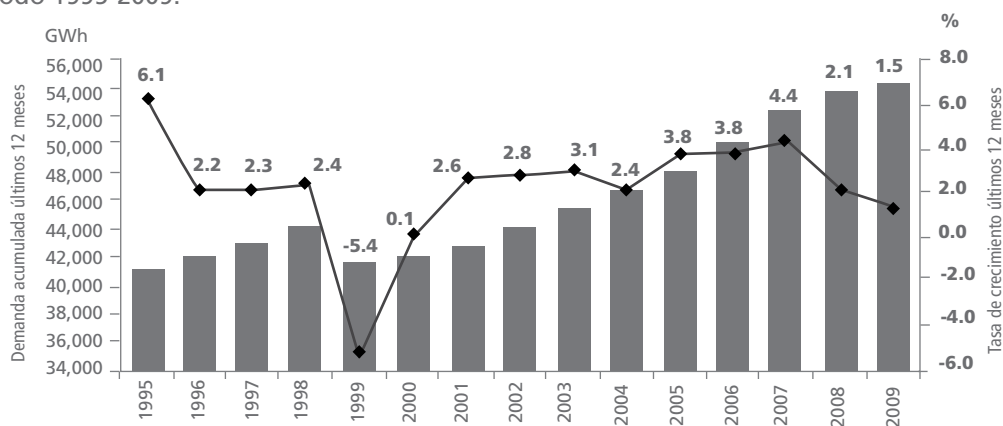


vi. Demanda

Desde 1995 hasta 2008, la demanda de electricidad pasó de 41,774 GWh en 1995 a 53,870 GWh en 2008.

La demanda acumulada en los nueve primeros meses del año 2009 se ubicó en 40,593 GWh con un aumento de 1.5% con relación al mismo período del año anterior.

La siguiente gráfica ilustra para cada año la demanda de electricidad acumulada y la tasa de crecimiento de los últimos 12 meses finalizando en septiembre de cada año para el período 1995-2009.



Fuente: XM

La UPME, estima que la demanda de electricidad crecerá aproximadamente 3.60% al año en el período 2009-2030. UPME proyecta una demanda de electricidad en el año 2030 entre 101,374 GWh y 133,812 GWh.

vii. Oferta

La generación de electricidad en Colombia ha crecido significativamente durante los últimos 29 años. En 1980, la capacidad de generación instalada era de 4,177 MW (aproximadamente 70.00% hidroeléctrica y 30.00% térmica). Para septiembre de 2009, la capacidad de generación instalada había crecido hasta 13,480.6 MW (aproximadamente 63.2% hidroeléctrica y 32.2% térmica, 4.6% plantas menores y co-generación). El siguiente cuadro ilustra el monto total de electricidad generada en Colombia durante el período 1995-2008.

Año	GWh/Año	Aumento Anual (%)
1995.....	40,674	
1996.....	40,481	(0.47)
1997.....	41,949	3.63
1998.....	42,520	1.36
1999.....	40,563	(4.60)
2000.....	41,355	1.95
2001.....	43,136	4.31
2002.....	44,743	3.73
2003.....	46,803	4.60
2004.....	48,618	3.88
2005.....	50,467	3.80
2006.....	52,340	3.30
2007.....	53,624	2.50
2008.....	54,395	1.20

Fuente: XM

El 6 de mayo de 2008 se dio inicio a la primera subasta de Energía Firme de Colombia, la cual asignó Obligaciones de Energía Firme -OEF- para el parque generador existente entre diciembre de 2012 y noviembre de 2013. Como resultado de esta subasta se garantiza una Energía Firme de 65.87 TWh-año a partir de 2012. Los nuevos proyectos de generación asignados se muestran en la siguiente tabla:

Propietario	Nombre	Capacidad (MW)	OEF (GWh-año)	Período (años)
ISAGEN	Amoyá	78	214	20
GECELCA	Gecelca 3	150	1,117	20
POLIOBRAS (nuevo inversionista)	Termocol	201.6	1,678	20

Fuente: XM

Una segunda asignación se realizó en junio 13 de 2008: la subasta para las Plantas o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta -GPPS- que entrarán en operación progresivamente desde diciembre de 2014 hasta 2019. Con esta asignación la capacidad instalada pasa de 13,251 MW a 17,501 MW en el año 2019 y la energía disponible pasará de 65,804 GWh-año a 90,419 GWh año, respectivamente. En la siguiente tabla se muestran los proyectos asignados:

	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	Fecha Inicio Vigencia	Fecha Fin Vigencia
Porce IV	0	321	641	962	962	2015-12-01	2035-11-30
Pescadero-Ituango	0	0	0	0	1085	2018-12-01	2038-11-30
Sogamoso	400	802	1550	2300	2350	2014-12-01	2034-11-30
Miel II	183	185	184	184	184	2014-12-01	2034-11-30
Cucuana	49.5	50	50	50	50	2014-12-01	2034-11-30
El Quimbo	400	852	1350	1650	1650	2014-12-01	2034-11-30

Fuente: XM

viii. Transmisión de Electricidad

En Colombia, la Transmisión de Energía Eléctrica se define en la regulación como la actividad consistente en el transporte de energía eléctrica por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), el cual se define como el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con tensiones iguales o superiores a 220 kV en el lado de baja, y los correspondientes módulos de conexión.

La Transmisión en Colombia es una actividad que se regula independientemente de otros componentes del sector eléctrico, y tiene las características propias de un monopolio natural, derivadas de la naturaleza misma de la actividad de transmisión.

El STN está compuesto por dos subsistemas interconectados por líneas de transmisión de 500 kV, uno en la Costa Atlántica y uno en la parte central de Colombia, que se extiende desde el Suroccidente del país hasta la región central. El STN enlaza las redes de transmisión de los operadores de red en una única red interconectada (SIN).



A septiembre 30 de 2009, el STN comprendía 11 subestaciones de 500 kV, 85 subestaciones de 230 kV, 1 subestación de 138 kV, 2,399 km de líneas de 500kV, 11,694 km de líneas de 220/230kV y 10 km de líneas de 138 kV, y tenían una capacidad de transformación 7,485 MVA.

Más del 90% de la electricidad consumida en Colombia se transmite a través del STN, el cual se constituye en el punto de encuentro entre la generación y la demanda, representada por los comercializadores de electricidad. Es así como la gran mayoría de las plantas generadoras, puntos de suministro de la red, y usuarios finales se encuentran entonces directa o indirectamente conectados a través del STN, lo cual permite la operación coordinada de las plantas generadoras, reduciendo la capacidad de generación de soporte necesaria para mantenimiento de las plantas y la cantidad de reserva requerida diariamente.

La transmisión de electricidad en Colombia es un negocio regulado, con las siguientes características:

- La transmisión de electricidad es un monopolio natural regulado;
- Existe acceso libre al STN;
- El STN pertenece a varias compañías de transmisión de electricidad;
- La transmisión de electricidad juega un papel pasivo en la cadena productiva del sector eléctrico;
- El servicio prestado por las compañías de transmisión de electricidad debe satisfacer los criterios de calidad del servicio (medida en términos de disponibilidad);
- La expansión del STN está controlada por la UPME; y
- Los ingresos de las compañías de transmisión de electricidad son regulados.

La transmisión de electricidad es un monopolio natural.

La transmisión de electricidad a nivel nacional se considera un monopolio natural, el cual en la práctica puede tener múltiples propietarios. Esta característica de monopolio natural se deriva de las importantes economías de escala que es posible obtener al tener un único sistema encargado de la prestación de este servicio, lo cual deriva en costos más eficientes de los que se obtendrían de la competencia de varias entidades con diferentes sistemas. En el caso colombiano, este único sistema corresponde al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

De acuerdo con lo anterior, algunos de los factores que hacen de la transmisión de electricidad un monopolio natural son:

- La dispersión topológica de la generación y la demanda promueven una red de transmisión unificada;
- Se obtienen economías de escala invirtiendo en la misma red de transmisión (el STN);
- Los precios competitivos para la transmisión de electricidad no serían sostenibles debido a que implicaría para la competencia en el sector un exceso y redundancia en la capacidad instalada.

Acceso Libre al STN.

Todos los participantes del mercado en la industria eléctrica tienen libre acceso al STN, a través del pago de cargos por conexión y uso del sistema. El acceso libre al STN es una condición necesaria si se va a promover la competencia en el mercado de energía en Colombia. De acuerdo con la regulación, las compañías de transmisión de electricidad deben permitir el acceso indiscriminado a sus redes de transmisión para cualquier usuario, operador de red, gran consumidor o generador, sujeto al cumplimiento de las regulaciones legales y técnicas emitidas por la CREG y la UPME.

Propiedad múltiple sobre el STN

En la actualidad, los activos del STN son representados por nueve compañías, de las cuales únicamente nosotros, nuestra subsidiaria TRANSELCA y EEB, se dedican exclusivamente a la transmisión de electricidad.

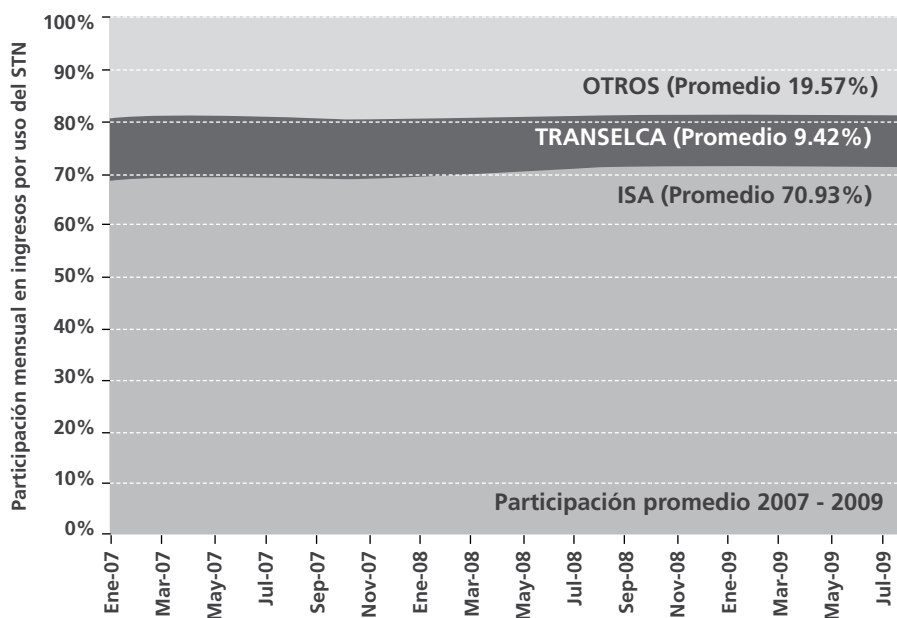
El cuadro siguiente presenta el resumen de los activos de las compañías de transmisión de electricidad en el STN a 31 de agosto de 2009, en términos de kilómetros de circuito y número de subestaciones.

Resumen de activos de transmisión en el STN – a agosto de 2009

Empresa	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				SUBESTACIONES			
	(kilómetros de circuito)				(Número de Subestaciones)			
	500 kV	230 kV	138 kV	Total	500 kV	230 kV	138 kV	Total
ISA	2,399	7,408	10	9,817	11	38	1	50
TRANSELCA	0	1,532	0	1,532	0	12	0	12
EEB	0	1,445	0	1,445	0	11	0	11
EPM	0	798	0	798	0	13	0	13
EPSA	0	273	0	273	0	5	0	5
ESSA	0	207	0	207	0	3	0	3
DISTASA	0	30	0	30	0	1	0	1
CNS	0	0	0	0	0	1	0	1
EBSA	0	0	0	0	0	1	0	1
	2,399	11,693	10	14,102	11	85	1	97

Fuente ISA .Información calculada con base en documentos soporte del LAC publicados en la página de XM (<http://www.xm.com.co/Pages/TransaccionesenElMercadoEnergiaMayorista.aspx>)

Con estos activos, ISA ha mantenido una participación promedio de 70.9% en los ingresos de transmisión (promedio 2007 – 2009), mientras que nuestra subsidiaria TRANSELCA tiene una participación del 9.4%. La participación total en la actividad de transmisión en Colombia (en términos de ingresos) es de 80.3%. La gráfica siguiente presenta la evolución en la participación de ISA y TRANSELCA en los ingresos del STN, entre enero de 2007 y agosto de 2009.



Fuente ISA .Información calculada con base en documentos soporte del LAC publicados en la página de XM (<http://www.xm.com.co/Pages/TransaccionesenelMercadoEnergiaMayorista.aspx>)

Rol pasivo de las compañías de transmisión de electricidad

La Transmisión es el elemento fundamental para la creación de un mercado de energía. Su importancia radica en que es el punto de encuentro entre la generación y la demanda (representada en los comercializadores de electricidad), a través del cual se logra el intercambio físico de la energía eléctrica optimizando el uso de los recursos de generación.

El rol de las compañías de transmisión de electricidad consiste en poner a disposición del mercado de energía la red de transmisión (STN) donde se viabilice el intercambio físico de energía entre la generación y la demanda, cumpliendo con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

El rol pasivo de las compañías de transmisión de electricidad en el mercado de energía se concreta en las siguientes características:

- Las compañías de transmisión no pueden comprar o vender electricidad y la electricidad adicional requerida para el sistema de operación es suministrada por compañías de generación de electricidad. La única excepción son aquellas compañías integradas verticalmente antes de la promulgación de la Ley 143 de 1994, las cuales, sin embargo, tienen la obligación de llevar contabilidades separadas para cada una de las actividades que realice.
- Las compañías de transmisión de electricidad no toman decisiones respecto de la expansión del STN. La definición de los proyectos de transmisión es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía, quien ha delegado la función de planeación del sistema de transmisión en la UPME.
- Las compañías de transmisión de electricidad no fijan parámetro alguno para la utilización del STN; garantizan el libre acceso a la red de transmisión siempre que se cumplan con los requisitos técnico y

- Las compañías de transmisión de electricidad reciben ingresos regulados dirigidos a recuperar sus inversiones en el STN, realizar las reposiciones de la infraestructura por requerimiento propio de los activos o por la evolución natural del sistema, así como a cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento, necesarios para mantener la disponibilidad y confiabilidad de la red.

Requerimientos para los servicios de transmisión de electricidad

Para describir los requerimientos de calidad del servicio debemos diferenciar entre el esquema vigente actualmente (en la fecha de expedición de este prospecto) y el esquema aprobado a través de la Resolución CREG 011 de 2009, el cual, de acuerdo con la información recibida del regulador, empezará a aplicar en los próximos meses.

- Esquema vigente – Resolución CREG 061 de 2000

Actualmente la calidad del servicio en el STN se mide en términos de la disponibilidad de cada uno de los activos del sistema, la cual se compara con las metas establecidas en la regulación a través de las Resoluciones CREG 061 de 2000 y 011 de 2002, tal y como se indica a continuación:

Tipo de Activo	Meta de Índice de Disponibilidad Anual (%)	Meta de Horas de No Disponibilidad Acumuladas Anuales
Bahías de línea	99.83%	15
Bahías de transformadores	99.83%	15
Auto transformadores	99.45%	48
Bahías de compensación	99.83%	15
Módulos de compensación	99.45%	48
Circuitos de 500 kV	99.18%	72
Circuitos de 220 kV o 230 kV > 100km	99.59%	36
Circuitos de 220 kV o 230 kV ≤ 100km	99.73%	24

El incumplimiento de estos estándares de calidad (disponibilidad menor a la meta) causa lo que se denomina compensaciones por indisponibilidad (menor valor del ingreso) calculados en función de los tiempos de indisponibilidad, el número de eventos de indisponibilidad y tiempos entre eventos.

La metodología consiste en medir semanalmente la disponibilidad de cada uno de los activos del sistema considerando un período de 52 semanas (1 año) y compararla con la meta establecida por la CREG. Si el activo no cumple la meta de la CREG, la compañía de transmisión de electricidad incurre en una disminución del ingreso igual a un porcentaje de compensación semanal del activo (PCSA). Teniendo en cuenta que los ingresos se calculan mensualmente, los PCSA (4 o 5 en el mes) se promedian al final de cada mes para determinar el porcentaje de compensación mensual (PCMA), el cual corresponde al porcentaje mediante en cual se reduce el ingreso del mes de activo que incumple las metas.

- Nuevo Esquema – Resolución CREG 011 de 2009

De acuerdo con información del regulador, en los próximos meses entrará en vigencia el nuevo esquema de calidad del servicio definido en la Resolución CREG 011 de 2009. En este nuevo



esquema, los incumplimientos en los niveles de calidad establecidos en esta Resolución se traducen en compensaciones (o menores ingresos).

Mientras que en el esquema anterior las compensaciones dependían exclusivamente del cumplimiento de las metas de disponibilidad de los activos, en el nuevo esquema dependen adicionalmente de la energía no suministrada y de la no operatividad de otros activos.

Con relación a la disponibilidad, la Resolución establece metas anuales de indisponibilidad, las cuales son evaluadas mensualmente en ventanas de 1 año. Si se supera el número de horas de indisponibilidad por hechos no excluibles en la Resolución, el número de horas en exceso origina un menor ingreso en función directamente proporcional a este número de horas. La tabla siguiente presenta las nuevas metas de disponibilidad por tipo de unidad constructiva.

Activos	Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI)
Bahía de línea	15
Bahía de transformación	15
Bahía de compensación	16
Módulo de barraje	15
Módulo de compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 o 230 kV	20
Línea de 500 kV	37
VQC	5
Otros activos	10

Con relación a la compensación por energía no suministrada, si el porcentaje de la energía no suministrada al Sistema Interconectando Nacional se presenta en una magnitud superior al 2%, entonces la compensación se calcula en función de la magnitud de la energía no suministrada y el costo operativo de racionamiento de energía, definido y calculado por la UPME.

El tercer tipo de compensación (excluyente con la compensación por energía no suministrada, compensando la mayor entre ambas) es la compensación por activos no operativos, que corresponde a una compensación calculada en forma similar a la compensación por indisponibilidad en función del ingreso de otros activos que por causa de la indisponibilidad del activo de ISA quedan no operativos, siempre que el activo que la causa no esté cumpliendo con la meta.

La metodología aquí indicada es una descripción de la metodología establecida en la Resolución CREG 011 de 2009. La metodología completa está incluida en Capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 011 de 2009.

Expansión del STN

De acuerdo con el Artículo 18 de la Ley 143 de 1994, le compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la red de interconexión, racionalizando el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

En uso de sus facultades, el Ministerio de Minas y Energía, normalmente delega en la UPME, las gestiones administrativas y técnicas necesarias para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia del STN y la selección mediante convocatoria pública de inversionistas que acometan los proyectos definidos y aprobados.

Para la elaboración del Plan de Expansión de Referencia y con el fin de compatibilizar criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN, se constituyó un Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión - CAPT en el cual participan agentes grandes consumidores, comercializadores, transmisores, generadores, distribuidores y el Centro Nacional de Despacho – CND (dependencia de XM).

Para la preparación del Plan de Expansión de Transmisión Preliminar y el de Referencia, los agentes entregan a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada requerida por esta entidad.

La UPME elabora del Plan de Expansión Transmisión utilizando como criterios en su definición, la minimización de los costos de inversión y de los costos operativos y las pérdidas del STN. Además, debe cumplir con las disposiciones que en materia de confiabilidad se encuentren vigentes.

Una vez elaborado el Plan de Expansión de Transmisión Preliminar, la UPME lo hace público y lo somete a consulta del CAPT. Así mismo, la UPME recibe conceptos, así como planes de expansión alternativos que sean propuestos por agentes y terceros interesados.

Con base en las observaciones y consideraciones remitidas a la UPME, por parte del CAPT y de los terceros interesados, y tomando nuevamente como criterio la minimización de los costos, la UPME definirá el Plan de Expansión de Transmisión de Referencia, el cual previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, se pondrá a disposición de los Transmisores Nacionales y de terceros interesados.

El Plan de Expansión de Transmisión de Referencia debe ser flexible en el mediano y largo plazo, de tal forma que se adapte a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en el Código de Planeamiento y en el Código de Operación. Los proyectos propuestos en el Plan deben ser técnica y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. La viabilidad ambiental será aprobada por las autoridades competentes.

La expansión de la red está garantizada con la introducción de la competencia para la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos de transmisión que requiera el sistema (Resoluciones CREG 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002).

Para garantizar la ejecución del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia a mínimo costo, el Ministerio de Minas y Energía o la entidad que éste delegue, elabora los Documentos de Selección, para la ejecución de los proyectos del Plan de Expansión de Transmisión de Referencia.

Los proponentes ofrecen un Ingreso Anual Esperado para cada uno de los primeros veinticinco (25) años de entrada en operación del proyecto. Las propuestas se comparan calculando el Valor Presente del Ingreso Anual Esperado para cada uno de los veinticinco (25), aplicando la tasa de descuento aprobada por la CREG, en resolución específica para tal fin.

El ingreso ofertado por el proponente incluye los costos asociados con la preconstrucción (diseños, servidumbres, estudios y licencias ambientales) y construcción (incluyendo la



interventoría de la obra y las obras que se requieran para la viabilidad ambiental del proyecto), el costo de oportunidad del capital invertido y los gastos de administración, operación y mantenimiento del equipo correspondiente. Adicionalmente, se entiende que el Ingreso Anual Esperado presentado por el proponente, cubrirá toda la estructura de costos y de gastos en que incurra el Transmisor Nacional seleccionado, en desarrollo de su actividad y en el contexto de las leyes y la reglamentación vigente.

Bajo este esquema de expansión de la red, la UPME ha adelantado hasta hoy 10 procesos de convocatoria, de los cuales ISA ha sido adjudicatario en seis de ellos, que representan el 89% en términos del valor presente de las ofertas. Los proyectos adjudicados a ISA son los siguientes:

– UPME 01 de 1999	Primavera – Guatiguará – Tasajero	230 kV (en operación)
– UPME 02 de 1999	Sabanalarga – Termocartagena	230 kV (en operación)
– UPME 01 de 2003	Primavera – Bacatá	500 kV (en operación)
– UPME 02 de 2003	Primavera – Bolívar	500 kV (en operación)
– UPME 01 de 2007	Conexión Porce	500 kV (en construcción)
– UPME 02 de 2008	Conexión El Bosque	230 kV (en construcción)

ix. Ingresos Regulados

De conformidad con la Ley 143 de 1994, la CREG es la entidad encargada de establecer la metodología para el cálculo de los Ingresos Regulados que recibirán mes a mes las empresas de transmisión, así como los cargos por uso que se aplican a los agentes para el recaudo de los mismos.

La Ley 143 de 1994 exige que los Ingresos Regulados sean suficientes para cubrir los costos de inversión hechos por las compañías de transmisión eléctrica en los activos de transmisión, incluyendo un costo de capital asumido para dichas compañías y los costos incurridos para mantener, operar y administrar el STN. El esquema general de remuneración establecido por la Ley 143 está encaminado a asegurar que el sector de transmisión eléctrica colombiano como un todo sea operacional y financieramente viable.

En términos generales la metodología de remuneración de la transmisión en Colombia corresponde a un esquema de Ingreso Regulado (Revenue Cap”), en el cual el transmisor tiene un ingreso que no se afecta por las variaciones en la demanda de energía del sistema.

La metodología de remuneración de las empresas de transmisión es revisada periódicamente por el regulador, razón por la cual desde la definición de la transmisión de electricidad como actividad independiente en 1994, cuando fueron separadas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. La metodología vigente para calcular los Ingresos Regulados de los transmisores nacionales rige desde el año 2000 (año considerado por el regulador como un año de transmisión), y se mantuvo en el para el periodo vigente (2001 – 2009).

La determinación del ingreso de los transmisores nacionales en el esquema vigente requiere de la aplicación de cuatro resoluciones: La Resolución CREG 022 de 2001, que contiene la metodología de remuneración; la Resolución CREG 026 de 1999, que definió las unidades constructivas y los costos unitarios correspondientes (Valor de Reposición a Nuevo de cada activo); la Resolución CREG 061 de 2000, que establece las normas de calidad; y finalmente, la Resolución CREG 103 de 2000 que contiene la metodología para el cálculo de los cargos por uso aplicables a los comercializadores para el recaudo de los ingresos de los transmisores nacionales.

Es importante anotar, que la revisión a la que se hace mención corresponde sólo a los ingresos de los activos de transmisión nacional que no fueron objeto de las convocatorias públicas adelantadas por la UPME, las cuales durante los primeros 25 años de operación son remunerados con base en el ingreso anual ofertado por el proponente para cada uno de estos años. Sólo a partir del año 26, estos activos se remuneran con base en la metodología de activos no sometidos a convocatoria.

Después de un proceso de revisión iniciado en el año 2005, la CREG expidió en febrero de 2009 la Resolución 011 de 2009, “Por la cual se establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”.

De acuerdo con información del regulador, esta nueva metodología iniciará su aplicación en los próximos meses. De acuerdo con las evaluaciones preliminares hechas por la Empresa, se espera que el ingreso se mantenga en los niveles actuales. Sin embargo, el resultado final sólo se conocerá una vez la CREG expida la Resolución particular para ISA con la aprobación de la base de activos a remunerar, a partir del cual el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a ISA, con la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009 y aplicando las compensaciones por calidad del servicio a que haya lugar conforme a lo establecido en esta misma Resolución. Un cambio importante en el nuevo esquema es que en una sola Resolución se concentran todos los parámetros requeridos para la definición del ingreso de los transmisores nacionales, con excepción de la tasa de remuneración, cuya metodología de cálculo y valor para el nuevo periodo fue establecido en la Resolución CREG 083 de 2008 (“Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa”).

Como consecuencia de lo descrito anteriormente, a continuación describiremos la metodología vigente de remuneración de la actividad de transmisión para activos no sometidos a convocatoria, así como la nueva metodología, y adicionalmente, la metodología de remuneración de activos sometidos a convocatoria.

Ingresos Regulados por activos sometidos a procesos de convocatoria

A la fecha de este Prospecto de Información, estos activos representan cerca del 20% del total de nuestros activos de transmisión de electricidad en el STN (participación con base en el Valor de reposición a Nuevo de los Activos). Básicamente son cuatro proyectos de convocatoria, puestos en operación comercial en 2001 para el caso de los proyectos UPME 01 y 02 de 1999, y entre diciembre de 2006 y mayo de 2007, para los proyectos UPME 01 y 02 de 2003:

– UPME 01 de 1999	Primavera – Guatiguará – Tasajero	230 kV (en operación)
– UPME 02 de 1999	Sabanalarga – Termocartagena	230 kV (en operación)
– UPME 01 de 2003	Primavera – Bacatá	500 kV (en operación)
– UPME 02 de 2003	Primavera – Bolívar	500 kV (en operación)

Adicionalmente, ISA fue adjudicatario de otros dos proyectos de convocatoria, los cuales empezarán a recibir ingresos una vez entren en operación comercial entre 2010 y 2011.

– UPME 01 de 2007	Conexión Porce	500 kV (en construcción)
– UPME 02 de 2008	Conexión El Bosque	230 kV (en construcción)



Como se indica en el numeral de “Expansión”, al proponente favorecido del proceso de convocatoria se le adjudica la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos activos de transmisión de electricidad y es responsable de la ejecución de las inversiones necesarias para el desarrollo, construcción, puesta en marcha, mantenimiento y operación de dichos activos durante la totalidad del período de veinticinco (25) años a cambio de los Ingresos Regulados incluidos en la oferta del proponente. Expirado este período de veinticinco (25) años, a partir del año veintiséis (26) los Ingresos Regulados relacionados con los activos de transmisión de electricidad se calculan utilizando la metodología aplicable para el cálculo de los Ingresos Regulados aplicable a los activos no sometidos a convocatoria. Ver “Ingresos Regulados para activos no sometidos a convocatoria”.

El ingreso regulado adjudicado de los proyectos de convocatoria es ajustado anualmente al mes de diciembre del año inmediatamente anterior a con base en el PPI (Producer Price Index – Serie WPSSOP3200). Los ingresos son pagaderos mensualmente; razón por la cual el ingreso mensual corresponde a una doceava (1/12) parte del ingreso anual ofertado para cada año.

Ingresos Regulados para activos no sometidos a convocatoria

En general estos activos comprenden la red de transmisión que se encontraba en operación al 31 de diciembre de 1999, y adicionalmente algunos proyectos que ya se encontraban en desarrollo en este momento, y que entraron en operación en una fecha posterior. A la fecha de este Prospecto de Información (octubre de 2009), estos activos representan cerca del 80% del total de activos de transmisión de electricidad de ISA en el STN (participación con base en el Valor de reposición a Nuevo de los Activos).

• Metodología Vigente – Resoluciones CREG 022 de 2001

Nuestros Ingresos Regulados relacionados con los activos no sometidos a procesos de convocatoria (en general, activos en operación antes de enero de 2000) se calculan anualmente con base en una fórmula que tiene en cuenta:

- (i) El valor de reposición a nuevo de los activos de transmisión (activo eléctrico), establecidos en la Resolución CREG 026 de 1999, los cuales se actualizan mensualmente en pesos con base en el índice de precios al producto (IPP). Estos costos unitarios y las unidades constructivas son objeto de revisión por parte del regulador en las revisiones periódicas que se han mencionado;
- (ii) Tasa de remuneración de nuestras inversiones en nuestros activos de transmisión de electricidad, que actualmente está en 9.00%;
- (iii) Una vida útil específica de dichos activos, que actualmente es de 25 años;
- (iv) Un porcentaje el valor de reposición a nuevo de nuestros activos para el reconocimiento de nuestros gastos administración, operación y mantenimiento operacionales.
- (v) Remuneración de nuestras inversiones en activos no eléctricos (porcentaje de lo que se reconoce por activo eléctrico); y,
- (vi) Las disminuciones en el ingreso debidas al incumplimiento de las metas de disponibilidad establecidas por la regulación para los activos del STN.

Estos Ingresos Regulados son calculados con base en la siguiente fórmula:

$$IA = VRN \times \left[\frac{IRR \times (1 + IRR)^n}{(1 + IRR)^n - 1} \right] \times (1 + ANE) + VRN \times AOM$$

$$IM = \frac{IA}{12} - C$$

Donde:

IA	Es el Ingreso Regulado Anual.
IM	Es el Ingreso Regulado Mensual
VRN	Es el valor de reposición de cada unidad constructiva establecidos en la Resolución CREG 011 de 1999. El VRN se expresa en pesos de diciembre de 2008 y luego ajustados al mes de cálculo del ingreso con base en el IPP.
IRR	La nueva tasa de remuneración es de 11.50%, establecida en la Resolución CREG 083 de 2008
N	Vida útil de los activos de transmisión de electricidad fijada por la CREG en 30 años para subestaciones, 40 años para líneas de transmisión (Resolución CREG 011 de 2009).
NEA	Porcentaje para la remuneración de activos en activos no eléctricos fijada por la CREG en 5.00% (Resolución CREG 011 de 2009).
AOM	Porcentaje sobre el VRN para la remuneración de gastos de administración y operación y mantenimiento de sus activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por la CREG para cada transmisor nacional. Para el primer año de aplicación del esquema aplicará el porcentaje de referencia establecido con base el gasto real 2001 – 2007, y el ingreso de AOM 2008. Este porcentaje de referencia estimado por ISA, sujeto aún a aprobación por parte de la CREG, está en 3.13%. Para el segundo año, y así sucesivamente, se revisará el porcentaje con base en el gasto real del año inmediatamente anterior, dentro de una franja establecida con base en el porcentaje AOM de referencia (entre 1% y 3.53%). El límite superior es el AOM de referencia más 0.4%
C	Es la disminución en el ingreso por el no cumplimiento con las metas de disponibilidad definidas por la CREG y la energía no suministrada, de acuerdo con la metodología definida a través de la Resolución CREG 011 de 2009

Para las subestaciones se reconoce un ingreso adicional para de los terrenos, equivalente al 5.69% del valor catastral del área típica en que la subestación está construida. Este terreno se remunera con base en las áreas típicas definidas por la CREG y el valor catastral de cada subestación reportado por cada transmisor.

En líneas de transmisión, la remuneración de las servidumbres se hará en forma independiente con base en el valor anual de servidumbre reportado por cada transmisor nacional con base en las inversiones reales hechas en este concepto. La anualización se hace con base en la tasa de remuneración y vida útil de líneas de transmisión establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009.

Con relación a la asignación del pago de los ingresos de la transmisión, la Resolución CREG 011 de 2009, mantiene la asignación del pago de los ingresos de los transmisores de electricidad a los comercializadores de energía, con base en cargos monomios horarios.

x. Ingreso por Conexión

Los cargos de conexión se establecen de forma contractual entre las partes de un contrato de conexión. En general podemos distinguir en tres tipos de clientes de este servicio: operadores de red (15 clientes), generadores (cuatro clientes) y grandes consumidores (tres clientes).



En el caso particular de los operadores de red, los cargos se fijan para cada punto de conexión tomando como referencia la metodología establecida por la CREG en la Resolución 082 de 2002, considerando las inversiones en activos de conexión de la respectiva compañía para ese punto de conexión y los gastos de mantenimiento, administración, operación de dichos activos. Esta Resolución, a través de la cual se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, fue revisada en un proceso similar al que se siguió en transmisión, y que llevó finalmente a la publicación de la Resolución CREG 097 de 2008. Por esta razón, será necesario ajustar nuestros contratos de conexión con operadores de red.

El cargo de conexión, en general, se ajusta mensualmente para reflejar el cambio en el IPP del mes anterior. Los cargos de conexión no se ajustan para compensar los costos de mantenimiento extraordinarios. En caso que deba reemplazarse el equipo antes de finalizar su vida proyectada, el proveedor de conexión debe negociar con su cliente de conexión un ajuste de la tarifa de conexión para tener en cuenta la inversión en el nuevo equipo.

b. Brasil

i. Generalidades del Sector

Los sistemas de transmisión de electricidad en Brasil están sujetos a regulación federal. La ANEEL es la entidad gubernamental con autoridad para otorgar concesiones y regular la prestación de los servicios de transmisión de electricidad en Brasil. Los estados no tienen jurisdicción sobre las concesiones de transmisión de electricidad pero regulan el desarrollo de los activos de transmisión de electricidad y la prestación de servicios, mediante las regulaciones estatales de las licencias ambientales y el cumplimiento de dichas regulaciones. El BSIN es un sistema de generación y transmisión de electricidad a gran escala formado por compañías en las regiones Sur, sureste, centro occidente y Norte, y en ciertas áreas de las regiones del Norte del país. El BSIN es responsable de suministrar electricidad a cerca de 98% del mercado brasileño, según datos del ONS. Únicamente los estados de Amazonas, Roraima, Acre, Amapá, Rondônia, y algunas ciudades de Pará, que son estados localizados en la zona norte del país, no forman parte del BSIN. En estos estados, el suministro se hace a través de pequeñas termoeléctricas o hidroeléctricas que son parte de sistemas aislados, situados cerca de los principales centros de consumo.

En 2008, la capacidad instalada del BSIN tenía una potencia total de 89,075 MW (não inclui sistemas aislados e autoprodutores), de los cuales 74,370 MW correspondían a estaciones hidroeléctricas (incluidos 7,000 MW relacionados con 50% de la capacidad instalada de Itaipu que se dirige al mercado brasileño) y 14,277 MW que correspondían a estaciones termoeléctricas y nucleares. Tomando en cuenta la adición de nuevas líneas de generación y la desactivación de estaciones de energía termal de emergencia, la capacidad total instalada del BSIN aumentó 2,4% de 2007 a 2008. La producción total fue de 447.9 TW/h en 2008.

Las instalaciones de transmisión de electricidad de la Red de Distribución Principal Nacional también son parte del BSIN. La Red de Distribución Principal Nacional, que se utiliza para transportar grandes cantidades de energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, es una combinación de (i) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestaciones con tensiones iguales o mayores a 230 kV y (ii) transformadores de energía con una tensión primaria igual o mayor a 230 kV y tensiones secundaria y terciaria menores a 230 kV.

Los Sistemas de Subtransmisión constan de (i) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestación, de cualquier tensión, cuando se usan en centros de generación de una manera exclusiva o compartida o por parte de Consumidores Independien-

tes, de manera exclusiva; (ii) concesiones internacionales y equipo asociado, a cualquier tensión, cuando se usan exclusivamente para importaciones o exportaciones de electricidad; y (iii) líneas de transmisión, barricadas, transformadores de energía y equipo de subestación, a tensiones menores a 230 kV, que pueden estar localizados o no en subestaciones que forman parte de la Red de Distribución Principal Nacional. Los Sistemas de Subtransmisión atienden a ciertos usuarios, como concesionarios de distribución y Consumidores Independientes.

En 2008, la Red de Distribución Principal Nacional alcanzó una longitud de 90,316.4 Km, que incluye 731 circuitos de transmisión y una capacidad de transformación de 210,112.4 MVA. Estas cifras incluyen un aumento de 3,030.5 Km en nuevas líneas de transmisión y 7,142.3 MVA en nuevos transformadores, que corresponden a un crecimiento de 3.5% y 3.5%, respectivamente, comparado con 2007.

La siguiente tabla indica la evolución de las longitudes, en Km, de las líneas de transmisión en la Red de Distribución Principal Nacional entre 2004 y 2008:

Extensão das Linhas de Transmissão do SIN em km

Tensão kV	2004	2005	2006	2007	2008	Var % 08/07
230	35,073.8	35,736.5	36,342.5	37,155.5	37,709.9	1.49
345	9,047.0	9,579.1	9,579.1	9,772.1	9,772.1	-
440	6,667.5	6,667.5	6,671.2	6,671.2	6,671.2	-
500	24,924.4	26,771.1	29,341.2	29,392.2	31,868.3	8.42
600 CC	1,612.0	1,612.0	1,612.0	1,612.0	1,612.0	-
750	2,683.0	2,683.0	2,683.0	2,683.0	2,683.0	-
SIN	80,007.7	83,049.2	86,228.9	87,285.9	90,316.4	3.47

A 31 de diciembre de 2008, 52 concesionarios operaban dentro del BSIN. A 31 de diciembre de 2008, el Gobierno Federal de Brasil, a través de compañías controladas por Eletrobrás, poseía y operaba aproximadamente 30% de todas las líneas de transmisión (en Km). Las líneas de transmisión restante principalmente son de propiedad y están operados por las compañías privadas que adquirieron dichas líneas en subastas públicas y la privatización de compañías de propiedad del estado.

El siguiente mapa muestra el sistema de transmisión de electricidad brasileño:



La expansión planificada del BSIN se basa en el Programa de Expansión de Transmisión del ONS (*Programa de Expansão da Transmissão de Energia Elétrica*) o PET, que se determina con base en la información suministrada por la Empresa de Búsqueda de Energía (*Empresa de Pesquisa Energética*) por un período de cinco años. El ONS revisa el PET anualmente y contempla inversiones durante un período de tres años. El PET establece las líneas de transmisión y subestaciones que se van a construir o reforzar en el período relevante.

115

De acuerdo con el plan de expansión a 10 años de BMME para el sector eléctrico, para 2017 la capacidad de producción de electricidad aumentará a través de la explotación del potencial hidroeléctrico, dado que sólo 28.20% de este potencial se explota actualmente en Brasil. El BMME espera grandes inversiones en proyectos de generación hidroeléctrica, aumentando con ello la capacidad instalada actual en 28,805 MW. El aumento de la capacidad para generar electricidad requerirá la expansión de las redes de transmisión de electricidad y el reforzamiento de las redes existentes. El BMME estima que será necesario construir aproximadamente 36,387 Km de líneas de transmisión de electricidad entre 2008 y 2017.

La expansión del sistema de transmisión de electricidad brasileño se está implementando principalmente por medio de licitaciones públicas dirigidas por la ANEEL para el otorgamiento de concesiones. Cualquier persona interesada en obtener una concesión para transmisión de electricidad puede participar en una licitación, incluidos quienes en la actualidad no operan en el sector eléctrico. Estos participantes deben tener un compromiso o contrato con una compañía que cuente con la capacidad técnica para operar y mantener su parte del Sistema de transmisión de electricidad. Los participantes deben estar precalificados según los términos de los documentos de la licitación, y si se les otorga una concesión, deben constituir una entidad con propósito especial para mantener y operar dicha concesión.

ii. Leyes y Regulaciones

La Ley del Nuevo Modelo para la Industria

La Ley del Nuevo Modelo para la Industria introdujo cambios sustanciales a la regulación de la industria eléctrica con la intención de (i) suministrar incentivos a entidades públicas y privadas para construir y mantener la capacidad de generación, y (ii) garantizar el suministro de electricidad en Brasil a través de licitaciones públicas. Los cambios clave que introdujo la Ley del Nuevo Modelo para la Industria incluyen:

La creación de un entorno paralelo para la comercialización de la electricidad con (1) un mercado más estable en términos de suministro de electricidad, en cuanto a suministrar seguridad adicional en el suministro a clientes activos, llamado el Mercado Regulado (Ambiente de Contratação Regulado), o el ACR, y (2) un mercado dirigido específicamente a ciertos participantes (es decir, generadores independientes, Consumidores Independientes y compañías de comercialización de electricidad), que permitirá un cierto grado de competencia frente al Mercado Regulado, llamado el Mercado Libre (Ambiente de Contratação Livre);

Restricciones sobre ciertas actividades de las compañías de distribución, incluida la participación en generación y transmisión de electricidad, para garantizar que se concentren únicamente en sus negocios esenciales para garantizar servicios más eficientes y confiables para el ACR; y

Eliminación de autonegociación, para incentivar a los distribuidores en la compra de electricidad con los precios más bajos disponibles, en lugar de comprar electricidad a partes relacionadas.

La Ley del Nuevo Modelo para la Industria no alteró significativamente la regulación de las actividades de transmisión de electricidad, las cuales siguen funcionando mediante concesiones otorgadas por la ANEEL en subastas públicas o por autorizaciones. Para garantizar la seguridad legal de las operaciones en la industria, la Ley del Nuevo Modelo para la Industria establece que los Contratos de Concesión suscritos antes de su ratificación permanezcan sin modificación.



Concesiones

Las concesiones para la transmisión de electricidad se formalizan a través de contratos suscritos entre la autoridad otorgante, representada por la ANEEL, y los concesionarios de transmisión de electricidad. Los contratos de concesión otorgan derechos para explotar ciertos activos de transmisión de electricidad, generalmente, durante 20 o 30 años. Los contratos de concesión existentes se pueden renovar a discreción de la autoridad otorgante, a solicitud del concesionario, hecha por lo menos 36 meses antes de la fecha de vencimiento de la concesión. La ANEEL no está obligada a responder una solicitud de ampliación hasta 18 meses antes de la expiración del contrato de concesión. La ratificación de las renovaciones y las condiciones de las mismas necesitan de una ley específica, que también es imprescindible en el caso de una nueva subasta y reversión de activos. Si se renueva un contrato de concesión, los términos económicos del contrato, incluido el Ingreso Anual Permitido relacionado pueden ajustarse.

El Contrato de Concesión 059/2001 tiene una vigencia de 20 años y vence el 7 de Julio de 2015, y el Contrato de Concesión 143/2001 tiene un término de 30 años y vence el 20 de Diciembre de 2031 y ambos tienen previsión de renovación de acuerdo con los términos descritos previamente.

De conformidad con las disposiciones de la Ley de Concesiones, los contratos de concesión para transmisión de electricidad contienen disposiciones que permiten cambios, en ciertas circunstancias, de las tasas o tarifas cobradas por los concesionarios de transmisión de electricidad para mantener las condiciones económicas y financieras (*equilíbrio econômico-financeiro*) prevalentes en la fecha de suscripción de los contratos de concesión relevantes. Contienen hasta la previsión de un ingreso adicional de las nuevas inversiones hechas por los concesionarios en las instalaciones de transmisión de electricidad después de dicha fecha. Según los Contratos de Concesión, CTEEP puede tener derecho a un incremento en su Ingreso Anual Permitido con base en estos principios, aunque CTEEP no ha tenido ninguna experiencia anterior por el principio del equilibrio económico financiero en relación con los Contratos de Concesión.

La Ley de Concesiones establece, entre otras cosas, los requerimientos que un concesionario debe cumplir cuando presta servicios de electricidad, los derechos de los consumidores y las obligaciones del concesionario y la autoridad otorgante. La Ley de Concesiones establece, entre otras cosas:

Servicio Adecuado. Los concesionarios deben prestar servicios adecuados con respecto a la regularidad, continuidad, eficiencia, seguridad y accesibilidad.

Uso de terrenos. El concesionario puede usar tierras públicas o solicitar a la autoridad otorgante expropiar terrenos privados necesarios para el beneficio del concesionario. En el último caso, el concesionario debe compensar a los propietarios de tierras privadas afectados.

Responsabilidad Objetiva. El concesionario es objetivamente responsable de todos los daños que surjan de la prestación de sus servicios.

Cambios en la Participación Mayoritaria. La autoridad otorgante debe aprobar cualquier cambio de dirección en la participación mayoritaria del concesionario.

Intervención de la Autoridad Otorgante. Con la aprobación del Presidente de Brasil, evidenciado por un decreto presidencial, la autoridad otorgante puede intervenir en la concesión para garantizar la prestación adecuada de servicios al igual que un cumplimiento total de las disposiciones regulatorias y contractuales aplicables. Dentro de los 30 días siguientes a la fecha del decreto, se requiere que el representante de la autoridad otorgante comience un pro-

ceso administrativo en el cual el concesionario tiene derecho a impugnar la intervención. Durante la vigencia del proceso administrativo, una persona nombrada por decreto de la autoridad otorgante es responsable de operar la concesión. Si el proceso administrativo no se completa dentro de los 180 días siguientes a partir de la fecha del decreto, la intervención cesa y la concesión se regresa al concesionario. La concesión también se regresa al concesionario si el representante de la autoridad otorgante decide no darla por terminado y el término de la concesión no ha vencido.

Terminación Anticipada de la Concesión. La terminación de un contrato de concesión puede agilizarse por medio de expropiación o declaración de caducidad. La expropiación es la terminación anticipada de una concesión por razones relacionadas con el interés público que debe declararse expresamente por Ley. La declaración de caducidad debe hacerla la autoridad otorgante después de la expedición por parte ANEEL o BMME de una resolución administrativa definitiva de que el concesionario, entre otras, (i) no ha prestado un servicio adecuado o no ha cumplido con las leyes o regulaciones aplicables; (ii) ya no tiene capacidad técnica, financiera o económica para prestar un servicio adecuado; o (iii) no ha cumplido sanciones fijadas por la autoridad otorgante. El concesionario puede impugnar la expropiación o la declaración de caducidad de una concesión ante las cortes. El concesionario tiene derecho a recibir compensación por sus inversiones en activos expropiados o embargados que no se hayan depreciado totalmente, después de deducir cualesquier cantidad por multas y daños por pagar por parte del concesionario.

Vencimiento. Cuando la concesión venza, todos los activos, derechos y privilegios que estén relacionados básicamente con la prestación de servicios de electricidad, se revertirán al Gobierno Federal de Brasil. Después del vencimiento, el concesionario tiene derecho a recibir compensación por sus inversiones en activos que no se hayan recuperado totalmente a la fecha de vencimiento.

Remuneración. La fuente de ingresos de los concesionarios de transmisión es el Ingreso Anual Permitido, fijado por ANEEL bajo el contrato de concesión relevante.

Sanciones

Las regulaciones expedidas por ANEEL rigen la imposición de sanciones contra los participantes del sector energético y clasifica las sanciones adecuadas con base en la naturaleza e importancia del incumplimiento (incluidas, advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en licitaciones públicas para nuevas concesiones, licencias o autorizaciones y declaración de caducidad). Por cada violación, las multas pueden ser hasta de 2% de los ingresos del concesionario (neto del valor del impuesto agregado y el impuesto por servicios) en el periodo de 12 meses precedente a cualquier aviso de evaluación. Algunas acciones que pueden resultar en multas se relacionan con el incumplimiento del concesionario para solicitar aprobación de ANEEL, incluidas las siguientes:

- Suscripción de contratos con partes relacionadas en los eventos previstos en la regulación;
- Venta o cesión de los activos relacionados con la prestación del servicio, lo mismo que la imposición de cualquier multa (incluida cualquier garantía, fianza, prenda, pignoración e hipoteca) sobre dichos activos u otros activos relacionados con la concesión o los ingresos de los servicios de electricidad; o
- Cambios en la participación mayoritaria de la concesión o el tenedor de la autorización.

Además, los concesionarios de generación, distribución y transmisión de electricidad son objetivamente responsables de cualesquier daños directos o emergentes causados a terceros



como resultado de la prestación inadecuada de los servicios de electricidad en sus instalaciones. Si el ONS es incapaz de asignar la responsabilidad por los daños a un concesionario en particular, o si los daños son causados por el ONS, la responsabilidad se asigna proporcionalmente a las tasas de 35.7%, 35.7% y 28.6% a los concesionarios de generación, distribución y transmisión.

Acceso al sistema de transmisión de electricidad

La Ley de Concesiones y la Ley de Concesiones para la Industria Eléctrica establecen un acceso libre al BSIN y garantizan a cualquier participante o Consumidor Independiente el derecho a interconectarse con y usar el sistema en contraprestación a la compensación por los costos incurridos, sin considerar si la electricidad se comercializa o no. El acceso libre al BSIN es un mecanismo para garantizar la competitividad en la generación y comercialización de la electricidad.

El ONS ofrece acceso al BSIN mediante contratos con los participantes del BSIN y los usuarios del Sistema de transmisión de electricidad. Las compañías de distribución de electricidad que detentan concesiones o permisos, las compañías de generación de electricidad directamente conectadas a la Red de Distribución Principal Nacional o conectadas a hidrogenadores de despacho centralizado, y compañías importadoras y exportadoras de electricidad conectadas directamente a la Red de Distribución Principal Nacional son todos usuarios del BSIN. Los contratos para el acceso al BSIN incluyen:

CPST. Un contrato entre el ONS y un concesionario de transmisión de electricidad con las instalaciones de transmisión de la Red de Distribución Principal Nacional, como CTEEP, que establece los términos y condiciones financieras que rigen el uso de los servicios de transmisión de electricidad.

CUST. Un contrato entre el ONS, que actúa por su propia cuenta y como representante de los concesionarios de transmisión de electricidad, y un usuario del sistema, donde se establecen los términos y condiciones de uso del usuario del sistema de la Red de Distribución Principal Nacional, incluidos los mecanismo de pago y recaudo, y regula los servicios prestados por el ONS concernientes a la coordinación y el control de operación del Sistema Interconectado Brasileño.

CCG. Un contrato entre el ONS, que actúa por su propia cuenta y como representante de los concesionarios de transmisión de electricidad y como administrador de las cuentas bancarias, y un usuario del sistema, que permite al ONS acceso a fondos disponibles en cuentas bancarias designadas por el usuario, en caso de que un usuario del sistema incumpla con los pagos adeudados a los concesionarios de transmisión de electricidad y al ONS, incluidos los pagos de parte del Ingreso Anual Permitido del concesionario que está asignada a dicho usuario, de conformidad con el CUST aplicable.

CCT. Un contrato entre concesionarios de transmisión de electricidad y un usuario del sistema, que establece los términos y condiciones técnicas en conexión con la Red de Distribución Principal Nacional a través de instalaciones y puntos de conexión.

CCI. Un contrato entre concesionarios de transmisión de electricidad que dispone el uso compartido de instalaciones del sistema de transmisión de electricidad.

iii. Marco Institucional

Principales autoridades regulatorias

Ministerio de Minas y Energía—BMME. El BMME es el regulador primario del Gobierno Federal de Brasil de la industria eléctrica, que actúa como la autoridad otorgante en nombre del

Gobierno Federal de Brasil, y cuenta con facultades para fijar políticas, y capacidades regulatorias y de supervisión. Después de la adopción de la Ley del Nuevo Modelo para la Industria, el BMME asumió algunas funciones que previamente correspondían a la ANEEL, incluida la elaboración de proyectos de normas, el otorgamiento de concesiones y la expedición de las directrices que rigen los procesos de subastas para concesiones relacionadas con servicios e instalaciones de electricidad. Posteriormente, estas funciones fueron delegadas por el BMME a la ANEEL mediante un decreto presidencial.

Autoridad Nacional de Energía Eléctrica—ANEEL. La industria eléctrica brasileña está regulada por la ANEEL, una entidad federal regulatoria independiente. Después de la ratificación de la Ley del Nuevo Modelo para la Industria, la responsabilidad primaria de la ANEEL es regular y supervisar la industria eléctrica según la política establecida por el BMME y responder ante cuestiones que le sean delegadas por el Gobierno Federal de Brasil y el BMME. Las obligaciones actuales de la ANEEL incluyen (i) administrar las concesiones para la generación, transmisión y distribución de electricidad, incluida la aprobación de las tarifas de electricidad; (ii) expedir las regulaciones para la industria eléctrica, (iii) implementar y regular el uso de las fuentes de energía, incluido el uso de energía hidroeléctrica; (iv) promover subastas públicas para nuevas concesiones, (v) dirimir conflictos administrativos entre las entidades de generación de electricidad y los compradores de electricidad; y (vi) definir los criterios y la metodología para determinar las tarifas de transmisión de electricidad.

Consejo Nacional de Política Energética—CNPE. El Consejo Nacional de Política Energética (Conselho Nacional de Política Energética) de Brasil, o el CNPE, está presidido por el BMME, y la mayoría de sus miembros son ministros del Gobierno Federal de Brasil. El CNPE fue creado para optimizar el uso de los recursos energéticos brasileños y garantizar el suministro de electricidad dentro del país.

Operador del Sistema Nacional—ONS. El ONS es una entidad privada sin fines de lucro, creada en 1998 por consumidores y empresas del servicio eléctrico vinculadas en la generación, transmisión y distribución de electricidad, además de otros participantes privados, como importadores y exportadores. La Ley del Nuevo Modelo para la Industria otorgó al Gobierno Federal de Brasil la facultad de nombrar tres miembros de la junta de funcionarios ejecutivos del ONS. El papel fundamental del ONS es coordinar y controlar las operaciones de generación y transmisión de electricidad en el BSIN, sujeto a las regulaciones expedidas por la ANEEL y a la supervisión de esta entidad. Los objetivos y obligaciones principales del ONS incluyen: (i) planificación operacional para la industria de generación y transmisión; (ii) organizar el uso del BSIN e interconexiones internacionales, garantizando que todas las partes de la industria tengan acceso a la red de transmisión de electricidad sin discriminaciones; (iii) ayudar en la expansión del sistema de energía; (iv) proponer planes ante el BMME para ampliaciones de la Red de Distribución Principal Nacional (propuestas que se tomarán en cuenta para planificar la expansión del sistema de transmisión) y preparar el PET; y (v) presentar normas para la operación del Sistema de transmisión de electricidad, los llamados procedimientos de red, para la aprobación por parte de la ANEEL. Los generadores deben declarar su disponibilidad ante el ONS, que entonces trata de establecer un programa óptimo de despacho de electricidad.

Compañía de Investigación de Energía—EPE. El 16 de agosto de 2004, el Gobierno Federal de Brasil ratificó un decreto de creación de la Compañía de Investigación de Energía (Empresa de Pesquisa Energética), o la EPE, una compañía de propiedad del estado que es responsable de conducir la investigación estratégica en la industria eléctrica, incluida electricidad, petróleo, gas, carbón y fuentes de energía renovable. La investigación realizada por la EPE informará la planificación y las acciones del BMME en su papel de la formulación de política en la industria eléctrica.



Comité de Monitoreo de la Industria de Energía—CMSE. La Ley del Nuevo Modelo para la Industria autorizó la creación del CMSE, que opera bajo la dirección del BMME. El CMSE es responsable de monitorear las condiciones de suministro del sistema e indicar los pasos que se tomarán para corregir problemas descubiertos por dicho monitoreo, incluidos los relacionados con las reservas para cubrir la demanda de electricidad.

iv. Ingresos Regulados

Remuneración de Concesionarios; Ingreso Anual Permitido

Los Concesionarios de transmisión de electricidad reciben su remuneración con base en el Ingreso Anual Permitido señalado por la ANEEL. El Ingreso Anual Permitido compensa a los concesionarios por la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad para los usuarios de la Red de Distribución Principal Nacional y los Sistemas de Subtransmisión. En lugar de relacionarse con el volumen de electricidad transmitido, el Ingreso Anual Permitido toma en cuenta las inversiones hechas por cada concesionario en sus activos de transmisión de electricidad, los costos de operar y mantener dichos activos y una tasa de retorno especificada sobre el capital invertido por dicho concesionario. El Ingreso Anual Permitido lo recibe cada concesionario del usuario de su sistema de transmisión de electricidad a través de la TUST, la cual se paga en doce cuotas mensuales. Ver la TUST más adelante. El ONS calcula el monto que cada usuario de los activos de transmisión de electricidad de dicho concesionario debe pagar a este último. El pago de dicho monto se asegura a través del sistema de garantía contemplado bajo el CCG. Ver “Sistema de Garantía.”

El Ingreso Anual Permitido consta de: (i) el Ingreso Anual Permitido relacionado con la Red de Transmisión Principal Nacional (*Receita Permitida de Rede Básica*), o la RPB; (ii) el Ingreso Anual Permitido relacionado con los Sistemas de Subtransmisión (*Receita Permitida das Demais Instalações de Transmissão e Conexão*), o el RPC; y (iii) la Parte Ajustable.

En el caso de concesiones de transmisión de electricidad otorgadas antes del 31 de diciembre de 1999, el RPB compensa a los concesionarios de transmisión de electricidad, por la disponibilidad de sus instalaciones de transmisión de electricidad a la Red de Transmisión Principal Nacional para los participantes de ese sistema, por: (i) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial antes de 31 de diciembre de 1999; (ii) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial entre el 31 de diciembre de 1999 y el ajuste anual más reciente, o el RBNI; y (iii) la disponibilidad de activos de transmisión de electricidad que comenzaron operación comercial después del 31 de diciembre de 1999, o el RBNI. El RPB y el RBNI relacionados con el Ingreso Anual Permitido que CTEEP recibe de conformidad con el Contrato de Concesión 059/2001 se calculan como se describió previamente.

En el caso de las concesiones de transmisión de electricidad otorgadas después de 31 de diciembre de 1999 en relación con procesos licitatorios competitivos realizados por la ANEEL, el RPB se determina sobre la tarifa ofrecida por la persona que ganó la licitación, y el RPC se basa en un ajuste al Ingreso Anual Permitido de dicho concesionario, relacionado con los nuevos activos de transmisión de electricidad que comiencen operación comercial después de que la concesión fue otorgada inicialmente a dicho concesionario.

Para efectos de calcular el RBNI, la ANEEL estableció una tasa de retorno que se basa en una relación supuesta de deuda a capital de 50.4% a 49.6%. El costo de capital asumido de la parte de la deuda es 10.87% anual, y el costo de capital asumido de la parte del capital es 12.11% anual, en cada caso antes de los ajustes por inflación.

El RPC compensa a los concesionarios de transmisión de electricidad por la disponibilidad de sus instalaciones de transmisión de electricidad conectadas al Sistema de Subtransmisión. La metodología que ANEEL aplica para calcular el RPC sigue los mismos criterios usados para el cálculo del RBNl.

La Parte Ajustable es un mecanismo diseñado para compensar disminuciones y aumentos del Ingreso Anual Permitido de un concesionario de transmisión de electricidad en relación con demoras en la iniciación de la operación comercial de nuevos activos de transmisión de electricidad del concesionario.

La siguiente tabla presenta el Ingreso Anual Permitido recibido por CTEEP para los Periodos Tarifarios indicados.

Extensão das Linhas de Transmissão do SIN em km

	2007	2008	2009
REDE BÁSICA - RB			
Ativos existentes	940,541,624.94	1,048,943,575.99	1,087,132,207.33
Novos investimentos	174,618,334.30	301,005,515.91	337,655,521.49
Licitada	12,047,271	13,435,776	13,924,929
Parcela de ajuste	47,914,556.48	155,843,810.07	20,759,105.53
Subtotal	1,175,121,786	1,519,228,678	1,459,471,764
Demais instalações de Transmissão - DIT			
Ativos existentes	270,584,246.85	301,770,384.18	312,756,863.60
Novos investimentos	20,060,260.59	41,909,579.95	56,483,473.93
Parcela de ajuste	12,690,163.15	4,233,684.68	1,039,664.04
Subtotal	303,334,671	347,913,649	370,280,002
Total	1,478,456.457	1,867,142,327	1,829,751,765

Fuente: ANEEL.

La siguiente tabla presenta un resumen de la evolución histórica y proyectada del Ingreso Anual Permitido recibido por todos los concesionarios de transmisión de electricidad brasileños por la disponibilidad de sus activos de transmisión de electricidad para la Red de Distribución Principal Nacional durante el periodo de 1999 hasta 2008. La información resumida en la tabla refleja: (i) ingresos de todas las compañías de transmisión de electricidad relacionados con activos de transmisión de electricidad disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional; (ii) ingresos de nuevas inversiones de dichas compañías, es decir, relacionadas con mejoras (melhorias) y refuerzos que estuvieron disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional después de la suscripción de dichos contratos de concesión; y (iii) ingresos incluidos en el presupuesto del ONS, aprobado por la ANEEL para mejoras y refuerzos que todavía no están disponibles para la Red de Distribución Principal Nacional:



**Evolución del Ingreso Anual Permitido en el Sector Brasileño de Transmisión de Electricidad
(Red de Distribución Principal Nacional)
(en miles de reales, excepto porcentajes)**

Periodo	Compañías de transmisión (activos contemplados en Contratos de Concesión)	Nuevas inversiones (cada periodo)	Presupuesto del ONS	TOTAL	CTEEP (porcentaje total)
1999/2000	1,558,434	84,974	92,474	1,735,882	21.30%
2000/2001	1,844,784	177,490	92,919	2,115,192	20.00%
2001/2002	2,122,059	190,173	129,955	2,442,187	18.60%
2002/2003	2,865,734	364,641	141,993	3,372,369	15.10%
2003/2004	4,384,593	362,218	195,817	4,942,628	13.30%
2004/2005	5,098,116	316,966	278,603	5,693,685	13.70%
2005/2006	6,526,962	171,845	321,285	7,020,092	14.70%
2006/2007	7,040,219	347,034	311,481	7,698,734	13.30%
2007/2008	6,987,237	211,068	280,904	7,479,209	18.96%

Fuente: ANEEL.

Ajustes, aumentos, reducciones y revisión periódica

El Ingreso Anual Permitido de un concesionario de transmisión de electricidad está sujeto a los ajustes, aumentos, reducciones y revisiones periódicas siguientes:

Ajustes. Bajo los contratos de concesión, el Ingreso Anual Permitido está sujeto a un ajuste anual por la inflación pasada, que se realiza en Julio de cada año. El ajuste se basa en la variación del IGP-M durante el periodo relevante.

Aumentos. Bajo la Ley de Concesiones y los contratos de concesión, el Ingreso Anual Permitido puede incrementarse, con la aprobación de la ANEEL, para tomar en cuenta nuevas inversiones del concesionario en activos de transmisión de electricidad hechos durante el Periodo Tarifario relevante y aprobados previamente por la ANEEL.

Reducciones. Bajo el CPST y los contratos de concesión se pueden aplicar las siguientes reducciones al Ingreso Anual Permitido:

- El Ingreso Anual Permitido bajo contratos de concesión suscritos como resultado de un proceso licitatorio competitivo realizado por la ANEEL está sujeto a la Deducción Variable, hasta de 12.5% del monto del Ingreso Anual Permitido del concesionario bajo cada uno de dichos contratos de concesión, con base en la indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario durante el periodo relevante. El monto de la Deducción Variable se calcula multiplicando el porcentaje que representa la parte de tiempo durante el cual los activos no estuvieron disponibles durante el periodo relevante, con base en información distribuida mensualmente por el ONS, por los ingresos aplicables de dichos activos. Si el periodo de indisponibilidad correspondiera a la Deducción Variable superior a 12.5% del Ingreso Anual Permitido para el periodo de 12 meses precedente, ANEEL puede aplicar una sanción adicional hasta de 2% por evento de indisponibilidad adicional. Esta sanción se aplica a eventos de indisponibilidad sin considerar la duración del evento y no está sujeta a un monto máximo. La Deducción Variable y la sanción adicional no se aplican a ningún evento de indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario que sea resultado de un evento de fuerza mayor, interrupciones autorizadas o solicitadas por ANEEL o eventos de indisponibilidad atribuibles al ONS o a otro concesionario de transmisión de electricidad.

La metodología para calcular la Deducción Variable fue establecida en la Resolución ANEEL No. 270 de junio 26 de 2007, o Resolución 270, y es aplicable a los Contratos de Concesión 143/2001 y 059/2001. La Resolución 270 determinó ciertos periodos máximos de tiempo que un activo de transmisión puede ser no-operativo y limitó el monto total que puede deducirse en un mes determinado a 12.5% del Ingreso Anual Permitido. Adicionalmente, los cortes de electricidad que están fuera del control del concesionario o aquellos solicitados por el ONS, o el periodo necesario para operar un equipo de reemplazo de acuerdo con los procedimientos regulares, entre otros, no generan una deducción del Ingreso Anual Permitido. Igualmente, la Resolución 270 confiere un incentivo o bono cuando la línea de transmisión tenga un comportamiento operacional mejor que el estándar regulatorio. Para el periodo hasta 03 de junio/2008 cuando la Deducción Variable era únicamente aplicable al Contrato de Concesión 143/2001, CTEEP no registró montos en relación con la Deducción Variable acumulada aplicable a su Ingreso Anual Permitido. Para el periodo de doce meses con cierre a 03 de junio de 2009, cuando la Deducción Variable fue aplicable a los Contratos de Concesión 143/2001 y 059/2001, CTEEP registró montos en relación con la Deducción Variable acumulada aplicable a su Ingreso Anual Permitido de R\$1.801.450,39 de la orden de 0,13% del total, cuando la media de todas las Empresas fue 0,5%. Tuvo también un bono de R\$2,816,231.81, correspondientes a 36% del total de bono recibido por todas las 52 transmisoras del país.

- Si el periodo de indisponibilidad de los activos de transmisión de electricidad del concesionario es mayor a 30 días consecutivos, la ANEEL puede iniciar un proceso legal para dar por terminada la concesión relevante.
- La ANEEL también puede reducir el Ingreso Anual Permitido en cualquier momento si el concesionario de transmisión de electricidad obtiene ingresos de otras actividades.

Revisión Extraordinaria. La ANEEL puede revisar el Ingreso Anual Permitido y ajustarlo hacia arriba o hacia abajo en circunstancias extraordinarias como cambios en el régimen fiscal, tarifas regulatorias, compensación por ciertas inversiones por parte del concesionario para las cuales no se requería aprobación de la ANEEL, u otras circunstancias imprevistas para mantener las condiciones económicas y financieras (equilibrio económico-financiero) prevaleciente en la fecha de suscripción del contrato de concesión relevante. Dependiendo de la naturaleza del evento o la circunstancia que intervienen, la ANEEL puede aumentar o disminuir el Ingreso Anual Permitido del concesionario por su propia iniciativa o a petición del concesionario.

Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido. Bajo el CPST y los contratos de concesión que un concesionario de transmisión de electricidad ingresa con la ANEEL, el Ingreso Anual Permitido está sujeto a revisión en los siguientes casos:

- Bajo todos los contratos de concesión de transmisión de electricidad, la ANEEL revisa el Ingreso Anual Permitido cada cuatro años. La primera revisión de las transmisoras en Brasil fue en julio de 2007 y revisó el ingreso relativo a los activos que entraron en operación de enero de 2000 hasta Junio de 2005, sin embargo los activos que estaban en operación antes de enero de 2000 no serán revisados en ningún momento. Cualquier concesión nueva otorgada por la ANEEL en conexión con nuevas líneas de transmisión de electricidad también establecerán la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido. El propósito de la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido es reevaluar el Ingreso Anual Permitido por pagar a un concesionario de transmisión de electricidad a la luz de variaciones en el costo de capital de terceros para fijarlo en niveles que permitan a CTEEP prestar servicios de transmisión de electricidad de manera eficiente con tarifas moderadas.



- En el caso de CTEEP, el Contrato de Concesión 059/2001 establece la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido, la cual ocurre cada cuatro años. La primera Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido se programó para Junio de 2005, pero la ANEEL lo pospuso porque en ese momento aún no había adoptado la metodología y los criterios para realizar dicha revisión. La ANEEL reprogramó la primera Revisión del Ingreso Anual Permitido para Julio de 2007, que entonces se aplicó retroactivamente como si el ajuste resultante de la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido hubiera sido efectiva en Junio de 2005. La decisión final de la ANEEL en relación con la Revisión del Ingreso Anual Permitido puede causar ajustes adicionales hacia abajo en el Ingreso Anual Permitido de CTEEP bajo el Contrato de Concesión 059/2001. Al considerar únicamente el Ingreso Anual Permitido actual de CTEEP, la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido afecta 21.8% de sus ingresos bajo dicho contrato. El restante 78.2% Ingreso Anual Permitido actual de CTEEP bajo dicho contrato no está sujeto a la Revisión Periódica del Ingreso Anual Permitido por parte de la ANEEL.
- El Contrato de Concesión 143/2001 no establece una Revisión Periódica de Ingreso Anual Permitido de CTEEP.
- De conformidad con la Resolución 158, si el ONS solicita que CTEEP implemente ciertos refuerzos con respecto a sus instalaciones de transmisión de electricidad para efectos de ampliar la capacidad de transmisión o mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño, CTEEP implementará dicho refuerzo sin necesidad de autorización previa de la ANEEL. Sin embargo, la Resolución 158 no establece un procedimiento para determinar cuánto se incrementará el Ingreso Anual Permitido de CTEEP para compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con tales refuerzos.

Refuerzos y mejoras

De conformidad con el Contrato de Concesión suscrito entre un concesionario de transmisión de electricidad y la ANEEL, el concesionario debe implementar cualesquier refuerzos o mejoras requeridas por el ONS, de acuerdo con el cronograma suministrado por el ONS. Cada tres años, el ONS promulga un Plan de Expansión y Refuerzo (Plano de Ampliações e Reforços) señalando todos los refuerzos y mejoras que deben implementar los concesionarios de transmisión de electricidad. Como estos concesionarios tienen derecho a mantener las condiciones económicas y financieras prevalecientes en la fecha de suscripción de sus Contratos de Concesión, después de que el ONS solicite un refuerzo o una mejora, los concesionarios de transmisión de electricidad tienen derecho a recibir un aumento en su Ingreso Anual Permitido, para recuperar las inversiones hechas en la implementación de dichos refuerzos o mejoras.

Hasta mayo de 2005, la obligación de un concesionario de transmisión de electricidad para implementar refuerzos estuvo sujeta a previa autorización específica de la ANEEL, que entonces establecía los ingresos adicionales correspondientes. Las mejoras no requerían autorización previa o ingresos adicionales. Sin embargo, la regulación entonces existente no definió claramente el significado de "refuerzo" y "mejora". La Resolución 158 distinguió entre proyectos e instalaciones que se considerarían refuerzos y aquellos que se considerarían simplemente mejoras. Lo mismo que la manera en que dichos conceptos se aplican a los contratos de concesión.

De conformidad con la Resolución 158, las mejoras constan de la instalación, reemplazo o remodelación de equipo para garantizar servicios de transmisión de electricidad regulares, continuos, seguros y actualizados, de acuerdo con el contrato de concesión relevante y los procedimientos de red. Con el fin de que los costos en que se incurra en relación con las mejoras se tengan en cuenta en las Revisiones Periódicas subsiguientes del Ingreso Anual Permitido, estos costos deben registrarse según el Manual de Normas de Contabilidad para el Sector Eléctrico Público (*Manual*

de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica). Sin embargo, la Resolución 158 no garantiza que las inversiones hechas por un concesionario en relación con mejoras ordenadas por el ONS se compensarán a través de incrementos en el Ingreso Anual Permitido del concesionario, después de completar la Revisión Periódica subsiguiente del Ingreso Anual Permitido.

Según la Resolución 158, los refuerzos constan de la implementación de nuevas instalaciones de transmisión de electricidad, o el reemplazo o ajuste de instalaciones existentes, en cualquier caso como lo ordene el ONS para la expansión del sistema de transmisión de electricidad del concesionario o para mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño. Los refuerzos ordenados por el ONS se incluyen en la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo, o la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo, aprobada por el ONS y que requiere previa aprobación de la ANEEL. Cuando la ANEEL aprueba la Propuesta Anual de Expansión y Refuerzo del ONS, también determina por anticipado cuánto aumentará el Ingreso Anual Permitido de cada concesionario para los refuerzos ordenados por el ONS. A través de la Resolución 158, los concesionarios de transmisión de electricidad deben implementar los refuerzos ordenados por el ONS, para efectos de ampliar la capacidad de transmisión del sistema de transmisión de electricidad de dicho concesionario o mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Brasileño, sin necesidad de aprobación previa de la ANEEL. Como resultado, como la ANEEL no tiene que aprobar dichos refuerzos por anticipado, el aumento en el Ingreso Anual Permitido al cual el concesionario de transmisión de electricidad tiene derecho en relación con dichos refuerzos, no lo determinará la ANEEL antes de la terminación del refuerzo por parte del concesionario. El aumento en el Ingreso Anual Permitido asociado con dichas inversiones se calculará de conformidad con el Reajuste Periódico del Ingreso Anual Permitido realizada por la ANEEL. Además, la Resolución 158 no garantiza a los concesionarios de transmisión de electricidad que todas las inversiones hechas por un concesionario de transmisión de electricidad, relacionadas con dichos refuerzos obligatorios, serán compensadas a través de incrementos en su Ingreso Anual Permitido.

CTEEP comenzó un proceso administrativo ante la ANEEL impugnando la constitucionalidad de la Resolución 158 con base en que violaba derechos conferidos a los concesionarios de transmisión de electricidad antes de la expedición de dicha Resolución. Entonces, la ANEEL modificó algunos aspectos de la Resolución 158 expidiendo la Resolución No. 242 del 15 de diciembre de 2006, o Resolución 242. Como las compañías de transmisión de electricidad no quedaron satisfechas con los cambios hechos por la ANEEL después de la decisión del proceso administrativo, la ABRATE comenzó un nuevo proceso administrativo ante la ANEEL impugnando la constitucionalidad de la Resolución 158 y la Resolución 242 con fundamentos similares a los de la anterior demanda. El 13 de febrero de 2007, ANEEL emitió una decisión respecto del nuevo proceso bajo la Resolución 158 que confirma el cumplimiento de ambas resoluciones en relación con la Constitución Federal Brasileña. ABATE empezó un proceso judicial en contra de la Resolución 158 y la Resolución 242 en 1 de agosto de 2007.

Sistema de Garantías

Los pagos mensuales que los usuarios del sistema de transmisión de electricidad de un concesionario deben hacer a este último por la disponibilidad de su sistema de transmisión de electricidad están garantizados de conformidad con el CCG suscrito entre el ONS, actuando como agente para el concesionario, y cada usuario del sistema. El mecanismo de garantía contemplado en el CCG requiere que los usuarios del sistema otorguen al ONS acceso a cuentas bancarias que tengan con bancos designados en el CCG correspondientes, y los cuales actúan como agentes para el ONS. Cada cliente de cada usuario del sistema paga directamente en estas cuentas bancarias lo que adeuda al usuario del sistema para servicios de transmisión suministrados a sus clientes. El saldo de los fondos en estas cuentas debe ser igual por lo menos a 110% del monto promedio de las últimas tres facturas pagadas por dicho usuario al concesionario de transmisión de electricidad.



Si un usuario del sistema no cumple con el pago mensual dentro de los dos días siguientes a su fecha de vencimiento, el ONS instruirá al banco para bloquear la cuenta del usuario que incumple y transferir el monto adeudado, más intereses y sanciones, a una cuenta especial, y remitir posteriormente esos fondos al concesionario. Además, si un usuario del sistema no hace el pago mensual requerido durante tres meses consecutivos o por más de cinco meses no consecutivos, dentro de un periodo determinado de 12 meses, el CCG establece que el usuario entregue al ONS una carta de crédito dentro de un plazo de seis meses por un monto igual a dos meses de facturas de servicios de transmisión de electricidad. Si no se entrega la carta de crédito, el CCT relevante se suspenderá por un máximo de 30 días. Después de la expiración de dicha suspensión, si la carta de crédito no ha sido entregada, el CCT con dicho usuario puede darse por terminado.

Tarifas y cargos por el uso de los sistemas de distribución y transmisión

La ANEEL supervisa las regulaciones de tarifas que rigen el uso de los sistemas de transmisión y establece las tarifas y cargos correspondientes por el uso de la red. La tarifa principal por el uso de la red que fija la ANEEL se conoce como TUST. Adicionalmente, las compañías de distribución del sistema interconectado sur/sur-este pagan cargos específicos por la transmisión de electricidad generada en Itaipu y por el uso del sistema de transmisión. El siguiente es un resumen de estas tarifas o cargos.

TUST. La TUST se cobra a compañías de distribución, generadores y consumidores independientes por el uso de la Red de Transmisión Principal Nacional y los Sistemas de Subtransmisión. De acuerdo con los criterios establecidos por la ANEEL, y de conformidad con los contratos CPST, los propietarios de las diferentes partes de la Red de Transmisión Principal Nacional han transferido la coordinación de sus instalaciones al ONS a cambio de recibir pagos regulados (Ingresos Anuales Permitidos) de los usuarios del sistema de transmisión de electricidad. Los usuarios de la Red de Transmisión Principal Nacional, incluidas compañías de generación, compañías de distribución y consumidores independientes, han firmado contratos CUST con el ONS que les dan derecho al uso de la red de distribución y transmisión de electricidad a cambio del pago de la TUST.

La TUST consta de una parte que representa el costo en que incurren todos los usuarios, sin considerar si el uso del sistema tiene efectos positivos o negativos, y otra parte que representa el costo en que se incurre por la transmisión de electricidad generada o consumida, y se relaciona con las inversiones de los concesionarios de transmisión de electricidad para construir la red. Esto se conoce como la TUSTFIO.

La TUSTFIO está constituido por la TUSTRB, que se aplica a todos los usuarios del Sistema Interconectado Brasileño y se relaciona con las instalaciones que participan en la Red de Transmisión Principal Nacional, y la TUSTFR, que se aplica a las instalaciones localizadas cerca de las fronteras de Brasil que participan en la Red de Transmisión Principal Nacional, lo mismo que la red de distribución (tensión menor a 230 kV) y a los Sistemas de Subtransmisión compartidos por concesionarios de distribución o con permiso (permissionarios).

El cálculo de la TUSTRB utiliza una metodología llamada nodal que toma en cuenta el Ingreso Anual Permitido de cada concesionario para cada parte de las instalaciones de transmisión que en conjunto constituyen la Red de Transmisión Principal Nacional. Esta metodología toma en cuenta para cada concesionario de transmisión de electricidad un estimado del costo que los usuarios imponen en la red durante los periodos de mayor demanda, los cuales, a su vez, se calculan con base en costos de inversión y operacionales en que incurren los concesionarios de transmisión de electricidad para mantener una red de distribución mínima con capacidad de transmisión de la mayoría de la electricidad en estas ocasiones. La TUSTFR se calcula con base en la división del Ingreso Anual Permitidos en relación con las instalaciones en las fronteras y los Sistemas de

Subtransmisión compartidos entre la cantidad de uso comprado por las compañías de distribución que las utilizan.

La TUST, que está vigente desde 01 de julio de un año dado hasta el 30 de junio del año siguiente, se revisa anualmente de acuerdo con un índice de inflación y los ingresos anuales de compañías de transmisión de electricidad.

El ONS es responsable por la determinación y registro mensualmente de la TUST, lo mismo que por dirigirlos hacia las compañías de transmisión de electricidad para facturación y a los usuarios del sistema para el pago. Cada usuario del sistema recibe facturas mensuales del concesionario que se pagan en tres cuotas vencidas dentro del mes correspondiente.

Cargos por conexión

Algunas compañías de distribución obtienen acceso a la Red de Transmisión Principal Nacional a través de un sistema de conexión intermediario (Sistemas de Subtransmisión para uso exclusivo) localizado entre sus líneas de distribución respectivas y la Red de Transmisión Principal Nacional. El acceso a esta conexión se formaliza bajo CCT firmados con concesionarios de transmisión de electricidad que posean las instalaciones, para una compensación acordada de manera contractual que usualmente se incluye como un componente de su Ingreso Anual Permitido.

Cargos y tarifas adeudadas por concesionarios de transmisión de electricidad

Cargo por inspección de Servicios de Electricidad. El TFSEE fue creado por la Ley No. 9,427 de 26 de diciembre de 1996, y regulado mediante el Decreto No. 2,410 de 28 de noviembre de 1997. TFSEE es un cargo anual pagadero directamente a la ANEEL en 12 cuotas mensuales, y se calcula con base en el tipo de servicio prestado y en proporción al tamaño de la concesión. Equivale al 0.5% del beneficio económico anual obtenido por el concesionario.

Contribución a investigación y desarrollo

Los concesionarios de transmisión de electricidad deben invertir cada año un mínimo de 1% de sus ingresos operacionales netos en investigación y desarrollo de electricidad. Ver “Negocio—Investigación y Desarrollo”.

Fondo para RGR

Bajo algunas circunstancias, las compañías en el sector energético reciben compensación si el contrato de concesión subyacente se cancela o se revoca. En 1971, el Gobierno Federal de Brasil creó el Fondo para RGR para financiar esta clase de compensación. En febrero de 1999, la ANEEL estableció que cada proveedor del servicio de electricidad debe hacer una contribución mensual al Fondo para RGR a una tasa anual de 2.5% de los activos fijos de la compañía en operación, pero sin exceder 3.0% de su total de ingresos operacionales en cualquier año fiscal. Recientemente, el Fondo para RGR se ha utilizado básicamente para financiar la construcción de proyectos de generación y distribución de electricidad. El Fondo para RGR está programado para terminar en 2010. Ver “Discusión y análisis de la administración de CTEEP sobre la condición financiera y resultados de las operaciones—Descripción de los principales renglones—Deducciones de ingresos operacionales—Reserva global para Reversión (Fondo para RGR)”.



b. Perú

i. Generalidades del sector

Actualmente el sector de generación de electricidad en Perú está conformado por 15 compañías privadas y estatales, todos miembros de COES, que compiten libremente por los clientes en el mercado. Electroperú, Edegel, Enersur y Egenor son las cuatro principales compañías de generación que operan en la industria. Únicamente Electroperú sigue siendo una empresa estatal. Adicionalmente, algunas instalaciones mineras e industriales también generan su propia electricidad.

En el mercado mayorista de electricidad en Perú las compañías de generación compiten para abastecer a las de distribución, las cuales a su vez compiten para suplir las necesidades de los grandes consumidores industriales en el mercado no regulado.

El sistema de transmisión interconectado peruano es una red de transmisión de electricidad de acceso abierto la cual comprende cinco redes de transmisión interconectadas que unen los centros de consumo y generación de electricidad ubicados en las 19 regiones del país. Todas las compañías de transmisión de electricidad que operan el sistema interconectado son privadas. Las actividades de transmisión están reguladas como un monopolio natural.

La distribución de electricidad también está regulada como un monopolio natural dado que cada compañía disfruta un derecho exclusivo de abastecer todos los consumidores locales en su área de servicio (clientes regulados con cargas de electricidad de menos de 1 MW). Las compañías de distribución pueden competir libremente con los generadores de electricidad para suministrar electricidad a usuarios no regulados.

ii. Leyes y Regulaciones

El principal marco reglamentario para la industria eléctrica en Perú está integrado por las siguientes leyes y regulaciones:

- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) Decreto Ley N° 25,844 y su regulación que lo implementa, el Decreto Supremo No. 009-93-EM;
- Ley para la Creación de OSINERGMIN (anteriormente OSINERG) y la modificación de la LCE (Ley No. 26,734) y su regulación, el Decreto Supremo No. 54-2001-PCM; posteriormente complementada por la Ley No. 27,699 que otorga capacidades adicionales a OSINERGMIN;
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (Ley No. 26,876), específica para el Sector de Electricidad y su regulación el Decreto Supremo No. 017-98-ITINCI;
- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley No. 28,832) o LGE, modificación sustantiva recientemente aprobada de la LCE (junio 23 de 2006) que se encuentra en proceso de implementación regulatoria adicional; y
- Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos (Decreto Supremo No. 020-97 EM).

iii. Marco Institucional

Las principales características del marco reglamentario para el sector eléctrico en Perú son: (i) eliminación de integración vertical de la industria, a través de la creación de compañías que

únicamente pueden realizar operaciones en un tipo de actividad, esto es, generación, transmisión o distribución; (ii) la promoción de la competencia en la generación para el suministro de las compañías de distribución y a los clientes no regulados; (iii) operación y planeación privada de los sistemas de transmisión del país, sujeto a los principios de eficiencia y calidad del servicio, incluyendo el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en las regulaciones que afectan el sector; (iv) monopolio total de distribución y monopolio parcial de comercialización al detal; (v) competencia entre generadores y distribuidores en el suministro de clientes no regulados a través del uso de los contratos de compra de electricidad (o PPA); (vi) acceso abierto para las redes de transmisión y distribución a tarifas reguladas por OSINERGMIN; y (vii) regulación de cargos por parte de OSINERGMIN con base en la operación eficiente de inversión para clientes regulados.

El sector eléctrico en Perú consta de un sistema interconectado, el SEIN, más varios sistemas aislados regionales y más pequeños que proporcionan electricidad a las áreas rurales. En Perú, el MINEM define las políticas del sector eléctrico, y regula los aspectos relacionados con el medio ambiente y la concesión, supervisión, vencimiento y terminación de licencias y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución, entre otras. OSINERGMIN es una entidad reguladora pública y autónoma constituida en 1996 para controlar el cumplimiento de las normas legal y técnicas relacionadas con las actividades eléctricas, de hidrocarburos y minera, así como la preservación del medio ambiente en relación con el desarrollo de éstas actividades. Una de las funciones de OSINERGMIN es la publicación de los ingresos regulados aplicables para el respectivo período tarificarlo. El COES, una entidad conformada por las compañías de generación, transmisión, distribución y los consumidores no regulados, coordina el despacho de electricidad del SEIN y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos de cargos por uso de nodos semestrales.

Como consecuencia de la Ley 28,832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, se modifica la conformación del Directorio del COES, el cual está integrado por cinco miembros, de los cuales cuatro están en representación de los Comités de los Generadores, Distribuidores, Transmisores y de los Usuarios Libres y el quinto miembro es designado por la Asamblea del COES, quien actúa como Presidente del Directorio.

En octubre de 1997, se desarrollaron reglas técnicas para permitir el establecimiento de estándares utilizados para comparar la calidad y condiciones del servicio prestado por las compañías de electricidad. A comienzos de 1999, esas compañías que no cumplían los estándares mínimos de calidad eran objeto de multas y sanciones impuestas por OSINERGMIN, así como de mecanismos compensatorios para esos clientes que recibían un servicio por debajo del estándar. Adicionalmente, desde que las leyes antimonopolio empezaron a aplicarse al sector eléctrico en 1997, se le permitió a las compañías reintegrarse vertical u horizontalmente, si obtenían el previo consentimiento de la autoridad peruana sobre competencia.

Se ha implementado legislación reciente (Ley No. 28,832) para promover la inversión en la generación de energía y para modificar ciertos aspectos de la LCE. Los cambios más importantes introducidos por esta legislación son:

- La introducción de un proceso de licitación para los PPA con compañías de distribución para el suministro a clientes regulados, el cual puede tener lugar tres años o más antes de la fecha de entrada en vigencia del PPA, a tarifas denominadas en dólares, indexadas a variables de ajuste internacional.
- La nueva clasificación de todas las nuevas instalaciones de transmisión de electricidad como "garantizadas" o "complementarias". Las instalaciones de transmisión garantizadas son aquellas calificadas como un asunto de interés general en un plan de transmisión propuesto



por el COES y aprobado por el MINEM. Un proceso de licitación se introduce para implementar éstas instalaciones. Las instalaciones de transmisión complementarias son aquellas que podrían implementarse mediante cualquier iniciativa privada y sin necesidad de una licitación.

Al COES se le asigna tanto la operación técnica del sistema como la administración del mercado spot. El COES está conformado por las compañías de generación, transmisión y distribución, así como por los consumidores no regulados.

Regulación Ambiental

En Perú, las compañías de electricidad son objeto de las disposiciones generales ambientales y penales que regulan los aspectos ambientales y el *Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades Eléctricas*, un reglamento que regula específicamente la protección del medio ambiente por parte de las compañías de electricidad y maximiza los estándares de emisión establecidos de tiempo en tiempo por la autoridad gubernamental. Este reglamento establece un número de requisitos que deben cumplir las compañías de electricidad, incluyendo requerimientos de reportar, auditorías ambientales y llevar registros de emisiones. Las compañías de electricidad que no cumplan con el reglamento serán objeto de multas. La autoridad que regula los aspectos ambientales es el OSINERGMIN. La DGAAE (Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos), que forma parte del MINEM, es la encargada de proponer la política de conservación y protección del medio ambiente para el desarrollo sostenible de las actividades energéticas; formular, proponer y aprobar cuando corresponda las normas técnicas legales relacionadas con la conservación y protección del medio ambiente, entre otras funciones.

iv. Ingresos Regulados

Los Ingresos Regulados de nuestras tres subordinadas peruanas están sujetos a un régimen especial establecido en sus respectivos contratos de concesión. Los ingresos anuales para las compañías de transmisión de electricidad en Perú son cargos de uso establecidos por organismo regulador OSINERGMIN y cuya responsabilidad de pago es asignada a los generadores, distribuidores de electricidad y clientes no regulados según el uso de los Sistemas de Transmisión Principal (SPT) y Secundarios (SST) del SEIN, en adelante los Cargos por Uso Peruanos. Estos cargos de uso del SPT y SST son cobrados a través de los generadores integrantes del COES quienes recaudan de los distribuidores y clientes no regulados.

REP

En el caso de REP, se cuenta con una Remuneración Anual Garantizada (RAG) establecida en el Contrato de Concesión, la cual es actualizada anualmente por el OSINERGMIN mediante el índice americano Finished Goods Less Food and Energy (Serie: WPSSOP3500). En la actualidad REP viene realizando ampliaciones del sistema de transmisión de su concesión, lo cual le permitirá incrementar sus ingresos anuales, los cuales también son ingresos garantizados denominados Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA), la cual sumada a la RAG constituye la Remuneración Anual (RA) de REP. La facturación que realiza REP se hace efectiva de forma mensual en la moneda local Nuevos Soles, los cuales son fijados por el OSINERGMIN, y se tiene una liquidación anual para ajustar lo recibido en su equivalente en US dólares con la Remuneración Anual Garantizada.

ISA Perú

Los ingresos anuales de ISA Perú por los servicios de transmisión de electricidad se calculan en base al Valor Nuevo de Reposición (VRN) de los activos de transmisión de electricidad

construidos y operados bajo el Contrato de Concesión como fue determinado por ISA Perú en su oferta original. Este valor se ajusta cada cuatro años para reflejar cambios en el PPI. El ingreso anual se determina considerando una tasa de actualización que para los primeros 10 años es del 12.00%, y en adelante será la que fije el LCE. Los ingresos por la administración, operación y gastos de mantenimiento, está fijado en el 3.00% del VRN.

Transmantaro

El Contrato en virtud del cual Consorcio TransMantaro cobra sus servicios de transmisión a las empresas de generación integrantes del COES, es un Contrato BOOT el cual establece que sus ingresos anuales son calculados a partir de la actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de sus instalaciones de transmisión. Esta actualización se hace anualmente mediante el índice americano Finished Goods Less Food and Energy (Serie: WPSSOP3500). Asimismo, se cubren los costos de AOM de Consorcio TransMantaro, mediante un reconocimiento de un monto fijo que se actualiza mediante el mismo el mismo índice que el VNR.

La facturación de sus ingresos se realiza de manera mensual en Nuevos Soles, al aplicar los resultados de las liquidaciones mensuales practicadas por el COES.

d. Bolivia

i. Generalidades del Sector

Actualmente existen 24 compañías que participan en el mercado mayorista de electricidad boliviano, que incluyen 10 compañías de generación, tres compañías de transmisión, seis compañías de distribución y cinco consumidores no regulados. Igualmente, como resultado de la desregulación del sector, se crearon la SDE y el CNDC para regular y velar por la operación del sistema eléctrico boliviano.

Del total bruto de generación eléctrica en Bolivia, el 64.28% está controlado por tres compañías: Compañía Boliviana de Energía Eléctrica BPC, en adelante COBEE, Empresa Eléctrica Guara-cachi S.A., en adelante EGSA y Empresa Eléctrica Corani S.A., en adelante CORANI. El mercado mayorista de electricidad en Bolivia es un mercado mayorista integrado para los distribuidores, generadores, transmisores y clientes no regulados. Dicho mercado se basa en los contratos de suministro de electricidad anuales los cuales aún no han sido plenamente implementados, y principalmente con base en un mercado spot conducido por el CNDC y supervisado por la AE. Los precios máximos por cada nodo son calculados por el CNDC con base en los costos de generación de los generadores de electricidad más eficientes para una demanda de electricidad específica que incluye los costos de transmisión de dicho nodo, y que luego son remitidos para aprobación de la AE.

La electricidad se transmite en Bolivia a través del SINB el cual forma la red de distribución que conecta los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Sucre y Potosí. Siguen existiendo unos cuantos sistemas independientes pequeños en los departamentos de Beni, Tarija y Pando que no son parte del SINB. En 2005, el SINB representaba el 83.38% de la capacidad instalada de Bolivia, el 85.36% de la electricidad generada del país y el 86.70% de toda la electricidad consumida en el país. El SINB presta servicio a seis de las nueve regiones de Bolivia y conecta las principales ciudades Bolivianas. A partir de septiembre de 2007 su sistema troncal de interconexión (SIB) comprende 1,722.6 km de líneas de 230 kV, desde el 4 de octubre 773.83 km de líneas de 115 kV, y 186.8 km de líneas de 69 kV. TDE fue privatizado y vendido a una subsidiaria de Red Eléctrica de España en 2002 y actualmente es propietaria y opera la gran mayoría de la red de transmisión de electricidad nacional de mediana y alta tensión que forman parte del SINB. El 23.46% de las redes de transmisión pertenecientes al SIB, es operado por ISA Bolivia.



ii. Marco Institucional

En diciembre 21 de 1994, el Gobierno Boliviano promulgó la Ley de Electricidad No. 1,604, en adelante la Ley de Electricidad Boliviana, la cual individualizó los activos y negocios de electricidad estatales en componentes de generación, distribución y transmisión separados. También estableció los límites de participación en el mercado para los generadores eléctricos con el fin de que ninguna compañía de generación conectada al Sistema Interconectado Boliviano pudiera controlar más del 35.00% del total de capacidad instalada del país. La Ley de Electricidad Boliviana separó las actividades de generación, transmisión y distribución de tal forma que ninguna compañía pudiera operar en más de uno de los sectores. Estas limitaciones y restricciones de propiedad de titulares cruzados han permitido el desarrollo de un mercado competitivo en el sector de generación eléctrica en Bolivia. Estas restricciones, sin embargo, no se aplican a compañías que se encuentren fuera del SINB y que no operen en un ambiente competitivo. La Ley de Electricidad Boliviana atribuyó a la SDE el deber de supervisar el mercado de generación de electricidad e igualmente asignó un papel crucial en la determinación de las tasas cobradas por las compañías de transmisión de electricidad y los precios cobrados a los usuarios regulados finales.

La transmisión de electricidad con el SINB debe funcionar como acceso abierto. En consecuencia, las compañías propietarias y que operan líneas de transmisión eléctricas conectadas al SINB deben permitir a todas las compañías de generación, distribución o transmisión eléctrica en Bolivia conectarse y usar sus instalaciones para transmitir electricidad en su red a la tarifa de transmisión máxima aprobada.

En 1999 se promulgó la *Ley Corazón* con el fin de promover el desarrollo de proyectos relacionados con la exportación de electricidad y la construcción de interconexiones con los países vecinos, para aprovechar la significativa demanda de electricidad de los mercados fuera de Bolivia. Esa ley, junto con un proyecto de ley redactado para crear áreas exentas de impuestos para proyectos de exportación de electricidad, tenía el propósito de motivar a las compañías para construir capacidad de generación de electricidad con combustión a gas para los mercados de exportación.

Considerando la Constitución Política del Estado - CPE, promulgada el 7 de febrero de 2009, y el Decreto Supremo N° 0071 que establece en su Artículo 3°.- (Creación de las autoridades de fiscalización y control social) la creación de las instituciones públicas, autoridades de fiscalización y control, para regular las actividades que realicen las personas naturales y jurídicas, privadas, comunitarias, públicas, mixtas y cooperativas en los sectores de Transportes y Telecomunicaciones; agua potable y saneamiento básico; electricidad; forestal y tierra; pensiones; y empresas, surge la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE.

El 9 de abril de 2009 mediante decreto N° 0071, el Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia, crea las Autoridades de Fiscalización y Control Social, entre estas la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE, este mismo Decreto establece el proceso de extinción de las superintendencias, entre ellas la SDE. En fecha 7 de mayo de 2009 el Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia designa el cargo ejecutivo de Director de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad – AE, fecha en la cual esta institución comienza a funcionar como ente supervisor.

iii. Ingresos Regulados

La SDE, en adelante AE, fija las tarifas cobradas por las compañías de transmisión eléctrica sobre una base mensual a los generadores de electricidad por el uso del SINB, en adelante las tarifas de uso y el monto agregado de los ingresos que las compañías de transmisión de electricidad cuyos activos comprenden el SINB tienen derecho a recibir en cualquier año, en adelante los ingresos anuales.

De conformidad con el Reglamento de Precios y Tarifas, en adelante RPT, los ingresos anuales establecidos en cada contrato de licencia deben ser suficientes para cubrir los costos de inversión efectuada por las compañías de transmisión eléctrica en sus activos de transmisión de electricidad, incluyendo el costo de capital para dichas compañías y los costos incurridos para mantener, operar y administrar estos activos, asumiendo un nivel de uso total de la red.

Los ingresos anuales para compañías de transmisión de electricidad en Bolivia son calculados utilizando la forma que se describe abajo:

$$AR = INV \times \{ (IRR \times (1 + IRR)^n) / ((1 + IRR)^n - 1) \} + (INV \times AOM)$$

Donde: Es el ingreso anual.

- AR Es el valor de la inversión en los activos de transmisión de electricidad bajo el contrato de licencia. El valor de la inversión es establecido en la propuesta presentada por las compañías de transmisión de electricidad durante el proceso de licitación competitivo organizado por la AE para otorgar las respectivas licencias, más los costos relacionados con servidumbres, cumplimiento con las regulaciones ambientales y la interconexión al SINB. De este valor el 60.00% se ajusta cada seis meses para reflejar cambios en la tasa de cambio entre el dólar de los Estados Unidos y el Boliviano de Bolivia; el 40% remanente se ajusta cada seis meses para reflejar cambios en el IPCB.
- INV Es la tasa interna de retorno establecida en el respectivo contrato de licencia para la vida útil de los activos de transmisión de electricidad. La tasa interna de retorno para los activos de transmisión de electricidad de ISA Bolivia es del 10.00%.
- IRR Es la vida útil de los activos de transmisión de electricidad, fijados por la AE en 30 años para los activos de transmisión de electricidad de ISA Bolivia.
- N Es el porcentaje al cual las compañías de transmisión de electricidad son compensadas por gastos incurridos por ellas en la administración, operación y mantenimiento de productos activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por la AE en el 3.00% del valor de la inversión. El 35% de este valor es ajustado cada seis meses para reflejar cambios en la tasa de cambio entre el dólar de los Estados Unidos y el Boliviano de Bolivia y el restante 65% se ajusta cada seis meses para reflejar cambios en el IPCB.
- AOM

Por cuanto las tarifas de uso pagadas por los generadores de electricidad por el uso del SINB son calculados cada seis meses por la AE, asumiendo uso total de la red, la AE establece un cargo adicional de transmisión que los generadores de electricidad deben pagar cada mes para compensar a las compañías de transmisión de electricidad cuando el nivel de uso de la red está por debajo del 100%, aislando así los ingresos anuales de cualquier reducción producida por la disminución en la demanda de electricidad.

Según los términos del Contrato de Licencia Boliviano, ISA Bolivia tiene derecho a percibir durante el plazo de vigencia del Contrato (30 años), una remuneración por cada una de las líneas equivalente al costo anual de transmisión, mediante pagos mensuales realizados por los agentes del mercado eléctrico mayorista. Para el primer período de 15 años el costo anual de transmisión corresponde a los costos anuales de inversión, mantenimiento, operación y administración, y para los siguientes 15 años el costo anual de transmisión será igual al costo anual de mantenimiento, operación y administración.

De conformidad con el RPT, cada cuatro años la AE revisa las fórmulas utilizadas para ajustar el valor o la inversión en los activos de transmisión de electricidad y los gastos de AOM reconocidos para las compañías de transmisión de electricidad, basados en el análisis y datos históricos que compañías de transmisión deben presentar al AE para ese propósito.



Mediante resolución SSDE N° 123/2009 de fecha 22 de abril de 2009, la AE aprobó para el periodo mayo 2009 – abril 2013, los Costos Anuales de Inversión y los Costos Anuales de Operación, Mantenimiento y Administración del STEA, de las instalaciones de propiedad de ISA Bolivia, del Sistema Troncal de Interconexión y sus respectivas fórmulas de indexación.

6. Marco Regulatorio del Negocio de Operación y Administración de Mercados

En septiembre 1 de 2005 creamos y transferimos a XM nuestras anteriores funciones y operaciones relacionadas con (i) la administración del despacho de electricidad en el STN a través del CND; (ii) la administración del MEM, incluyendo la operación de las funciones de liquidación y compensación del mercado de energía spot del MEM; y (iii) la liquidación y compensación de los cargos por el uso del STN.

XM inició operaciones en octubre 1 de 2005 asumiendo las funciones anteriormente realizadas por nosotros a través del CND respecto de la operación, planeación y coordinación del SIN, la administración del Sistema de Intercambio Comercial – en el MEM y la liquidación y compensación de cargos para usar el SIN.

En el 2008, XM contribuyó con el 0.24% de nuestra utilidad operacional consolidada. XM nos pagó dividendos por Col\$753 millones.

El 3 de octubre de 2007 la empresa XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. , suscribió la escritura pública de constitución de la sociedad Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. -CRCC-, la cual fue autorizada mediante la Resolución número 1586 del 5 de septiembre de 2007 de la Superintendencia Financiera de Colombia, actualmente, XM S.A. E.S.P., tiene una participación accionaria del 5.85% del capital total, representadas en 1,695,764,172 de acciones. El objeto principal y exclusivo de la sociedad es la prestación del servicio de compensación como contraparte central de operaciones, con el propósito de reducir o eliminar los riesgos de incumplimiento de las obligaciones derivadas de dichas operaciones. La implementación de la Cámara Central de Contraparte se constituye en un peldaño importante en el desarrollo del mercado eléctrico colombiano, ya que una CRCC se convierte en un dinamizador fundamental para la consolidación de los mercados financieros y el desarrollo de los mercados derivados sobre commodities como la electricidad, el gas y otros energéticos.

Adicionalmente, la Bolsa de Valores de Colombia S.A. y XM S.A. E.S.P formalizaron en mayo de 2008 una alianza que busca el desarrollo de un mercado de derivados energéticos en Colombia como iniciativa empresarial conjunta. Con base en esta alianza se determinó la conveniencia de crear Derivex S.A., mercado de derivados de commodities energéticos (Derivex), entidad que administrará el nuevo mercado de derivados energéticos y la cual se encuentra en proceso de constitución de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1120 de 2008. Esta sociedad se espera inicie operaciones en Colombia a finales del 2009, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias para su constitución y funcionamiento por parte de la Superintendencia Financiera y la aprobación por parte de las entidades correspondientes de los productos a negociar en este nuevo mercado. Los productos negociados en Derivex serán liquidados y compensados por la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia – CRCC-, quien actuará como contraparte de todas las operaciones realizadas en Derivex, eliminando el riesgo de crédito implícito en estas transacciones. Derivex ofrecerá al mercado un portafolio de productos que cubrirán gradualmente una variedad de necesidades de los clientes, al tiempo que se compromete con el desarrollo continuo de productos para satisfacer la demanda por instrumentos de cobertura e inversión, facilitando el crecimiento de la liquidez en el mercado y ofreciendo tarifas competitivas. A partir del 2010, se podrán negociar en Derivex, contratos de futuros de electricidad.

Remuneración de servicios para XM S.A. E.S.P – Las resoluciones CREG 081 de 2007, 048 de 2008 y 071 de 2009, determinan los ingresos regulados de XM para los próximos cinco años (de junio de 2008 a junio de 2013), los cuales consideran las siguientes componentes:

Tarifa:	GOPm Gasto Operativo mensual	+	INVm Gasto Inversión mensual	+	Δ m Ajuste Gasto Operativo	+	MRGm Margen Rentabilidad mensual
	Para el presupuesto se tiene en cuenta el GOP aprobado en la Res 048/08.		Se tiene en cuenta el plan quinquenal aprobado, ajustado por el IPC proyectado.		Se considera lo determinado en las Resoluciones CREG 071 de 2009.		Se estima el cumplimiento de todos los indicadores, para el logro del total del margen.

Adicionalmente, se remunera el concepto del Gravamen a los Movimientos Financieros para el ASIC y el LAC, que permite recuperar los costos incurridos por este concepto en las operaciones del mercado, más un factor correspondiente al efecto en el impuesto de renta.

Adicionalmente, XM presta servicios no regulados en las siguientes líneas:

- Ventas de consultoría en sistemas de potencia y de mercados.
- Ventas de capacitación y entrenamiento.

CAPÍTULO IV. INFORMACIÓN FINANCIERA

A. CAPITAL AUTORIZADO, SUSCRITO Y PAGADO DEL EMISOR, SEÑALANDO EL NÚMERO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN Y LAS RESERVAS

Nuestro capital social autorizado equivale a la suma de cuarenta y cinco mil millones de pesos (Col\$45,000,000,000), dividido en mil trescientas setenta y un millones novecientas cincuenta y un mil doscientos diecinueve (1,371,951,219) acciones, que a su vez se dividen en Acciones Ordinarias, preferenciales (con dividendo preferencial y sin derecho a voto) y privilegiadas. El valor nominal de nuestras acciones es treinta y dos pesos coma ocho cero cero cero cero cinco tres cinco dos cero cero centavos (Col\$32,80000000535200) cada una.

Nuestro capital suscrito y pagado a 30 de septiembre de 2009 se comprendía de mil noventa y tres millones cuatrocientos ochenta y un mil cuatrocientos noventa y seis (1,093,481,496) Acciones Ordinarias.

El número total de acciones por suscribir era de doscientos setenta y ocho millones cuatrocientos sesenta y nueve mil setecientos veintitres (278,469,723).

No tenemos acciones privilegiadas ni preferenciales en circulación. Todas nuestras acciones privilegiadas fueron convertidas en ordinarias en diciembre 31 de 2002.

La composición de nuestro capital se resume en el siguiente cuadro:



	VALOR	#ACCIONES
Capital autorizado	45,000,000,000	1,371,951,219
Capital suscrito y pagado	35,866,193,075	1,093,481,496
Capital por suscribir	9,133,806,925	278,469,723

La composición de nuestro capital suscrito y pagado y el número de acciones en reserva variarán según los resultados de esta oferta.

B. OFERTAS PÚBLICAS DE ADQUISICIÓN DE ACCIONES DEL EMISOR CELEBRADAS EN EL ÚLTIMO AÑO

No se ha llevado a cabo durante el último año ninguna oferta pública de adquisición de nuestras acciones.

C. PROVISIONES Y RESERVAS PARA LA READQUISICIÓN DE ACCIONES

El 22 de marzo de 2001 aprobamos la constitución de una reserva especial para adquisición de acciones propias de propiedad de EPM por valor de treinta y ocho mil cien millones de pesos (Col\$38,100,000,000).

D. INFORMACIÓN SOBRE DIVIDENDOS

1. Política de dividendos de la sociedad

Nuestra política de dividendos sigue los principios establecidos en el Código de Comercio Colombiano, los Estatutos de la Sociedad, el Código de Buen Gobierno y la Declaración de la Nación en su calidad de accionista mayoritario.

Nuestros accionistas pueden aprobar distribuciones de dividendos, incluyendo distribuciones provisionales basados en nuestros estados financieros anuales, semestrales o trimestrales. El monto a distribuirse como dividendo dependerá de varios factores, tales como nuestros resultados operacionales, el dividendo obligatorio mínimo, nuestra condición financiera o necesidades de fondos, nuestras perspectivas de crecimiento y otros factores que nuestros accionistas pueden considerar relevantes.

El Código de Comercio y nuestros estatutos exigen el pago de un dividendo obligatorio mínimo a nuestros accionistas correspondiente al 50% de nuestra utilidad líquida ajustada, calculada de acuerdo con el Código de Comercio, o al 70% de dicha utilidad líquida ajustada en el evento en que nuestras reservas acumuladas excedan el 100% de nuestro capital suscrito, salvo que nuestra Asamblea de Accionistas determine mediante el voto afirmativo de por lo menos el 78% de los tenedores de Acciones Ordinarias representados en la Asamblea, que la distribución de utilidades se efectúe en un porcentaje menor o no se lleve a cabo. Sin embargo, la Nación Colombiana, nuestro principal accionista, ha declarado que no promoverá ni votará a favor de una resolución de la Asamblea General que proponga una distribución de dividendos de menos del 50% de nuestra utilidad líquida ajustada, calculada de conformidad con el Código de Comercio.

De conformidad con lo anterior, todo accionista tiene derecho a recibir como dividendo una parte de las utilidades de la sociedad, en dinero, en proporción a las acciones que posea en la misma. Para efectos de la repartición de utilidades tal como lo disponen los artículos 155 y 454 del Código de Comercio, se deben considerar como utilidades líquidas, las resultantes de la aplicación del siguiente procedimiento:

- Se toman las utilidades arrojadas por la compañía con base en los Estados Financieros reales y fidedignos de cada ejercicio, de este valor se restan exclusivamente los rubros correspondientes a: (i) enjugar las pérdidas de ejercicios anterior (si las hubiere), (ii) la reserva legal, y (iii) las apropiaciones para el pago de impuestos;
- Al saldo así determinado, se le aplican los porcentajes a distribuir de conformidad con los artículos del Código de Comercio antes mencionados. Este valor será el monto mínimo a distribuir como dividendo en cada periodo.
- Las sumas que resultaren después de haber repartido los dividendos mínimos quedarán a disposición de la Asamblea para efectuar las reservas estatutarias, las voluntarias o para ser distribuidas como dividendos en adición a los dividendos mínimos establecidos en el literal b).

Un dividendo en acciones requiere la aprobación del 80% de los accionistas representados en la Asamblea General. Si tal mayoría no se logra, el dividendo en acciones sólo será distribuido a quienes hayan votado afirmativamente la proposición de distribución del dividendo en acciones.

Vale la pena resaltar que desde el momento en que decidimos inscribir nuestras acciones en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios, hoy Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE), hemos venido distribuyendo dividendos con tendencia creciente como se verá a continuación.

2. Utilidad neta y dividendos decretados correspondientes a los tres últimos años

Del emisor:

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Utilidad neta del ejercicio	236,593	226,021	150,469
Dividendos decretados	163,501	150,593	130,466

Del grupo:

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Utilidad neta del ejercicio	236,593	226,021	150,469

3. Información relacionada

a. Utilidad neta por acción

Calculamos la utilidad neta por acción con base en el promedio ponderado de las acciones en circulación durante el año. En el año 2008 fue de 1,075,661,374, en el 2007 fue de 1,023,129,780 y en el 2006 fue de 961,956,080. La utilidad neta por acción en cada uno de los tres últimos periodos, es la siguiente:



Del emisor:

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Utilidad neta por acción	220	221	156

Del grupo:

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Utilidad neta por acción	220	221	156

b. Dividendo por acción y forma de pago

Ejercicio 2006:

Nuestra Asamblea General de Accionistas del 30 de marzo de 2007 aprobó la proposición de apropiación y distribución del ejercicio 2006, consistente en distribuir utilidades y reservas por Col\$130,466.2 millones, correspondiente al 97.76% de la utilidad líquida del año 2006. Nuestra Asamblea General decretó entonces un dividendo de Col\$128 por acción, para las 1,019,267,163 Acciones Ordinarias en circulación. Se acordó realizar el pago en dinero, en cuatro cuotas trimestrales iguales, a razón de Col\$32 por acción: el 18 de abril, 18 de julio y 18 de octubre de 2007; y 18 de enero de 2008.

En la misma reunión nuestra Asamblea General de Accionistas aprobó constituir una reserva ocasional por valor de Col\$2,993,52 millones destinada al pago de un dividendo por acción de Col\$96 a quienes suscriban y paguen las acciones que se emitan con ocasión de esta Oferta Pública, dividendo pagadero en dinero en tres cuotas de Col\$32 cada una, en las siguientes fechas: 18 de julio de 2007, 18 de octubre de 2007 y 18 de enero de 2008. Acordó entonces nuestra Asamblea General que en el evento en que la suscripción y pago de las acciones producto de la Oferta Pública no fuera realizada antes del 18 de julio de 2007, fecha prevista para el pago de la primera cuota de este dividendo, se pagarán únicamente las cuotas segunda y tercera.

De la misma manera, si la suscripción y pago de acciones producto de la Oferta Pública no se realiza antes del 18 de octubre de 2007, fecha prevista para el pago de la segunda cuota de este dividendo, se pagará únicamente la cuota tercera.

En cualquiera de los siguientes casos, las sumas destinadas al pago de los dividendos a favor de quienes suscriban y paguen las acciones que se emitan con ocasión de esta Oferta Pública, permanecerán en la reserva ocasional aquí constituida: (i) Cuando no haya Oferta Pública; (ii) Cuando se coloquen parcialmente las acciones emitidas en la Oferta Pública; (iii) Cuando se suscriban y paguen parcialmente las acciones colocadas en la Oferta Pública y; (iv) Cuando la suscripción y pago de las acciones se realice con posterioridad a las fechas establecidas para los pagos de las cuotas del dividendo.

Ejercicio 2007:

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 31 de marzo de 2008, los accionistas aprobaron: (a) Constituir las reservas de ley por valor de Col\$24,066 millones, de las cuales Col\$925 millones son para la reserva legal de acuerdo con el artículo 452 del Código de Comercio y Col\$23,141 millones para la reserva por disposición fiscal según lo establecido en el Artículo 130 del Estatuto Tributario; (b) Decretar un dividendo sobre un valor de las utilidades

líquidas igual a Col\$150,593 millones, que corresponde al 74.6% de la utilidad líquida del año 2007. El dividendo por acción será de \$140 correspondiente a un incremento del 9.38% respecto del dividendo por acción del año 2006, para las 1,075,661,374 acciones ordinarias en circulación. El pago se realizará en cuatro cuotas trimestrales iguales a razón de Col\$35 por acción: 16 de abril de 2008, 16 de julio de 2008, 16 de octubre de 2008 y 27 de enero de 2009.

Ejercicio 2008:

En nuestra última Asamblea General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de marzo de 2009, los accionistas aprobó: (a) Constituir las reservas de ley por valor de Col\$25,487 millones, para la reserva por disposición fiscal según lo establecido en el Artículo 130 del Estatuto Tributario (b) decretar un dividendo sobre un valor de las utilidades líquidas igual a Col\$163,501 millones, que corresponde al 77.45% de la utilidad líquida del año 2008. El dividendo por acción será de Col\$152 correspondiente a un incremento del 8.6% respecto del dividendo por acción del año 2007, para las 1,075,661,374 acciones ordinarias en circulación. El pago se realizará en cuatro cuotas trimestrales iguales a razón de Col\$38 por acción: 16 de abril de 2009, 16 de julio de 2009, 16 de octubre de 2009 y 27 de enero de 2010; y (c) Disponer de las utilidades del ejercicio para constituir reserva ocasional para el fortalecimiento patrimonial por valor de Col\$47,605 millones, con el fin de contribuir a la estrategia de crecimiento de ISA, y a mantener su solidez financiera.

Nuestra política de dividendos creciente se evidencia en las cifras anteriores, que muestran un incremento del 9.4% en los dividendos decretados correspondientes a los ejercicios 2006 y 2007, y del 8.6% entre los que corresponden a los ejercicios 2007 y 2008.

c. Valor patrimonial de la acción

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Valor patrimonial de la acción	4,470.98	3,563.69	3,444.09

d. Precio promedio y al cierre anual en bolsa de la acción

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Precio promedio	7,277	6,560	5,474
Precio al cierre anual	7,100	7,100	5,910

e. Precio al cierre en bolsa/utilidad por acción.

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Respecto del emisor	32.27	32.13	37.88
Respecto del grupo	32.27	32.13	37.88

f. Precio al cierre en bolsa/dividendo por acción.

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Precio al cierre en bolsa/dividendo por acción	46.71	50.71	46.17



g. Valor patrimonial/utilidad por acción

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Respecto del emisor	20.32	16.95	22.08
Respecto del grupo	20.32	16.95	22.08

h. Valor patrimonial/dividendo por acción.

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Valor patrimonial/dividendo por acción	29.41	26.76	26.91

i. Precio al cierre en bolsa/valor patrimonial.

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Precio al cierre en bolsa/valor patrimonial	1.59	1.90	1.72

E. INFORMACIÓN SOBRE LA GENERACIÓN DE EBITDA EN LOS TRES ÚLTIMOS AÑOS Y AL CORTE DE SEPTIEMBRE

Del emisor:

El comportamiento de nuestro EBIDTA ha sido el siguiente:

	A septiembre 30 de 2009	A septiembre 30 de 2008	2008	2007	2006
EBITDA (Col\$ millones)	485,079	445,670	602,845	537,301	500,109
Margen EBITDA (%)	68.6%	67.0%	65.9%	70.5%	70.0%

Para el 2008 el EBITDA aumentó 12.2% para un resultado de Col\$602,845 millones, dado que el crecimiento de los ingresos fue superior al de los gastos. El margen EBITDA pasó de 70.5% a 65.9%, la reducción de 4.6 puntos porcentuales se debió básicamente a que el cálculo realizado en 2008 incluyó la contribución al Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE, la cual afecta el ingreso y el costo de la compañía.

Del grupo:

	A septiembre 30 de 2009	A septiembre 30 de 2008	2008	2007	2006
EBITDA (Col\$ millones)	1,842,756	1,680,326	2,274,051	1,954,514	1,113,138
Margen EBITDA (%)	73.47%	72.42%	71.85%	69.27%	55.21%

Se evidencia un fortalecimiento operacional del Grupo con un crecimiento significativo del EBITDA al pasar de Col\$1,113,138 millones en 2006 a Col\$1,954,514 millones en 2007, como resultado del comportamiento de los ingresos y los gastos operacionales se obtuvo una mejora significativa en los margenes EBITDA pasando de 55.2% a 69.3%.

El EBITDA consolidado ascendió a Col\$2,274,051 millones, con un crecimiento de 16.3% respecto a 2007. El 58.1% de este resultado se generó en Brasil, el 32.8% en Colombia, el 7.6% en Perú, el 1.3% en Bolivia y el restante 0.2% en Ecuador.

Estos excelentes resultados llevaron a que la utilidad operacional del grupo empresarial ascendiera a Col\$1,716,148 millones, 33.4% más que en 2007 y a que los márgenes EBITDA y Operacional pasaran de 69.3% a 71.8% y de 45.6% a 54.2%, respectivamente.

F. EVOLUCIÓN DEL CAPITAL SOCIAL EN LOS TRES ÚLTIMOS AÑOS

Capital autorizado:

Hasta la fecha de perfeccionamiento y registro de la reforma estatutaria parcial aprobada por nuestra Asamblea General Ordinaria de Accionistas el día 29 de abril de 2008, nuestro capital social autorizado ascendía a la suma de cuarenta y cinco mil millones de pesos (Col\$45,000,000,000), dividido en mil trescientas setenta y un millones novecientas cincuenta y un mil doscientas diecinueve (1,371,951,219) acciones por un valor nominal de treinta y dos pesos coma ocho cero cero cero cinco dos centavos (Col\$32,80000000535200) cada una.

Capital suscrito y pagado:

La evolución del capital suscrito y pagado en los tres últimos años se evidencia en las siguientes tablas:

Cifras en millones de pesos	2008	2007	2006
Cifras en millones de pesos	35,866	35,866	34,016
Número de acciones	1,093,481,496	1,093,481,496	1,037,087,285

G. OBLIGACIONES CONVERTIBLES

Nuestra compañía no cuenta con obligaciones convertibles en acciones.

H. PRINCIPALES ACTIVOS DEL EMISOR

1. Principales Activos e Inversiones

Los cuadros siguientes muestran nuestros principales activos y los de nuestro grupo (valores expresados en millones de pesos colombianos):

PRINCIPALES CUENTAS DEL ACTIVO

Principales Activos del Grupo								
	Sep-09	%	2008	%	2007	%	2006	%
Propiedad planta y equipo	3,449,341	22%	3,539,150	24%	3,438,172	25%	3,252,320	25%
Inversiones permanentes	253,347	2%	72,990	1%	54,110	0%	289,792	2%
Cargos diferidos	6,675,760	44%	6,229,753	43%	6,758,378	49%	5,890,867	46%
Otros activos	2,470,257	16%	2,155,788	15%	2,166,949	16%	1,963,652	15%
Valorizaciones	2,441,701	16%	2,442,009	17%	1,469,880	10%	1,464,568	12%
TOTAL ACTIVOS	15,290,406	100%	14,439,690	100%	13,887,489	100%	12,861,199	100%



Principales Activos de la Matriz								
	Sep-09	%	2008	%	2007	%	2006	%
Propiedad planta y equipo	2,423,838	32%	2,442,825	33%	2,487,376	39%	2,475,152	42%
Inversiones permanentes	2,141,089	28%	1,735,050	24%	1,691,651	27%	1,354,130	23%
Cargos diferidos	414,258	5%	428,804	6%	403,321	6%	423,920	7%
Otros activos	473,691	6%	535,712	7%	466,721	7%	323,628	6%
Valorizaciones	2,185,306	29%	2,185,306	30%	1,301,520	21%	1,299,003	22%
TOTAL ACTIVOS	7,638,182	100%	7,327,697	100%	6,350,589	100%	5,875,833	100%

(a) Al 30 de septiembre de 2009, las siguientes son las cuentas que representan los activos principales de nuestro grupo (cifras expresadas en millones de pesos):

Propiedades, planta y equipo, neto

El saldo de propiedades, planta y equipo, neto, comprendía:

Sobre los activos no existen restricciones, ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

	Septiembre 2009	Septiembre 2008
Propiedades, Planta y equipo		
Redes, líneas y cables	2,773,746	2,773,334
Plantas y ductos	2,106,570	2,077,255
Edificaciones	76,168	69,658
Maquinaria y equipo	74,918	71,607
Equipo de comunicación y computación	44,424	37,202
Equipos y materiales en depósito y bienes en bodega	118	129
Equipo de transporte, tracción y elevación	10,825	11,281
Muebles, enseres y equipo de oficina	15,937	15,287
Vías de comunicación	265	265
Terrenos	26,448	29,605
Subtotal propiedades, planta y equipo	5,129,420	5,085,624
Menos – depreciación acumulada	(1,855,920)	(1,713,069)
Menos – provisiones	(9,978)	(36,436)
Total propiedades, plantas y equipo en operación	3,263,522	3,336,119
Construcciones en curso	155,718	95,594
Maquinaria, planta y equipo en montaje	21,770	41,884
Maquinaria y equipo en tránsito	8,331	5,216
Total propiedades, planta y equipo, neto	3,449,341	3,478,812

Diferidos y otros Activos

El saldo de diferidos y otros activos, dentro de los que por su importancia destacamos los intangibles, comprendía:

		Septiembre	Septiembre
Diferidos y otros activos de corto plazo		2009	2008
Gastos pagados por anticipado		31,676	19,953
Impuesto diferido	(1)	88,725	102,250
Otros cargos diferidos		897	470
Total diferidos y otros activos de corto plazo		121,298	122,673
Diferidos y otros activos de largo plazo		2009	2008
Cargos diferidos			
Impuesto diferido	(1)	104,694	128,606
Bienes entregados en dación de pago		18,447	15,171
Descuentos en emisión de bonos	(2)	13,824	-
Estudios e investigaciones		34	264
Otros cargos diferidos		22,929	23,252
Total Cargos diferidos		159,928	167,293
Intangibles			
Software		64,255	60,950
Licencias		59,547	56,135
Servidumbres		63,272	59,461
Derechos	(3)	8,837,493	9,508,939
Crédito mercantil y marcas	(4)	1,142,041	1,347,481
Menos – Amortización de intangibles		(3,784,162)	(3,987,415)
Total Intangibles		6,382,446	7,045,551
Reserva financiera actuarial	(5)	484	9,700
Diversos		11,604	13,478
Total diferidos y otros activos de largo plazo		6,554,462	7,236,022

(1) Incluye impuesto diferido por Col\$89,203 millones de CTEEP, Col\$78,936 millones de la matriz y Col\$20,071 de TRANSELCA.

(2) Corresponde al descuento en colocación de bonos realizada por ISA en diciembre de 2008.

(3) Incluye derecho de CTEEP por valor Col\$8,003,057 millones según contrato de concesión con el gobierno de Brasil a través de ANEEL suscrito el 20 de junio de 2001, prorrogado por 20 años a partir del 8 de julio de 1995, para la explotación del servicio público de transmisión de energía eléctrica, con red básica e instalaciones de transmisión. De acuerdo con los artículos 63 y 64 del Decreto 41,019, de 26 de febrero de 1957 de Brasil, los bienes y las instalaciones utilizadas en la transmisión son vinculados a esos servicios, no pueden ser retirados, vendidos, cedidos o dados en garantía hipotecaria sin previa y expresa autorización del Órgano Regulador. La Resolución 20/99 de ANEEL reglamenta la desvinculación de bienes de las concesiones del servicio público de energía eléctrica y concede autorización previa para desvinculación de bienes improductivos a la concesión.

(4) Incluye el crédito mercantil de CTEEP por R\$143,920 generado por la optimización fiscal del crédito mercantil de ISA Capital, a través de la reestructuración societaria de ISA Participações con CTEEP y de ISA Capital por R\$709,023, generado en la compra de CTEEP e incrementado con la mayor participación por la adquisición a través de la OPA en el mes de enero de 2007, y en ISA, al crédito mercantil por R\$103,631, generado para la compra del 60% de la empresa TransMantaro S.A., y el crédito por R\$130,464 para compra del 34% de TRANSELCA S.A. E.S.P. a través de una operación de intercambio de acciones con Ecopetrol, este último no se amortiza de acuerdo con los cambios de la CGN por ser TRANSELCA una compañía con vida indefinida.



Inversiones Permanentes, Neto

La composición de las inversiones permanentes, neto al 30 de septiembre se detalla a continuación:

	Septiembre 2009	Septiembre 2008
Inversiones en acciones		
FEN S.A.	2	6
EPR S.A.	10,811	11,417
Transneta	(1)	62
Interneta Perú	(1)	12,136
Camara de Riesgos Central de Contraparte de Colombia S.A.	1,710	1,586
Electricaribe	(2)	8,991
Interligação Elétrica de Minas IEMG	(3)	22,848
Interligação Elétrica Norte Nordeste S. A. - IENNE-	(3)	30,603
Interligação Elétrica Pinheiros S. A. - IEPIN -	(3)	284
Interligação Elétrica Sul S. A. - IESUL -	(3)	227
Interligação Elétrica DO MADEIRA S.A. - IEMADEIRA -	(3)	0
Interligação Elétrica SERRA DO JAPI	(3)	0
Interconexión Colombia Panamá	951	
EPIE	0	100
Otras	3,149	6,827
Provisión para protección de inversiones	(3,604)	(3,130)
Total inversiones en acciones	251,218	91,957
Otras inversiones de largo plazo		
Inversiones de renta variable	2,129	958
Total otras inversiones de largo plazo	2,129	958
Total inversiones permanentes	253,347	92,915

(1) Al 31 de diciembre de 2008 hacen parte del informe consolidado.

(2) Corresponde a acciones recibidas en dación de pago. Estas compañías se fusionaron al 31 de diciembre de 2007.

(3) El incremento corresponde a los aportes realizados por CTEEP en el año 2008.

(b) Al 31 de diciembre de 2008, las siguientes son las cuentas que representan nuestros principales activos (cifras no consolidadas expresadas en millones de pesos):

PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO - NETO

El saldo de propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre, comprendía:

		2008	2007
Propiedades, planta y equipo en operación	(1)		
Redes, líneas y cables		2,070,898	2,064,013
Plantas y ductos		1,416,409	1,405,102
Edificaciones		57,390	53,980
Maquinaria y equipo		30,239	28,622
Equipo de comunicación y computación		21,915	22,227
Equipo de transporte, tracción y elevación		1,824	1,824
Muebles, enseres y equipo de oficina		12,733	13,139
Terrenos		19,697	19,697
Subtotal propiedades, planta y equipo en operación		3,631,105	3,608,604
Menos – Depreciación acumulada	(2)	1,265,754	1,167,283
Menos – Provisiones		444	444
Total propiedades, plantas y equipo en operación		2,364,907	2,440,877
Propiedades de inversión	(3)		
Edificaciones		3,532	3,532
Menos – Depreciación acumulada		1,310	1,235
Total propiedades de inversión		2,222	2,297
Bienes no explotados	(4)		
Terrenos		71	71
Edificaciones		-	18
Construcciones recibidas en pago		8,895	8,895
Subtotal propiedades no explotadas		8,966	8,984
Menos – Provisiones	(5)	8,748	8,748
Total bienes no explotados		218	236
Construcciones en curso		51,956	35,716
Maquinaria, planta y equipo en montaje		23,522	8,250
Total propiedades, planta y equipo, neto		2,442,825	2,487,376

Sobre los activos no existen restricciones ni pignoraciones o entregas en garantía de obligaciones.

(1) En enero de 2008, se activó el proyecto ampliación de la Subestación Caño Limón, por valor de Col\$17,474, igualmente se capitalizó el proyecto Fibra Óptica Anillos Comcel, por valor de Col\$19,452 y Fibra Óptica Sabanalarga – Nogales por valor de Col\$1,617.

Los retiros y ventas de propiedades, planta y equipo durante el año generaron una pérdida neta de Col\$2,773 (2007: Col\$3,727 pérdida). El movimiento de la depreciación acumulada durante el año 2008 consistió en la causación de gasto por depreciación por valor de Col\$105,319 (2007: Col\$98,088), los cuales se cargaron a resultados del ejercicio. Además, se efectuaron retiros de depreciación por Col\$6,774 (2007: Col\$4,856).

(2) Incluye depreciación diferida por Col\$338,977 (2007: Col\$306,053).

(3) Corresponde a los bloques II y V de la sede principal de ISA, arrendados a las subordinadas XM e INTERNEXA respectivamente.

(4) Corresponden al terreno Pailitas y construcciones recibidas como dación de pago de Global Crossing, activos a los cuales se les está gestionando la venta. El edificio KLM, ubicado en la ciudad de Bogotá fue vendido en el año 2008.

(5) Corresponde a provisión de construcciones recibidas en dación de pago de Global Crossing.



ISA anualmente contrata el seguro de Daños Materiales Combinados, Terrorismo, y Pérdidas Consecuenciales, para cubrir contra todo riesgo de daño los activos fijos de la empresa. En este seguro se reporta como valor asegurable, el valor de reposición a nuevo de los activos asegurados, el cual se establece con base en la información de activos del Sistema de Transmisión Nacional de ISA clasificados en Unidades Constructivas, su correspondiente valor a nuevo de acuerdo con el marco regulatorio, y la respectiva depuración y ajuste para efectos del aseguramiento.

El 2 de julio de 2008, la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- adjudicó mediante convocatoria pública a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -ISA-, la construcción de obras para la interconexión eléctrica del proyecto Porce III. ISA será responsable de la construcción, montaje, puesta en servicio, administración, operación y mantenimiento, durante 25 años de la Subestación Porce a 500 kV y de dos circuitos de línea a 500 kV con una longitud de 22 km cada uno, mediante las cuales se interconectará el proyecto de generación Porce III al Sistema de Transmisión Nacional. La fecha prevista de entrada en operación del proyecto será julio del año 2010.

DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS

El saldo de diferidos y otros activos, al 31 de diciembre, comprendía:

	2008	2007
Diferidos y otros activos de corto plazo		
Gastos pagados por anticipado	4,754	3,308
Impuesto diferido (1)	92,476	5,250
Total diferidos y otros activos de corto plazo	97,230	8,558
Diferidos y otros activos de largo plazo		
Cargos diferidos		
Impuesto diferido	-	88,959
Estudios e investigaciones	34	4,930
Otros cargos diferidos (2)	25,302	2,183
Total Cargos diferidos	25,336	96,072
Intangibles		
Software	30,743	30,743
Licencias	11,170	11,170
Servidumbres	57,124	56,858
Derechos	43,244	29,137
Crédito Mercantil (3)	238,247	238,245
Menos – Amortización de intangibles	(78,021)	(70,715)
Total Intangibles	302,507	295,438
Diversos	3,731	3,253
Total diferidos y otros activos de largo plazo	331,574	394,763
TOTAL DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS	428,804	403,321

(1) Clasificación de largo a corto plazo del impuesto diferido.

(2) Corresponde principalmente al descuento de Col\$14,449 en la colocación de bonos realizada en diciembre de 2008 y la prima del contrato de estabilidad jurídica firmado con el Ministerio de Minas y Energía por Col\$6,427.

(3) Corresponde principalmente al crédito mercantil por Col\$103,631, generado en la compra del 60% de la empresa Consorcio TransMantaro S.A., y \$130,464 de la compra del 34% de TRANSELCA S.A. E.S.P. a través de una operación de intercambio de acciones con ECOPETROL; este último no se amortiza, de acuerdo con lo establecido por el régimen de contabilidad pública, por ser TRANSELCA una compañía con vida indefinida.

INVERSIONES PERMANENTES - NETO

La composición de las inversiones permanentes, neto al 31 de diciembre, se detalla a continuación:

		2008	2007
Inversiones en acciones			
TRANSELCA S.A. E.S.P.	(1)	603,420	490,137
ISA Capital Do Brasil	(2)	701,933	820,724
REP S.A.		118,534	97,405
Consorcio TransMantaro S.A.		74,479	56,939
ISA Bolivia S.A.		30,730	26,242
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.		23,622	22,461
ISA Perú S.A.		15,106	13,906
Proyectos de Infraestructura del Peru S.A.C.	(3)	2,372	-
INTERNEXA S.A. E.S.P.		142,204	121,679
EPR S.A.		12,620	10,074
Interligação Elétrica de Minas IEMG	(4)	-	14,432
FEN S.A.	(5)	3	7,147
Electricaribe	(6)	12,114	9,766
Electrocosta	(6)	-	2,348
Total inversiones en acciones		1,737,136	1,693,260
Otras inversiones			
En derechos fiduciarios	(7)	977	3,778
Total inversiones permanentes		1,738,113	1,697,038
Provisión de inversiones permanentes	(8)	(3,063)	(5,387)
Total inversiones permanentes		1,735,050	1,691,651

(1) El aumento corresponde a los mejores resultados alcanzados y al superávit generado en la valoración de activos fijos.

(2) Variación de la inversión especialmente por el efecto de la revaluación del peso colombiano con respecto al real.

(3) Entrada en operación de Proyectos de Infraestructura del Perú -PDI-.

(4) Venta de acciones a la subordinada CTEEP.

(5) Venta de acciones y disminución del capital suscrito y pagado con efectivo reembolso de aportes a los accionistas, de acuerdo con lo aprobado por la Asamblea General de Accionistas de la FEN de fecha 13 de marzo y 7 de noviembre de 2008, respectivamente.

(6) Corresponde a acciones recibidas en dación de pago. Estas compañías se fusionaron al 31 de diciembre de 2007.

(7) Disminución generada por cancelación en el año 2008 del patrimonio autónomo constituido para garantizar el pago de la interventoría del proyecto UPME 1 de 2003, que entró en operación en diciembre de 2006.

(8) Provisión sobre inversiones de Electricaribe y la FEN por valoración al costo.



2. Política de Manejo de Inversiones

Alcance de la política de inversión

- Para las decisiones de inversión las empresas del grupo empresarial ISA tendrán en cuenta los criterios de ética, alineación con el direccionamiento estratégico corporativo y empresarial, respeto a la normatividad y manejo de riesgos.
- Se garantizará la transparencia en las distintas etapas de análisis y evaluación, decisión y seguimiento de las inversiones.
- Cada una de las empresas del grupo empresarial ISA realizará inversiones que permitan su crecimiento con rentabilidad.
- En la búsqueda de dicho propósito, se establecerán mecanismos para el análisis y evaluación que garanticen los criterios de universalidad e integralidad para las decisiones de inversión.
- Para monitorear la gestión y resultados, se contará con un mecanismo que permita garantizar el criterio de continuidad en el seguimiento de las inversiones a lo largo de su vida útil.

I. INVERSIONES QUE EXCEDEN EL 10% DEL TOTAL DE ACTIVOS DEL EMISOR

Teniendo en cuenta que las principales inversiones nuestras se concretan en adquisiciones de participaciones en el capital de otras compañías, a continuación presentamos un cuadro en el que se expone el valor de dichas inversiones con cierre a 31 de diciembre del año 2008, y el porcentaje que las mismas representaban en el activo nuestro:

	2008	% Activo Total ISA	2007	% Activo Total ISA
Inversiones en acciones ISA Matriz				
TRANSELCA S.A. E.S.P.	603,420	8.23%	490,137	7.72%
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	23,622	0.32%	22,461	0.35%
INTERNEXA S.A. E.S.P.	142,204	1.94%	121,679	1.92%
Electricaribe	12,114	0.17%	9,766	0.15%
Otras menores	980	0.01%	13,273	0.21%
Total Nacionales	782,340	10.68%	657,316	10.35%
ISA Capital Do Brasil	701,933	9.58%	820,724	12.92%
REP S.A.	118,534	1.62%	97,405	1.53%
Consorcio TransMantaro S.A.	74,479	1.02%	56,939	0.90%
ISA Bolivia S.A.	30,730	0.42%	26,242	0.41%
ISA Perú S.A.	15,106	0.21%	13,906	0.22%
Proyectos de Infraestructura del Peru S.A.C.	2,371	0.03%	-	0.00%
EPR S.A.	12,620	0.17%	10,074	0.16%
Interligação Elétrica de Minas IEMG	-	0.00%	14,432	0.23%
Total Exterior	955,773	13.04%	1,039,722	16.37%
Total Inversiones	1,738,113	23.72%	1,697,038	26.72%
TOTAL ACTIVO ISA MATRIZ	7,327,697		6,350,589	

J. RESTRICCIONES PARA LA VENTA DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN EL PORTAFOLIO DE INVERSIONES DEL EMISOR

Las siguientes son las restricciones que tenemos para la venta de los activos que conforman nuestro portafolio de inversiones, sus términos y condiciones:

1. Restricciones estatutarias

De conformidad con nuestros estatutos sociales, es atribución de la Asamblea General de Accionistas, válidamente reunida y en cumplimiento de la mayoría decisoria establecida en los estatutos de conformidad con la ley, "La venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de activos o bienes de ISA, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 15.0% de la Capitalización Bursátil de ISA, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de ISA, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones relacionadas, en un plazo de 12 meses corridos".

En nuestros estatutos igualmente se establece como función de la Junta Directiva que deberá ejercer debidamente constituida y con la mayoría de sus miembros exigida en los estatutos sociales de conformidad con la ley, "Deliberar y decidir sobre los siguientes aspectos: a) La venta, liquidación, transferencia a cualquier título o enajenación o arrendamiento de activos o bienes de ISA, en una o varias transacciones relacionadas, y cuyo monto sea superior a 5.0% y hasta un 15% de la Capitalización Bursátil de ISA, o la venta o transferencia en todo o en parte del establecimiento de comercio de ISA, ya sea a través de una sola operación o de una serie de operaciones, en un plazo de 12 meses corridos(...)".

Las demás ventas, enajenaciones, liquidaciones o transferencias de activos que no sobrepasen los montos indicados, podrán ser realizadas por el Gerente General dentro del ámbito de sus atribuciones.

Estas disposiciones estatutarias que hacen necesaria la autorización especial de los órganos sociales mencionados para la venta de los activos que conforman nuestro portafolio, se mantendrán hasta tanto nuestra Asamblea General decida modificarlas o eliminarlas.

K. PRINCIPALES INVERSIONES EN CURSO DE REALIZACIÓN

Las inversiones realizadas directamente por ISA Matriz para el 2009, se estiman en US\$65 millones. La mayor parte de ellas están concentradas en la actividad de transmisión la cual incluye repotenciaciones de activos ya existentes, inversiones en nuevas subestaciones, mantenimiento y reposición de activos existentes y en menor proporción en la red de fibra óptica.

Estas inversiones nos permiten cumplir con los índices de calidad exigidos, minimizando los costos de mantenimiento y operación de la red, y preservando la seguridad del personal, agregando con ello valor a la empresa. Estas inversiones serán y han sido cubiertas en algunos casos con el flujo de caja de la compañía y en otros casos con financiación y utilización del programa de bonos de deuda pública de ISA.

L. COMPROMISOS EN FIRME PARA LA ADQUISICIÓN DE INVERSIONES FUTURAS

En el marco del despliegue de la estrategia de crecimiento el grupo empresarial ISA adelanta permanentemente la evaluación de oportunidades de negocios a través de la participación



en licitaciones públicas internacionales así como en la evaluación de posibles adquisiciones y proyectos privados.

Actualmente el grupo empresarial ISA adelantará la evaluación de varias alternativas de inversión en la región para lo cual hemos presentado ofertas en firme para posibles negocios y/o adquisiciones que podrían ascender a un monto de inversión cercano a los US\$250 millones, aproximadamente. Los términos y condiciones de las ofertas son actualmente confidenciales y su materialización dependerá de la evolución de los procesos en curso. En el evento en que dichas ofertas se materialicen, el grupo empresarial ISA entregará oportunamente al mercado la información respectiva.

ISA ganó en Lima una convocatoria pública internacional promovida por Proinversión, con lo cual podrá desarrollar una línea de transmisión que unirá la ciudad de Trujillo con el distrito de Zapallal. El proyecto será desarrollado por una compañía cuya propiedad es de ISA y su socio del negocio de transmisión eléctrica en el Perú, Empresa de Energía de Bogotá.

La obra, que está enmarcada en el proyecto Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio, permitirá el abastecimiento oportuno y confiable de la energía disponible en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional –SEIN– hacia los departamentos ubicados en el Norte del país.

El contrato de concesión derivado de esta convocatoria, permitirá diseñar, financiar, construir, operar y mantener una línea de transmisión de energía de 543 kilómetros de extensión y sus subestaciones asociadas, obras que serán energizadas a 500 mil voltios. El contrato tendrá una vigencia de 30 años desde el momento en que sea puesto en operación el proyecto, lo cual se estima sea 30 meses luego del cierre del proceso.

Una vez en funcionamiento, el proyecto generará unos ingresos anuales cercanos a los US\$26 millones. En el futuro ISA consolidará dichos ingresos.

La Junta Directiva de ISA evaluará la posibilidad de que la materialización de esta nueva obra se realice a través del Consorcio TransMantaro, compañía cuyo capital accionario pertenece a las colombianas Interconexión Eléctrica S.A. –ISA– (60%) y Empresa de Energía de Bogotá –EEB–(40%). En caso de que la Junta Directiva de ISA lo apruebe, la decisión deberá ser ratificada por la Junta General de TransMantaro.

M. DESCRIPCIÓN DE LOS ACTIVOS FIJOS

Nuestros activos fijos a diciembre 31 de 2008 son los siguientes (cifras no consolidadas en millones de pesos):

	2008	2007
Inversiones permanentes	1,735,050	1,691,651
Deudores a largo plazo	29,017	34,690
Inventarios	60,891	56,586
Propiedades, planta y equipo, neto	2,442,825	2,487,376
Diferidos y otros activos	331,574	394,763
Valorizaciones	2,185,306	1,301,520
Total activo no corriente	6,784,663	5,966,586

Dentro de los activos fijos destacamos la cuenta “Propiedades, planta y equipo, neto”, la que a diciembre 31 de 2008 reportaba las siguientes cifras (cifras no consolidadas en millones de pesos):

	2008	2007
Propiedades, planta y equipo		
Redes, líneas y cables	2,070,898	2,064,013
Plantas y ductos	1,416,409	1,405,102
Edificaciones	57,390	53,980
Maquinaria y equipo	30,239	28,622
Equipo de comunicación y computación	21,915	22,227
Equipo de transporte, tracción y elevación	1,824	1,824
Muebles, enseres y equipo de oficina	12,733	13,139
Terrenos	19,697	19,697
Subtotal propiedades, planta y equipo	3,631,105	3,608,604
Menos depreciación acumulada	1,265,754	1,167,283
Menos provisiones	444	444
Total propiedades, planta y equipo en operación	2,364,907	2,440,877
Propiedades de Inversión		
Edificaciones	3,532	3,532
Menos depreciación acumulada	1,310	1,235
Total propiedades de inversión	2,222	2,297
Bienes no explotados		
Terrenos	71	71
Edificaciones	-	18
Construcciones recibidas en pago	8,895	8,895
Subtotal propiedades no explotadas	8,966	8,984
menos Provisiones	8,748	8,748
Total bienes no explotados	218	236
Construcciones en curso	51,956	35,716
Maquinaria, planta y equipo en montaje	23,522	8,250
Total propiedades, planta y equipo - Neto	2,442,825	2,487,376

Dentro de los activos fijos de nuestra compañía, por su importancia para el desarrollo de nuestras actividades de transmisión de electricidad destacamos nuestra red de transmisión, nuestras subestaciones y transformadores. En Colombia, participamos en el sector de transmisión de electricidad directamente y a través de nuestra subordinada TRANSELCA, operando redes de transmisión de electricidad que representan el 81.09% de los ingresos del STN (incluyendo ISA y TRANSELCA), y que se extienden a lo largo de la geografía colombiana, conectando los principales centros de generación y demanda.

A septiembre 30 de 2009, el 43.16% de nuestros activos consolidados están localizados en Colombia. Para consultar información relativa a nuestro grupo y a los activos fijos importantes en los demás países en los que operamos, sugerimos remitirse a la página de Internet www.isa.com.co para ver nuestros estados financieros consolidados, y el “Capítulo 3 – Aspectos relacionados con nuestra actividad de producción e ingresos operacionales – B. Nuestras principales actividades productivas y de ventas”.

A continuación presentamos una descripción de nuestros principales activos fijos en Colombia:

Red de Transmisión

Somos propietarios de 130 circuitos de transmisión que ascienden a 10,000 km de los cuales 2,399 km corresponden a circuitos de transmisión de electricidad de más de 230 kV, 7,476



corresponden a circuitos de transmisión de electricidad entre 220 kV y 230 kV y 124 km correspondientes a circuitos de transmisión de electricidad de menos de 220 kV. Junto con Transelca, nuestra red de transmisión comprende el 80.5% de las líneas de transmisión de electricidad del STN de 220 kV o más. A septiembre 30 de 2009, nuestra red tenía 12,672 MVA de capacidad de transformación (incluida capacidad de reserva) y un total de 4,177 MVAR de compensación (3,185 MVAR de compensación inductiva y 992 MVAR de compensación capacitativa). El promedio de disponibilidad de nuestra red de transmisión para el año 2008, excluyendo no disponibilidad como consecuencia de ataques terroristas, fue de 99.82%. Nuestra red de transmisión se administra a través de cuatro centros de transmisión de electricidad, ubicados en las regiones noroccidental, central, oriental y suroriental del país.

Hemos invertido aproximadamente Col\$912,585 millones en el período comprendido entre el año 2005 y 2009 para expandir nuestra red de transmisión de electricidad y esperamos gastar aproximadamente Col\$107,867 millones adicionales para el 2009. Ver "Capítulo V- Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor".

Subestaciones y Transformadores

Las subestaciones se utilizan para transformar electricidad de alta a baja tensión y viceversa, utilizando transformadores reductores (step-down) y elevadores (step-up). Las subestaciones generalmente contienen uno o más transformadores los cuales son los equipos encargados de disminuir o aumentar la tensión de electricidad. Adicionalmente, las subestaciones contienen equipos de conmutación (switching), protección y control. En una subestación grande se utilizan interruptores de circuito para interrumpir cualquier corto circuito o corrientes con sobrecargas que puedan afectar la red.

Actualmente poseemos y operamos 57 subestaciones ubicadas en Colombia.

El siguiente cuadro indica la información sobre subestaciones y transformadores nuestros, de TRANSELCA y de ambos y su capacidad de transformación a septiembre 30 de 2009:

Nuestros equipos

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500	11	19%	8,593	68%	2,502	60%
230	38	67%	3,980	31%	807	19%
<115	8	14%	98	1%	868	21%
Total	57	100.0%	12,671	100.0 %	4,177	100.0%

Los equipos de Transelca

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500		0%		0%		0%
230	12	27%	2,524	91%	80	100%
<115	32	73%	264	9%		0%
Total	44	100%	2,788	100%	80	100%

Nuestros equipos junto con los equipos de Transelca

Tensión (kV)	Número de Subestaciones	Porcentaje del total	Capacidad del transformador (MVA)	Porcentaje del total	Capacidad de compensación (MVA)	Porcentaje del total
500	11	11%	8,593	55%	2,502	59%
230	50	49.5%	6,504	42%	887	21%
<115	40	39.5%	362	2%	868	20%
TOTAL	101	100%	15,459	100%	4,257	100%

Fuente: ISA

N. PATENTES, MARCAS Y OTROS DERECHOS DE PROPIEDAD DEL EMISOR QUE ESTÁN SIENDO USADAS BAJO CONVENIOS CON TERCERAS PERSONAS, SEÑALANDO REGALÍAS GANADAS Y PAGADAS

A la fecha ningún derecho de propiedad intelectual está siendo usado bajo convenios con terceras personas distintas a nuestras compañías subordinadas. A la fecha ISA tiene suscrito contrato de licencia de la marca ISA con sus empresas subordinadas; TransMantaro, REP, ISA Perú, CTEEP, TRANSELCA, INTERNEXA e INTERNEXA S.A.

O. INFORMACIÓN SOBRE CUALQUIER PROTECCIÓN GUBERNAMENTAL E INVERSIÓN DE FOMENTO QUE AFECTE AL EMISOR

No existe protección gubernamental o inversión de fomento alguna que afecte a nuestra empresa.

P. OPERACIONES CON VINCULADOS, CELEBRADAS DURANTE EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR

1. Información general

En el curso ordinario de nuestros negocios participamos en transacciones con nuestras subordinadas y nuestros principales accionistas. Estas transacciones se celebran en términos y condiciones similares a aquellos que acordamos con partes no relacionadas.

Actualmente recibimos ingresos por: (i) servicios administrativos prestados a TRANSELCA, INTERNEXA y XM; (ii) por servicios de información tecnológica prestados a TRANSELCA, ISA Bolivia y REP; (iii) por servicios de consultoría relacionados con la operación y mantenimiento de los activos necesarios para la transmisión de energía, los cuales se prestan a REP, ISA Bolivia e ISA Perú; (iv) por poner a disposición de INTERNEXA nuestras instalaciones de fibra óptica y (v) por servicios de gerenciamiento de proyectos y servicios de construcción, los cuales se prestan a PDI, REP y TRANSELCA. El monto agregado de ingresos recibidos por estas operaciones a diciembre 31 en los años 2006, 2007 y 2008, fue de Col\$24,757 millones, Col\$28,474 millones, y Col\$32,547 millones, respectivamente. Adicionalmente recibimos ingresos operaciones con accionistas por concepto de: servicios de conexión prestados a ECOPETROL y EPM, de construcción a EPM, de transmisión de energía a EPM, de administración, operación y mantenimiento a EEB y EPM y de valoración y venta de bonos emitidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. El monto agregado de ingresos recibidos por estas operaciones a diciembre 31 en los años 2006, 2007 y 2008, fue de Col\$92,600 millones, Col\$113,047 millones, y Col\$146,581 millones, respectivamente.



En el año 2008 celebramos un convenio interadministrativo FAER No. 033 – ISA 4000744-2008, entre la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía y nosotros, para la administración del “Fondo de Apoyo financiero para la Energización de Zonas Rurales interconectadas” – FAER, por parte de ISA S.A. ESP, asignados al proyecto de electrificación rural “Construcción de redes de distribución eléctrica en media y baja tensión en las zonas rurales de los municipios de Majagual, San Marcos, Caimito, Sucre y Guaranda del departamento de Sucre” por parte del Comité de Administración del FAER. El monto agregado de los ingresos que percibiremos por concepto de este contrato asciende a Col\$2,724 millones, con un plazo de 20 meses.

Nuestros estatutos y prácticas corporativas establecen que las transacciones con partes relacionadas deben celebrarse a precios de mercado, respetando las disposiciones sobre precios de transferencia en caso de transacciones internacionales, lo que evita que nuestras utilidades puedan resultar afectadas.

2. Principales transacciones con vinculados económicos

Los principales saldos y transacciones con vinculados económicos (a 31 de diciembre) fueron los siguientes (cifras en millones de pesos):

Saldos del balance:

	2008	2007
Inversiones patrimoniales		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	603,420	490,137
ISA Capital Do Brasil	701,933	820,724
REP S.A.	118,534	97,405
INTERNEXA S.A. E.S.P.	142,204	121,679
Consorcio TransMantaro S.A.	74,479	56,939
ISA Perú S.A.	15,106	13,906
ISA Bolivia S.A.	30,730	26,242
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	23,622	22,461
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	2,372	0
Deudores		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	149	254
INTERNEXA S.A. E.S.P.	4,970	7,179
ISA Perú S.A.	111	159
REP S.A.	1,892	2,481
ISA Bolivia S.A.	1,735	719
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	396	262
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	1,103	-
TRANSNEXA S.A E.M.A.	29	-
Cuentas por pagar		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	231,005	222,938
ISA Capital Do Brasil	61,324	62,339
INTERNEXA S.A. E.S.P.	4,375	17,036
REP S.A.	68	143
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	814	793
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	279	-
INTERNEXA Perú	247	-
Transacciones patrimoniales		
Dividendos decretados a favor de ISA		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	18,297	23,945
REP S.A.	-	9,433
INTERNEXA S.A. E.S.P.	18,122	-
ISA Perú S.A.	2,089	1,936
Consorcio TransMantaro S.A.	-	8,406
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	753	-

Transacciones relacionadas con resultados:

	2008	2007
Ingresos		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	1,243	857
INTERNEXA S.A. E.S.P.	19,841	13,739
ISA Perú S.A.	1,819	1,785
ISA Bolivia S.A.	1,914	1,026
REP S.A.	3,548	9,086
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	2,753	1,981
Consorcio TransMantaro S.A.	205	-
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	1,410	-
INTERNEXA Perú (Ingresos operacionales)	146	-
INTERNEXA Perú (Ingresos no operacionales - Reintegro ingresos de ejercicios anteriores)	(894)	-
TRANSNEXA S.A E.M.A.	562	-
Gastos		
TRANSELCA S.A. E.S.P.	21,907	13,164
INTERNEXA S.A. E.S.P.	7,508	960
XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	6,411	5,527
REP S.A.	1,868	1,098
Consorcio TransMantaro S.A.	-	6
ISA Capital Do Brasil	3,616	3,985
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	297	-
Administradores (1)		
Honorarios de Junta Directiva	353	303
Salarios y prestaciones a directivos	5,351	4,943
Bonificaciones a directivos	1,066	1,173
Auxilios a directivos	406	653
Préstamos por cobrar a directivos	1,623	2,704

(1) El detalle de los conceptos percibidos por los directivos de la sociedad son:

Concepto	Directores (*)	Gerentes (**)	Total
Salario Integral	3,141	1,900	5,041
Auxilios (Educativo y salud)	194	57	251
Bonificaciones (Traslado temporal, por resultados y por dirección)	585	481	1,066
Vacaciones	180	130	310
Otros (Incapacidades y viáticos no variables)	88	67	155
Total devengados	4,188	2,635	6,823
Saldo de préstamos	848	775	1,623

* Se incluye dentro del concepto "Directores", a 28 directivos de la Empresa, cuyos cargos se procede a detallar:

Director Abastecimiento	Director Auditorías Operativas
Director Comercial	Director Contabilidad y Costos
Director CTE Noroccidente	Director CTE Suroccidente
Director CTE Centro	Director CTE Oriente
Director Desarrollo Organizacional	Director Ejecución Proyectos
Director Proyecto Vías	Director Gestión Filiales
Director Gestión Mantenimiento	Director Gestión Talento Humano
Director Informática	Director Ingeniería de Proyectos
Director Jurídico	Director Logística
Director Nuevos Negocios	Director Planeación Corporativa
Director Planeación Financiera y Tributaria	Director Planeación y Regulación
Director Proyección Corporativa	Director Recursos Financieros
Director Social y Ambiental	Director Gestión de la Operación
Director Proyecto Interconexión Panamá	Subgerencia Técnica



** Se incluye dentro del concepto “Gerentes”, a ocho directivos de la Empresa, cuyos cargos se procede a detallar: Gerente General, Secretario General, Auditor Corporativo, Gerente Finanzas Corporativas, Gerente Estrategia Corporativa, Gerente Proyectos de Infraestructura, Gerente Transporte de Energía y Gerente Administrativo.

Los convenios o contratos con sociedades subordinadas, para la adquisición de bienes y servicios tienen en cuenta los términos y condiciones y los costos que ISA usualmente utiliza con terceros no relacionados, es decir, las condiciones de mercado.

Desde el 1 de enero de 2004 se inició la aplicación de los precios de transferencia introducidos por la Ley 788 de diciembre de 2002. Éstos consisten en que las operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior deben ser consideradas a precios que se hubieran utilizado con terceros o partes independientes.

Cuentas por pagar a vinculados económicos:

A 31 de diciembre de 2008, dentro de las “cuentas por pagar” a vinculados económicos se destacan Col\$259.768 millones (2007: Col\$258,355 millones) correspondientes a préstamos recibidos de TRANSELCA S.A. E.S.P. e ISA Capital Do Brasil, con las siguientes condiciones:

Créditos Otorgados por Filiales	Fecha vencimiento	Tipo de interés	Saldo capital	Saldo intereses
Créditos otorgados por filiales locales				
TRANSELCA S.A. E.S.P.	30-Dic-12	DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	28,500	-
TRANSELCA S.A. E.S.P.	26-Dic-09	DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	31,908	5,191
TRANSELCA S.A. E.S.P.	07-Dic-12	DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	72,642	11,073
TRANSELCA S.A. E.S.P.	27-Dic-12	DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	12,537	1,870
TRANSELCA S.A. E.S.P.	07-Nov-12	DTF E.A. de diciembre 31 del año anterior	60,798	5,742
Total créditos con filiales locales			206,385	23,876
Créditos otorgados por filiales del exterior				
ISA Capital do Brasil	28-Dic-14	Libor 6M + 3%	53,383	8,171
Total créditos con filiales extranjeras			53,383	8,171
Total créditos con filiales			259,768	32,047

Q. CRÉDITOS O CONTINGENCIAS QUE REPRESENTEN EL 5% O MÁS DEL PASIVO TOTAL DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL ÚLTIMO EJERCICIO

Dentro de los créditos que representan el 5% o más del pasivo total de nuestros estados financieros consolidados del último ejercicio fiscal se encuentran los siguientes con su respectivo detalle al 31 de diciembre de 2008:

Empresa	Línea de crédito	Moneda	Tasa de interés %	2008 (millones de pesos)	Fecha último pago
CTEEP	BNDES	BRL	TJLP + 2.3%	582,130	19-Nov-2015
ISA Capital do Brasil	Bonos	US\$	7.88%	449,489	19-Ene-2012
ISA Capital do Brasil	Bonos	US\$	8.80%	795,591	19-Ene-2017

De igual manera informamos que a diciembre 31 de 2008 no hay eventos que individualmente signifiquen una contingencia que supere el 5% del pasivo total de nuestros estados financieros consolidados.

R. OBLIGACIONES FINANCIERAS DE LA ENTIDAD EMISORA AL CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR

El resumen de las características de nuestras obligaciones financieras con corte a 30 de septiembre de 2009 se presentan en el siguiente cuadro:

Líneas de crédito (Millones Col\$)	Moneda	Tasa de interés	30-septiembre 2009	Fecha último pago
Obligaciones financieras nacionales				
BBVA	Col\$	DTF TA + 3.4% TA	66,667	27-Sep-10
BANCOLOMBIA	Col\$	DTF TA + 2.6% TA	70,000	29-Nov-10
DAVIVIENDA	Col\$	DTF TA + 3.88% TA	25,000	18-Jul-13
BBVA	Col\$	DTF TA + 3.89% TA	75,000	18-Jul-13
BAN-AGRARIO_1	Col\$	DTF EA + 4.50% EA	21,000	30-Dic-18
Total obligaciones financieras nacionales			257,667	
Obligaciones financieras del exterior				
Medio Crédito Centrale	Euro	Tasa Fija 1.75%	3,409	19-Jun-10
BIRF-3954-CO	US\$	Tasa Fija Tramos (6.32%)	351	15-Feb-11
BIRF-3955-CO	US\$	Libor 6 M + 0.28%	97,003	15-Oct-12
BNP Paribas	US\$	Libor 6 M + 0.345%	58,295	15-May-17
Total obligaciones financieras del exterior			159,058	
Total obligaciones financieras			416,725	

Las tasas que se utilizaron para la conversión de los valores a pesos colombianos de las obligaciones pactadas en moneda extranjera, son las siguientes:

- TRM 30/09/2009: Col\$1,922.00
- Euro 30/09/2009: US\$1,461.9

S. PROCESOS CONTRA LA SOCIEDAD EMISORA

Ver Anexo "Procesos en los Cuales es parte la Sociedad Emisora"

T. VALORES INSCRITOS EN EL REGISTRO NACIONAL DE VALORES Y EMISORES

En el siguiente cuadro se muestran los valores que a la fecha tenemos inscritos en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE):



Nombre del Título	Código Supervalores	No. Emisión	Inscripción RNVE. Resolución - Fecha	Inscripción B.V.C. Fecha	Monto Autorizado	Moneda	Última Calificación
Acciones Ordinarias	COAISAO00008	UNICA	615 28/08/2002	13/11/2002	N/A	N/A	N/A
Bonos de Deuda Pública Interna	COVISAP00002	200107	403 12/07/2001	13/07/2001	130,000,000,000	Col\$	AAA
Bonos de Deuda Pública Interna	COVISAP00010	200402	205 18/02/2004	18/02/2004	1,200,000,000,000	Col\$	AAA

U. TÍTULOS DE DEUDA EN CURSO QUE SE HAYAN OFRECIDO PÚBLICAMENTE Y SE ENCUENTREN SIN REDIMIR

1. Ofertas locales

Las características de los bonos en circulación y los saldos al 30 de septiembre, así como su plazo, tasa de interés y fecha de vencimiento, se presentan a continuación (cifras en millones de pesos):

Emisión	Serie	Plazo (Años)	Tasa de interés	2009-III	2008	2007	Fecha de vencimiento
Segunda	C	10	DTF + 2.5%	-	59,700	59,700	13-Abr-09
Segunda	D	10	IPC + 10%	-	30,879	30,879	13-Abr-09
Tercera	A	10	IPC + 8.10%	130,000	130,000	130,000	16-Jul-11
Programa Tramo 1		7	IPC + 7.0%	100,000	100,000	100,000	20-Feb-11
Programa Tramo 2		12	IPC + 7.3%	150,000	150,000	150,000	20-Feb-16
Programa Tramo 3		15	IPC + 7.19%	108,865	108,865	108,865	07-Dic-19
Programa Tramo 4 Lote 1		20	IPC + 4.58%	118,500	118,500	118,500	07-Abr-26
Programa Tramo 5		7	IPC + 4.84%	110,000	110,000	110,000	21-Sep-13
Programa Tramo 4 Lote 2		17	IPC + 4.58%	104,500	104,500	-	07-Abr-26
Tramo 6	A	6	IPC + 4.99%	150,000	-	-	02-Abr-15
Tramo 6	B	9	IPC + 5.90%	59,500	-	-	02-Abr-18
Intereses capitalizados				-	12,359	9,938	
Total bonos en circulación			1,031,365	924,803	817,882		
Total bonos en circulación a largo plazo			1,031,365	821,865	817,882		
Total bonos en circulación a corto plazo			-	102,938	-		

Los bonos causaron intereses durante el año 2008 por Col\$106,601 (2007: Col\$96,738) millones, los cuales fueron registrados como gasto financiero.

El siguiente es el detalle de los vencimientos por años de los bonos en circulación a 31 de diciembre de 2008 (cifras en millones de pesos):

Años	Capital	Intereses	Total
2009	90,579	12,359	102,938
2011 en adelante	821,865	-	821,865
	912,444	12,359	924,803

Otras características de cada una de las emisiones de bonos de nuestra compañía efectuadas con anterioridad al 31 de diciembre de 2008, son las siguientes:

Primera emisión de bonos

En 1998 lanzamos al mercado nuestra primera emisión de bonos, por un monto de Col\$130.000 millones, autorizada mediante resoluciones números 2400 y 2401 del 14 de octubre de 1998 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, con concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número UIP DCEI 05-20-98 del 3 de septiembre, y autorización de la Superintendencia de Valores, mediante resolución número 690 del 14 de octubre de 1998, con una calificación AAA (Triple A) de Duff & Phels de Colombia S.A. Inscribimos dichos bonos en las bolsas de Bogotá, Medellín y Occidente. A la fecha dicha emisión se encuentra totalmente saldada.

Segunda emisión de bonos

En 1999 lanzamos nuestra segunda emisión de bonos por un monto de Col\$180.000 millones, series A, B, C y D, autorizada mediante resolución número 0817 del 8 de abril de 1999 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número UIP DCEI 05-004-99 del 26 de marzo de 1999, y autorizada mediante resolución número 0285 del 9 de abril de 1999 de la Superintendencia de Valores, con una calificación AAA (Triple A) otorgada por Duff & Phelps de Colombia S.A. Los títulos se inscribieron en las bolsas de valores de Bogotá, Medellín y Occidente.

Al cierre de 2008 el saldo era de Col\$102.938 millones; se vencieron y se pagaron las series A y B por un monto de Col\$107,432 millones. El saldo se incrementa debido a la capitalización de las series emitidas a IPC.

Tercera emisión de bonos

En el año 2001 lanzamos al mercado nuestra tercera emisión de bonos de deuda pública interna por valor de Col\$130,000 millones, con autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, mediante resolución número 370 del 10 de julio de 2001, concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación número DIFP-SC-02-00004-2001 del 21 de mayo de 2001. La inscripción anticipada en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios y la oferta pública fueron autorizadas por la Superintendencia de Valores, mediante resolución número 0403 del 12 de julio de 2001. Los títulos fueron calificados por Duff & Phelps de Colombia S.A. con calificación AAA (Triple A).

Programa de emisión de bonos

Nuestro programa de emisión de bonos fue autorizado por la Junta Directiva en reunión del 25 de julio de 2003, por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante resolución número 343 de febrero 11 de 2004, la cual fue posteriormente modificada y adicionada por la resolución número 427 de febrero 17 de 2004, y cuenta con el concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación, número SC-04-063-2003 del 4 de diciembre de 2003, y autorización de la Superintendencia de Valores, mediante resolución número 205 de febrero 18 de 2004. El cupo global del programa de bonos fue ampliado de Col\$450,000 millones a Col\$850,000 millones mediante autorización de la Junta Directiva en reunión del 29 de marzo de 2005, como consta en el Acta No.621, en la cual se autorizó ampliar el Programa en Col\$400,000 millones. El 30 de mayo de 2008, la Junta Directiva autorizó realizar la segunda ampliación del Programa de Bonos, como consta en el Acta 665, en Col\$350,000 millones más, para obtener un cupo total de Col\$1,200,000 millones.

El valor total emitido al cierre del año 2008, correspondiente a los seis tramos emitidos y que se presentan en la siguiente tabla, asciende a Col\$901.365 millones.



20 de febrero de 2004	Col\$100,000 millones
20 de febrerode 2004	Col\$150,000 millones
07 de diciembre de 2004	Col\$108,865 millones
07 de abril de 2006	Col\$118,500 millones
21 de septiembre de 2006	Col\$110,000 millones
04 de diciembre de 2008	Col\$104,500 millones
02 de abril de 2009	Col\$150,000 millones
02 de abril de 2009	Col\$59,500 millones

Este programa es totalmente desmaterializado. La custodia y administración de la emisión es realizada por el Depósito Centralizado de Valores de Colombia DECEVAL S.A. y el representante legal de los tenedores es Fiduvale S.A. La destinación de este programa es 50% a operaciones de manejo de deuda y el 50% restante a la financiación de flujo de caja y realización de inversiones. Nuestro programa de emisión y colocación de bonos de ISA cuenta con la calificación AAA, perspectiva negativa, de Duff & Phelps de Colombia S.A, según lo acordado en reunión del cinco de junio de 2009, lo que significa emisiones con la más alta calidad crediticia y con factores de riesgo prácticamente inexistentes.

A continuación presentamos información detallada de cada uno de los tramos emitidos:

- Febrero de 2004

El 20 febrero de 2004 colocamos entre los inversionistas bonos de deuda pública interna por Col\$250,000 millones. La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corfivalle S.A., Helm Securities S.A. y BBVA Valores Ganadero S.A. La colocación se realizó en dos tramos: el primero de ellos, por valor de Col\$100,000 millones a un plazo de siete años y tasa cupón del IPC + 7%, el segundo tramo, por valor de Col\$150,000 millones a un plazo de 12 años y tasa cupón del IPC + 7.3%.

- Diciembre de 2004

El siete de diciembre de 2004 colocamos el tercer tramo del programa de emisión de bonos por un monto de Col\$108,865 millones, a un plazo de 15 años, a través de una subasta realizada en la Bolsa de Valores de Colombia. Por primera vez un emisor público colocó un título de un plazo de 15 años con opción de prepago.

Esta emisión, que tiene fecha de vencimiento el siete de diciembre de 2019, contempla una opción de prepago que podemos ejercer a partir del octavo año con una prima del 4%, de 3% para el noveno, 2% para el décimo y 1% para los años 11 al 14. La emisión tuvo una tasa de corte del 7.19% y el monto total demandado ascendió a Col\$311,500 millones, lo que significó una sobredemanda del 286%.

La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corfivalle S.A. (68.13%), BBVA Valores Ganadero S.A. (23.21%) y Helm Securities S.A. (8.66%).

- Abril de 2006

El siete de abril de 2006 colocamos en el mercado local el primer lote del tramo cuatro del programa de bonos por un monto de Col\$118,500 millones a un plazo de 20 años, a una tasa cupón IPC + 4.58% con modalidad de pago semestre vencido. Esta emisión fue colocada a través de Subasta Holandesa realizada por la Bolsa de Valores de Colombia. Actuaron como agentes colocadores:

Correval, Corficolombiana y Helm Securities, alcanzando una demanda total de Col\$302,500 millones.

Estos bonos cuentan con una Opción de Prepago que podrá ser ejercida por nosotros a partir del año 10, contados a partir de la fecha de suscripción. El prepago de los bonos se hará mediante el uso de un precio de ejercicio, entendido como el valor que pagaremos por cada bono en caso de que haga uso de la opción de prepago.

- Septiembre de 2006

El 21 de septiembre de 2006 colocamos una emisión de bonos por un monto de Col\$110,000 millones, a un plazo de siete años, a través de una subasta realizada en la Bolsa de Valores de Colombia. Esta emisión, con vencimiento al 21 de septiembre de 2013, tuvo una tasa de corte del 4.84% sobre IPC y el monto total demandado ascendió a Col\$239,010 millones, lo que significó una sobredemanda de 2.17 veces. La colocación se efectuó bajo el esquema de subasta holandesa en la Bolsa de Valores de Colombia y tuvo como agentes colocadores a Corficolombiana (63.5%) y Correval (36.5%).

- Diciembre de 2008

El 4 de diciembre de 2008 ISA colocó el segundo lote del cuarto tramo de su programa de bonos por un monto de Col\$104,500 millones, con vencimiento el siete de abril de 2026 y una tasa de corte del 7.09% sobre IPC. El monto total demandado ascendió a Col\$163,500 millones, con una sobre demanda 1.63 veces. La emisión se realizó a través de subasta holandesa y en ella actuaron como agentes colocadores Citivalores, (71.77%), Valores Bancolombia (19.62%) y Correval (8.61%).

Abril de 2009

El 2 de abril de 2009 ISA colocó las series A y B del Lote Uno del Sexto tramo de su Programa de bonos con las siguientes características:

SERIE A6

Monto demandado: \$263.200 Millones
Monto adjudicado:\$150.000 Millones
Plazo: 6 años
Fecha de vencimiento: 2 Abr.2015
Tasa de colocación: IPC + 4.99%E.A.

SUBSERIE B9

Monto demandado: \$174.500 Millones
Monto adjudicado:\$59.500 Millones
Plazo: 9 años
Fecha de vencimiento: 2 Abr.2018
Tasa de colocación: IPC + 5,90% E.A.

El monto total demandado ascendió a \$437.600 millones y la demanda de la operación fue de 2.19 veces. La emisión se realizó a través de subasta holandesa y actuaron como agentes colocadores Correval (43.22%), Valores Bancolombia (29.81%) y Citivalores (26.97%).

2. Oferta de bonos de ISA Capital

Si bien no se trata de una emisión efectuada directamente por nuestra empresa, ni es la única emisión que han efectuado nuestras subordinadas, dados los compromisos que genera y la importancia para el grupo, consideramos importante incluir información sobre la emisión efectuada por una de nuestras subordinadas.

El 29 de enero de 2007 ISA Capital hizo dos ofertas simultáneas de bonos senior, según la Regla 144A/Reg. S, por un monto total de US\$554 millones. Las ofertas de bonos de ISA Capital consisten



en la emisión de bonos por un monto de US\$354 millones con vencimiento en el año 2017 y una tasa facial de 8.80%, y bonos por US\$200 millones con vencimiento en el año 2012 y una tasa facial de 7.88%. El interés sobre dichos bonos se acumula desde el 29 de enero de 2007 y será pagadero el 30 de enero y el 30 de julio de cada año, comenzando el 30 de julio de 2007.

El producido de las ofertas de bonos de ISA Capital se utilizó para el pago de algunos créditos provisionales que nosotros e ISA Capital habíamos suscrito para financiar la adquisición de nuestra participación de 37.46% en CTEEP.

Los bonos ofrecidos en las ofertas de bonos de ISA Capital se inscribieron en la lista oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y se negociaron en el mercado Euro MTF de dicha bolsa.

Las ofertas de bonos de ISA Capital están aseguradas actualmente por una garantía de primer grado sobre aproximadamente 56,49 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los contratos (indentures) que rigen las ofertas de bonos de ISA Capital contienen estipulaciones que entre otras cosas restringen la participación de ISA Capital en cualquier actividad comercial diferente a la de poseer acciones de capital de CTEEP. Además, dichos documentos contienen (i) limitaciones a la capacidad de ISA Capital y CTEEP para incurrir en endeudamiento adicional, vender activos, hacer pagos restringidos y (ii) causales de incumplimiento habituales en transacciones de estos tipos, incluidas aquellas por cambio de control.

V. GARANTÍAS REALES OTORGADAS A FAVOR DE TERCEROS

La siguiente es la información relacionada con las garantías reales que hemos otorgado a favor de terceros:

1. Las garantías y avales otorgados por ISA comprenden la entrega a título de prenda del 100% del valor de las acciones actuales y futuras en las subordinadas Red de Energía de Perú –REP–, ISA Perú e ISA Bolivia S. A. a favor de las entidades prestamistas de estas compañías. Estas fueron aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía, y requirieron el concepto favorable del Departamento Nacional de Planeación -DNP- y la resolución de autorización por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Para el caso de ISA Perú, el término de vigencia es por la duración de los créditos otorgados por FMO (Nederlandse Financierings Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden N.V.) e IFC el 24 de junio de 2002 (la fecha de vencimiento de estos créditos es el 15 de abril de 2014 y el 15 de abril de 2016, respectivamente), el crédito con FMO, cuyo saldo de deuda fue prepagado el 15 de octubre de 2007, la prenda de acciones a favor de dicha entidad ha sido levantada. La misma garantía está constituida en favor del Banco Interamericano de Desarrollo –BID– y la Corporación Andina de Fomento –CAF–, entidades prestamistas de ISA Bolivia bajo los créditos otorgados el 29 de abril de 2005 (la fecha de vencimiento de estos créditos es el 15 de febrero de 2019); y para garantizar diversos créditos bancarios de REP y los bonos en circulación emitidos por esta subordinada.
2. Adicionalmente se encuentra vigente la contragarantía otorgada por ISA a favor de la Nación el 22 de marzo de 1996, como contraprestación a la garantía dada por la Nación para contratar los créditos otorgados por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento –BIRF–. Esta contragarantía, cuyo propósito es asegurar a la Nación el reembolso de las sumas que tuviere que llegar a pagar, los gastos y costos que se causen en el evento en que el BIRF haga efectiva su garantía, consiste en la pignoración de los ingresos que le correspondan a ISA por el uso del STN hasta por el 120% del servicio semestral de la deuda que se origine en los contratos de crédito celebrados con el BIRF, incluidos capital, intereses y demás costos financieros que asuma la Nación derivados de la garantía otorgada por ella. Esta contragarantía y las

obligaciones derivadas de la misma tienen una duración igual a la garantía otorgada por la Nación a favor del BIRF, y se extiende hasta cuando sean cancelados en su totalidad dichos contratos al BIRF o la Nación, según el caso.

3. Si bien no se trata de una garantía otorgada directamente por nosotros, por su importancia resaltamos que las ofertas de bonos de ISA Capital descritas en la sección anterior (ver “Información sobre títulos de deuda en curso que se hayan ofrecido públicamente y se encuentran sin redimir – Oferta de Bonos de ISA Capital”), están aseguradas actualmente por una garantía de primer grado sobre el total de las acciones de CTEEP de propiedad de ISA Capital.
4. Garantía firmada en junio 29 de 2007, entre ISA como garante y el Banco Centroamericano de Integración Económica – BCIE, como beneficiario, de acuerdo con la cual ISA garantiza las obligaciones de la EPR bajo el contrato de crédito firmado entre el Banco Centroamericano de Integración Económica – BCIE, por valor de US\$40 millones, relacionado con la financiación del proyecto de SIEPAC. Se requiere mantener la garantía hasta el pago total del principal cuya fecha de vencimiento es el 29 de junio de 2027.
5. Garantía otorgada por ISA para atender las obligaciones de pago de una operación de arrendamiento financiero, leasing de infraestructura, otorgado por Leasing de Crédito a INTERNEXA S.A. El Monto corresponde al 75.04% del total de la operación, con un saldo a septiembre de 2009 de Col\$1,312 millones. La fecha de vencimiento es el 17 de septiembre de 2016.
6. Garantía de cumplimiento por parte ISA, de las obligaciones contraídas bajo el contrato ETESA GG-123-2007-ISA4500033541, cuyo objeto es elaboración de los prediseños e ingeniería básica para el proyecto Inteconexión Eléctrica Colombia- Panamá en HVDC y transferencia de tecnología para ISA y ETESA, con un saldo a septiembre de 2009 de US\$423,816. La fecha de vencimiento es el 28 de enero de 2010.
7. Garantía de cumplimiento de las obligaciones que le corresponden a ISA de conformidad con la Convocatoria Pública UPME-01-2007, con un saldo a septiembre 30 de 2009 de Col\$14.103 millones y vencimiento el 30 de septiembre de 2010.
8. Garantía firmada entre ISA y HSBC Colombia, con el objeto de garantizar el pago de un crédito otorgado a Inteligacao Eletrica Minas Gerais -IEMG-, inversión de ISA a través de CTEEP. El valor de la garantía es de US\$7 millones y con vencimiento el 12 de marzo de 2010.
9. Garantía firmada entre ISA y Banco de Bogotá, con el fin de garantizar el pago de un crédito otorgado a Inteligacao Eletrica Minas Gerais -IEMG-, inversión de ISA a través de CTEEP. El valor de la garantía es de US\$15 millones y con vencimiento el 13 de marzo de 2010.
10. Garantía otorgada por ISA y HSBC Colombia, para atender las obligaciones de pago del crédito otorgado por el Banco Bradesco a Interligacao Eletrica Norte e Nordeste -IENNE-, inversión de ISA a través de CTEEP. El saldo de la garantía a 30 de septiembre de 2009 correspondía a R\$58 millones. Su vencimiento es el 29 de marzo de 2010.
11. Garantía de validez, vigencia y cumplimiento de la oferta presentada por ISA en la convocatoria pública UPME 02-2008 Proyecto Bosque por valor de US\$1 millón, con validez hasta el 15 de enero de 2010.



12. Garantía de cumplimiento por parte ISA, de las obligaciones contraídas de conformidad con la Convocatoria Pública UPME 02-2008, Proyecto Bosque con un saldo a 30 de septiembre de 2009 de US\$3 millones y vigencia hasta el 20 de agosto de 2011.

W. EVALUACIÓN CONSERVADORA DE LAS PERSPECTIVAS DEL EMISOR.

1. Estrategia de crecimiento

La estrategia de crecimiento está enmarcada dentro de los lineamientos corporativos de la Política de Inversión y la MEGA.

ISA ha definido una Meta Grande y Ambiciosa –MEGA–, para direccionar el actuar del grupo empresarial en su continua agregación de valor durante la próxima década. Esta MEGA será una guía, tanto para la toma de decisiones como para motivar las acciones del día a día.

MEGA: “En el año 2016 el grupo empresarial ISA será una corporación de negocios de US\$3,500 millones de ingresos, de los cuales el 80% serán generados fuera de Colombia”. Para ello:

El grupo empresarial ISA será reconocido entre los tres primeros transportadores eléctricos de América, y el más grande de Latinoamérica, consolidando sus plataformas de Brasil y la región Andina y siendo un jugador relevante en otros países.

ISA estará presente en el 50% de los intercambios de energía entre los sistemas eléctricos de los países de Latinoamérica, a través de activos propios o con sistemas bajo su operación.

Por lo menos el 20% de los ingresos provendrá de negocios diferentes al transporte de energía eléctrica.

Habrá incursionado en otros negocios relacionados, tales como el transporte de gas, y proyectos de infraestructura.

Además de ser el mayor transportador de datos de la región Andina, habrá desarrollado mercados de futuros energéticos en Colombia y otros países.

Motivados por esta ambiciosa MEGA y para continuar en la senda de ser una de las compañías de transmisión de electricidad más importantes en América, una parte importante del nuestro crecimiento derivará de la expansión de este negocio en Latinoamérica, para lo cual seguiremos trabajando en consolidar la participación en los países donde tenemos presencia: Colombia, Perú y Brasil; y al mismo tiempo evaluando las oportunidades de crecimiento que se presenten para incursionar con este negocio en otros países de Latinoamérica.

Para materializar este crecimiento podemos participar en licitaciones, derechos de concesión, ampliaciones, refuerzos, conexiones, interconexiones internacionales y otros procesos que nos lleven a incrementar los activos de transmisión de electricidad. Así mismo, podemos considerar la compra de activos existentes de transmisión, en tanto sea consistente con nuestros estrictos criterios de inversión respecto de márgenes operacionales, retorno sobre el capital invertido, condiciones financieras, políticas y económicas aceptables y un marco reglamentario desarrollado.

En el negocio de Transporte de Telecomunicaciones continuaremos con la expansión de las redes de fibra óptica y fortaleciendo la operación en los países donde tenemos presencia, se buscarán fórmulas que permitan crecer en función del incremento del tráfico regional, el desarrollo de

nuevos productos y continuaremos viabilizando diferentes posibilidades para integrar nuestra red de telecomunicaciones con las de otros países de centro y Suramérica.

En el Negocio de Operación y Administración de Mercados, como una estrategia para incursionar en negocios menos intensivos y más eficientes en uso de capital, se planteó la diversificación de este negocio hacia otros sectores de la economía donde su operación sea similar a la del sector eléctrico y se puede aprovechar la capacidad de manejo de información, conocimiento y experiencia en las tecnologías de tiempo real y agregación de valor con que se cuenta.. Para ello la compañía explora las necesidades de transacción en sectores diferentes al nicho natural de la empresa. Otro de los retos importantes en este negocio es el desarrollo de mercados de futuros energéticos en Colombia y otros países.

Para obtener un mínimo de 20% de sus ingresos de negocios diferentes al Transporte de Energía Eléctrica, y con la decisión de convertirse en una corporación de negocios que gira alrededor del diseño, operación y construcción de sistemas de infraestructura lineal, decidió incursionar en el desarrollo de proyectos de infraestructura vial, tanto en Colombia como en otros países de Latinoamérica.

Basados en la confianza que se tiene en ISA, como una compañía seria, responsable y sólida, que cuenta con la experiencia necesaria para el desarrollo de grandes obras, se vienen analizando oportunidades en varios países para ingresar al desarrollo de proyectos de infraestructura vial y transporte de gas, donde muy seguramente, aspiramos a concretar algunos negocios.

2. Oportunidades de inversión en el mediano plazo

La identificación y seguimiento a las oportunidades de inversión que se presentan en los mercados, sectores y tipos de negocio objetivo del grupo empresarial ISA hacen parte de un proceso dinámico y permanente que le permite a la Organización ser un actor importante en el mercado energético Latinoamericano.

En la actualidad, están siendo evaluadas distintas alternativas de inversión para el Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica, que se concentran principalmente en Colombia, Perú y en Brasil, dada la plataforma organizacional con que cuenta el grupo empresarial ISA en estos países.

Colombia: el Gobierno Nacional proyecta inversiones en transmisión por US\$600 millones para los próximos 10 años, derivadas de la construcción de nuevos proyectos de generación adjudicados en las recientes subastas de energía firme y que a su vez requerirán de las respectivas conexiones al sistema de transmisión nacional, ofreciendo oportunidades de negocios en términos de extender y fortalecer la red de transmisión existente.

Perú: estimamos una inversión de US\$1,000 millones en los próximos tres años en ampliaciones, refuerzos y nuevos procesos de concesión.

Brasil: seguiremos atentos al desarrollo de subastas que nos permitan ampliar la infraestructura y consolidar nuestra posición en ese mercado, el plan decenal de energía 2007-2016 estima que la inversión requerida en transmisión de energía para los próximos años podría estar cerca de los US\$11 billones.

Adicionalmente se continuará viabilizando la integración de los mercados de energía entre los países de la región, como la interconexión eléctrica Colombia- Panamá.



Actualmente, además de los operadores tradicionales de transmisión de energía, nuestros competidores son en la mayor parte de las oportunidades presentadas, firmas constructoras puros y fondos de infraestructura, los cuales han iniciado su incursión en el sector, con grandes fortalezas financieras y tasas muy competitivas. Algunos de estos competidores tienen una visión de corto plazo de permanencia en el negocio.

En el negocio de Transporte de Telecomunicaciones, se analizan oportunidades para continuar extendiendo la red de fibra óptica y conectarla con otros países de Centro y Suramérica.

Perú: se extenderá la red hacia el Sur del país.

Chile: se está estructurando una nueva operación internacional con el operador de ese país.

Brasil: se adelantan actividades para poner en marcha operaciones en el estado de São Paulo.

Centroamérica: estamos acompañando la negociación que adelantan los socios del proyecto SIEPAC, con el propósito de contar con una importante infraestructura de fibra óptica que interconecte los seis países centroamericanos con Norte y Sur América.

ISA a través de XM está desarrollando en asocio con la Bolsa de Valores de Colombia, un sistema de negociación de derivados estandarizados con subyacente en energía eléctrica.

Pero el mayor reto que viene desarrollando ISA está en el desarrollo del negocio de las concesiones viales. Actualmente viene gestionando con el Ministerio de Transporte en Colombia el proyecto Autopistas de la Montaña, el cual tiene como propósito construir cuatro corredores en doble calzada de 900 km y operar y mantener 1,251 km de vías de esas mismas especificaciones. Las obras contarán con los aportes de la Nación, la Gobernación de Antioquia y la Alcaldía de Medellín. ISA, a través de un convenio interadministrativo, adelantará los estudios que determinarán la viabilidad técnica, legal y financiera de las obras; y si los estudios garantizan la viabilidad, se encargará de adelantar el proyecto.

Dentro de las alternativas de financiamiento que se proyectan para cubrir las inversiones futuras están los mercados de capitales de deuda, emisiones de acciones y las entidades financieras locales e internacionales tanto en Colombia como en cada país en el cual se proyecte la inversión. Y en algunas inversiones se ha considerado participación de fondos de capital privado y socios estratégicos.

CAPÍTULO V. COMENTARIOS Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN SOBRE LOS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN Y LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL EMISOR Y SUS SUBORDINADAS

Este capítulo debe ser leído junto con nuestros Estados Financieros y Estados Financieros Consolidados y las notas a ellos; favor remitirse a los Anexos, la descripción del negocio y demás información contenida en este Prospecto relacionada con nuestra compañía y nuestro grupo. Esta sección contiene declaraciones a futuro que implican riesgos e incertidumbres. Nuestros resultados reales pueden diferir sustancialmente de los que se discutieron en las declaraciones a futuro, como resultado de diversos factores, incluidos sin limitación, los señalados en factores de riesgo (Capítulo siete) y aspectos señalados en este prospecto. Al tomar una decisión de inversión, los inversionistas deben basarse en su propio examen que hagan de nosotros, los términos de esta oferta y la información financiera presentada en este documento.

A. TENDENCIAS, COMPROMISOS O ACONTECIMIENTOS CONOCIDOS QUE PUEDAN O VAYAN A AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LA LIQUIDEZ DEL EMISOR, SUS RESULTADOS DE OPERACIÓN O SU SITUACIÓN FINANCIERA

1. Aspectos Generales

Nuestro desempeño operacional y financiero está afectado principalmente por la disponibilidad de nuestros activos de transmisión de electricidad, gastos operacionales y de mantenimiento, gastos de capital y costo de capital.

El negocio de transmisión de electricidad requiere grandes recursos de capital y está sujeto a una regulación significativa por parte de los organismos nacionales que normalizan el sector eléctrico de los países donde operamos, principalmente a través de la determinación de ingresos regulados por dichas entidades regulatorias.

Nuestros resultados de las operaciones son afectados por factores internos y externos, incluidos:

- La revisión y ajuste de nuestros ingresos regulados por parte de las entidades nacionales regulatorias de electricidad de los países donde operamos;
- Las acciones tomadas, las normas expedidas y las políticas implementadas por las entidades nacionales regulatorias de electricidad de los países donde operamos;
- El control de nuestros costos operacionales y de los gastos operacionales y de mantenimiento;
- Variaciones en la rentabilidad en las inversiones en el sector de las telecomunicaciones que conforman alrededor del 3.5% del total de los ingresos de ISA.
- Fluctuación de las variables macroeconómicas.
- Legislación y regulación gubernamental en los países en los que operamos; y
- Condiciones económicas en los países donde operamos.

2. Ingresos Regulados

Nuestros resultados de operaciones están afectados significativamente por los cambios en nuestros ingresos regulados. Sustancialmente, todos nuestros ingresos se derivan de los ingresos regulados que recibimos de la disponibilidad de nuestros sistemas de transmisión de electricidad en los países donde operamos, hacia los sistemas nacionales interconectados localizados en esos países.

Recibimos nuestros ingresos regulados en forma de pagos mensuales de o en nombre de cada uno de los usuarios de nuestro sistema de transmisión de electricidad. Estos ingresos no están afectados por la oferta o la demanda de electricidad o por el volumen de electricidad consumida o transmitida a través de nuestra red de transmisión de electricidad. Nuestros ingresos regulados se ajustan sobre una base anual, semestral o mensual, según sea el caso, para tomar en cuenta cambios en la inflación, medida por los índices de precios al consumidor y al productor de los países donde operamos, de acuerdo con la metodología establecida en la regulación. Nuestros ingresos regulados pueden ajustarse además cuando dichas entidades regulatorias aprueban ciertos tipos de inversiones adicionales en activos de transmisión de electricidad.



Los ingresos por servicios de transmisión de electricidad corresponden a 84.60%, 84.03%, 85.35% y 83.23% de nuestro total de ingresos consolidados en los años con cierre a 30 de septiembre de 2009, 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 respectivamente.

A 30 de septiembre de 2009, derivamos 32.37%, 56.68%, 9.54%, y 1.41% del total de nuestros ingresos consolidados por servicios de transmisión de electricidad de nuestras operaciones en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia, respectivamente.

En Colombia, la CREG establece la metodología para determinar nuestros ingresos regulados. Recibimos dichos ingresos regulados de los comercializadores mensualmente a través de la aplicación de los cargos por uso por parte de XM. El monto de los ingresos a recibir por cada transmisor lo determina XM, actuando como administrador del SIC y liquidador y administrados de cuentas del STN. Los ingresos regulados están sujetos a reducciones en caso de incumplimiento de las metas de disponibilidad de nuestros activos de transmisión de electricidad y a aumentos por la entrada en operación de nuevos proyectos de transmisión que nos sea otorgados a través de licitaciones adelantadas por la UPME.

De conformidad con la Ley 143 de 1994, la CREG es la entidad encargada de establecer la metodología para el cálculo de los ingresos regulados que recibirán mes a mes las empresas de transmisión, así como los cargos por uso que se aplican a los agentes para el recaudo de los mismos.

La Ley 143 de 1994 exige que los ingresos regulados sean suficientes para cubrir los costos de inversión hechos por las compañías de transmisión eléctrica en los activos de transmisión, incluyendo un costo de capital asumido para dichas compañías y los costos incurridos para mantener, operar y administrar el STN. El esquema general de remuneración establecido por la Ley 143 está encaminado a asegurar que el sector de transmisión eléctrica colombiano como un todo sea operacional y financieramente viable.

En términos generales la metodología de remuneración de la transmisión en Colombia corresponde a un Esquema de Ingreso Regulado ("Revenue Cap"), en el cual el transmisor tiene una ingreso que nos afecta por las variaciones en la demanda de energía del sistema.

La metodología de remuneración de las empresas de transmisión es revisada periódicamente por el regulador, razón por la cual desde la definición de la transmisión de electricidad como actividad independiente en 1994, cuando fueron separadas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. La metodología vigente para calcular los ingresos regulados de los transmisores nacionales rige desde el año 2000 (año considerado por el regulador como un año de transmisión), y se mantuvo en el para el período vigente (2001 – 2009).

La determinación del ingreso de los transmisores nacionales en el esquema vigente requiere de la aplicación de cuatro resoluciones: la Resolución CREG 022 de 2001, que contiene la metodología de remuneración; la Resolución CREG 026 de 1999, que definió las unidades constructivas y los costos unitarios correspondientes (Valor de Reposición a Nuevo de cada activo); la Resolución CREG 061 de 2000, que establece las normas de calidad; y finalmente, la Resolución CREG 103 de 2000 que contiene la metodología para el cálculo de los cargos por uso aplicables a los comercializadores para el recaudo de los ingresos de los transmisores nacionales.

Es importante anotar, que la revisión a la que se hace mención corresponde sólo a los ingresos de los activos de transmisión nacional que no fueron objeto de las convocatorias públicas adelantadas por la UPME, las cuales durante los primeros 25 años de operación son remunerados

con base en el ingreso anual ofertado por el proponente para cada uno de estos años. Sólo a partir del año 26, estos activos se remuneran con base en la metodología de activos no sometidos a convocatoria.

Después de un proceso de revisión iniciado en el año 2005, la CREG expidió en febrero de 2009 la Resolución 011 de 2009, “Por la cual se establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”.

De acuerdo con información del regulador, esta nueva metodología iniciará su aplicación en los próximos meses. De acuerdo con las evaluaciones preliminares hechas por la Empresa, se espera que el ingreso se mantenga en los niveles actuales. Sin embargo, el resultado final sólo se conocerá una vez la CREG expida la Resolución particular para ISA con la aprobación de la base de activos a remunerar, a partir del cual el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a ISA, con la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009 y aplicando las compensaciones por calidad del servicio a que haya lugar conforme a lo establecido en esta misma Resolución. Un cambio importante en el nuevo esquema es que en una sola resolución se concentran todos los parámetros requeridos para la definición del ingreso de los transmisores nacionales, con excepción de la tasa de remuneración, cuya metodología de cálculo y valor para el nuevo periodo fue establecido en la Resolución CREG 083 de 2008 (“por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa”).

Como consecuencia de lo descrito anteriormente, a continuación describiremos la metodología vigente de remuneración de la actividad de transmisión para activos no sometidos a convocatoria, así como la nueva metodología, y adicionalmente, la metodología de remuneración de activos sometidos a convocatoria.

a. Ingresos regulados por activos sometidos a procesos de convocatoria

A la fecha de este Prospecto de Información, estos activos representan cerca del 20% del total de nuestros activos de transmisión de electricidad en el STN (participación con base en el Valor de Reposición a Nuevo de los Activos). Básicamente son cuatro proyectos de convocatoria, puestos en operación comercial en 2001 para el caso de los proyectos UPME 01 y 02 de 1999, y entre diciembre de 2006 y mayo de 2007, para los proyectos UPME 01 y 02 de 2003:

UPME 01 de 1999	Primavera – Guatiguará – Tasajero a 230 kV (en operación)
UPME 02 de 1999	Sabanalarga - Termocartagena a 230 kV (en operación)
UPME 01 de 2003	Primavera – Bacatá a 500 kV (en operación)
UPME 02 de 2003	Primavera – Bolívar a 500 kV (en operación)

Adicionalmente, ISA fue adjudicatario de otros dos proyectos de convocatoria, los cuales empezarán a recibir ingresos una vez entren en operación comercial entre 2010 y 2011.

UPME 01 de 2007	Conexión Porce a 500 kV (en construcción)
UPME 02 de 2008	Conexión El Bosque a 230 kV (en construcción)



Como se indicó en el numeral de “Expansión”, al proponente favorecido del proceso de convocatoria se le adjudica la construcción, operación y mantenimiento de los nuevos activos de transmisión de electricidad y es responsable de la ejecución de las inversiones necesarias para el desarrollo, construcción, puesta en marcha, mantenimiento y operación de dichos activos durante la totalidad del período de veinticinco (25) años a cambio de los ingresos regulados incluidos en la oferta del proponente. Expirado este período de veinticinco (25) años, a partir del año veintiséis (26) los ingresos regulados relacionados con los activos de transmisión de electricidad se calculan utilizando la metodología aplicable para el cálculo de los ingresos regulados aplicable a los activos no sometidos a convocatoria. Ver “ingresos regulados para activos no sometidos a convocatoria”.

El ingreso regulado adjudicado de los proyectos de convocatoria es ajustado anualmente al mes de diciembre del año inmediatamente anterior a con base en el PPI (Producer Price Index – Serie WPSSOP3200). Los ingresos son pagaderos mensualmente; razón por la cual el ingreso mensual corresponde a una doceava (1/12) parte del ingreso anual ofertado para cada año.

b. Ingresos regulados para activos no sometidos a convocatoria

En general estos activos comprenden la red de transmisión que se encontraba en operación al 31 de diciembre de 1999, y adicionalmente algunos proyectos que ya se encontraban en desarrollo en este momento, y que entraron en operación en una fecha posterior. A la fecha de este Prospecto de Información (octubre de 2009), estos activos representan cerca del 80% del total de activos de transmisión de electricidad de ISA en el STN (participación con base en el Valor de reposición a Nuevo de los Activos).

• Metodología vigente – Resoluciones CREG 022 de 2001

Nuestros ingresos regulados relacionados con los activos no sometidos a procesos de convocatoria (en general, activos en operación antes de enero de 2000), se calculan anualmente con base en una fórmula que tiene en cuenta:

- El valor de reposición a nuevo de los activos de transmisión (activo eléctrico), establecidos en la Resolución CREG 026 de 1999, los cuales se actualizan mensualmente en pesos con base en el índice de precios al producto (IPP). Estos costos unitarios y las unidades constructivas son objeto de revisión por parte del regulador en las revisiones periódicas que se han mencionado;
- Tasa de remuneración de nuestras inversiones en nuestros activos de transmisión de electricidad, que actualmente está en 9.00%;
- Una vida útil específica de dichos activos, que actualmente es de 25 años;
- Un porcentaje el valor de reposición a nuevo de nuestros activos para el reconocimiento de nuestros gastos administración, operación y mantenimiento operacionales ;
- Remuneración de nuestras inversiones en activos no eléctricos (porcentaje de lo que se reconoce por activo eléctrico); y,
- Las disminuciones en el ingreso debidas al incumplimiento de las metas de disponibilidad establecidas por la regulación para los activos del STN.

Estos ingresos regulados son calculados con base en la siguiente fórmula:

$$IA = VRN \times \left[\frac{IRR \times (1 + IRR)^N}{(1 + IRR)^N - 1} \right] \times (1 + ANE) + VRN \times AOM$$

$$IM = \frac{IA}{12} - C$$

IA	Es el Ingreso Regulado Anual.
IM.	Es el Ingreso Regulado Mensual
VRN	Es el valor de reposición de cada unidad constructiva establecidos en la Resolución CREG 026 de 1999. El VRN se expresa en dólares de los Estados Unidos de diciembre de 1997, los cuales deben ser convertidos a pesos colombianos a la tasa de cambio vigente en diciembre de 1999 y luego ajustados al mes de cálculo del ingreso con base en el IPP.
IRR	Es la tasa remuneración fijada por la CREG. La tasa vigente hoy en día es del 9.00%.
N	Vida útil de los activos de transmisión de electricidad fijada por la CREG en 25 años, en la metodología actual.
NEA	Porcentaje para la remuneración de activos en activos no eléctricos fijada por la CREG en 5.00%.
AOM	Porcentaje sobre el VRN para la remuneración de gastos de administración y operación y mantenimiento de sus activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por la CREG en el 2.50% por activos que están localizados en las áreas sin contaminación salina y en 3.00% para los activos localizados en áreas afectadas por contaminación salina (i.e. activos localizados en las áreas costeras cerca al océano) para compensar los costos adicionales de mantenimiento que estos activos requieren.
C	Es la disminución en el ingreso por el no cumplimiento con las metas de disponibilidad definidas por la CREG, de acuerdo con la metodología definida a través de la Resolución CREG 061 de 2000.

Para las subestaciones se reconoce un ingreso adicional para de los terrenos, equivalente al 8.50% del valor catastral del área típica en que la subestación está construida. Este terreno se remunera con base en las áreas típicas definidas por la CREG y el valor catastral de cada subestación reportado por cada transmisor.

Con relación a la asignación del pago de los ingresos de la transmisión, la Resolución CREG 103 de 2000 estableció que desde enero 01 de 2002, los generadores no realizarán pagos por cargos por uso, y los cargos por uso estarían asignados exclusivamente a los comercializadores de energía.

• Nueva Metodología – Resolución CREG 011 de 2009

De conformidad con la Resolución CREG 007 de 2005, las compañías de transmisión eléctrica, sus usuarios finales y todas las partes interesadas fueron informadas de la iniciación del proceso de revisión de ingresos por la CREG para determinar los nuevos criterios para la remuneración de los servicios de transmisión eléctrica por un nuevo período de cinco años, específicamente respecto de los activos no sometidos a convocatoria. Adicionalmente esta revisión incluye la revisión del esquema de calidad aplicable a todos los activos del Sistema de Transmisión Nacional.

De acuerdo con las bases de la revisión establecidas en la Resolución CREG 007 de 2005, el regulador enfocó esta revisión en todos los parámetros que intervienen en la remuneración de los activos: unidades constructivas, tasa de remuneración, activos no eléctricos, remuneración de terrenos, porcentaje de administración, operación y mantenimiento, y esquema de calidad del servicio.



Entre 2005 y 2009, el regulador interactuó con los transmisores, agentes del sector y terceros interesados solicitando información, desarrollando análisis técnicos sobre los diferentes parámetros que intervienen en el cálculo de la remuneración, y presentado y recibiendo comentarios sobre cada uno de estos estudios. Como resultado de la revisión, el regulador expidió inicialmente la Resolución CREG 110 de 2007, por la cual se ordenó “hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica”, el cual fue presentado por la CREG y analizado pro las empresas de transmisión, agentes y terceros interesados.

Posteriormente, y una vez analizados los comentarios recibidos, la CREG expidió la Resolución CREG 011 de 2009, “por la cual se establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”, y cuya aplicación iniciará en los próximos meses, de acuerdo con información del regulador, una vez sea aprobada por la CREG mediante resolución, la base de activos a remunerar a cada uno de los TN, para lo cual cada empresa reportó a la CREG su inventario con los activos que se encuentran en operación, clasificados por Unidad Constructiva.

Con la base de activos definida por la CREG el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los TN, con la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009 y aplicando las compensaciones a que haya lugar, conforme a lo establecido en la misma resolución.

En general, la metodología de remuneración se mantuvo (metodología de “Ingreso Regulado”), pero se revisaron los diferentes parámetros que intervienen la misma. Los principales cambios se resaltan a continuación:

- El porcentaje de administración, operación y mantenimiento se revisará anualmente con base en el gasto AOM real de la Empresa del año inmediatamente anterior.
- El esquema de calidad establece metas de disponibilidad más exigentes y adicionalmente incorpora la señal de energía no suministrada para el cálculo de compensaciones por indisponibilidad. Adicionalmente se establece responsabilidades explícitas al transportador relacionadas con la calidad de potencia.
- Las servidumbres de líneas de transmisión, que se remuneran en el esquema actual dentro de la componente de activo eléctrico, se remunerará ahora en forma independiente con base en las inversiones reales de las empresas en este concepto.
- Se revisaron los costos unitarios, se definieron algunas nuevas unidades constructivas, el valor de la tasa de remuneración y la vida útil de los activos de transmisión.

A continuación, presentamos la fórmula general para el cálculo de los ingresos de activos no sometidos a convocatoria. El detalle de la metodología está contenido en la Resolución CREG 011 de 2009.

Estos ingresos regulados son calculados con base en la siguiente fórmula:

$$IA = VRN \times \left[\frac{IRR \times (1 + IRR)^n}{(1 + IRR)^n - 1} \right] \times (1 + ANE) + VRN \times AOM$$

$$IM = \frac{IA}{12} - C$$

IA	Es el Ingreso Regulado Anual.
IM	Es el Ingreso Regulado Mensual.
VRN	Es el valor de reposición de cada unidad constructiva establecidos en la Resolución CREG 011 de 1999. El VRN se expresa en pesos de diciembre de 2008 y luego ajustados al mes de cálculo del ingreso con base en el IPP.
IRR	La nueva tasa de remuneración es de 11.50%, establecida en la Resolución CREG 083 de 2008.
N	Vida útil de los activos de transmisión de electricidad fijada por la CREG en 30 años para subestaciones, 40 años para líneas de transmisión (Resolución CREG 011 de 2009). Porcentaje para la remuneración de activos en activos no eléctricos fijada por la CREG en 5.00% (Resolución CREG 011 de 2009).
NEA	Porcentaje sobre el VRN para la remuneración de gastos de administración y operación y mantenimiento de sus activos de transmisión de electricidad, actualmente fijada por la CREG para cada transmisor nacional. Para el primer año de aplicación del esquema aplicará el porcentaje de referencia establecido con base el gasto real 2001 – 2007, y el ingreso de AOM 2008. Este porcentaje de referencia estimado por ISA, sujeto aún a aprobación por parte de la CREG, está en 3.13%.
AOM	Para el segundo año, y así sucesivamente, se revisará el porcentaje con base en el gasto real del año inmediatamente anterior, dentro de una franja establecida con base en el porcentaje AOM de referencia (entre 1% y 3.53%). El límite superior es el AOM de referencia más 0.4%
C	Es la disminución en el ingreso por el no cumplimiento con las metas de disponibilidad definidas por la CREG y la energía no suministrada, de acuerdo con la metodología definida a través de la Resolución CREG 011 de 2009.

Para las subestaciones se reconoce un ingreso adicional para de los terrenos, equivalente al 5.69% del valor catastral del área típica en que la subestación está construida. Este terreno se remunera con base en las áreas típicas definidas por la CREG y el valor catastral de cada subestación reportado por cada transmisor.

En líneas de transmisión, la remuneración de las servidumbres se hará en forma independiente con base en el valor anual de servidumbre reportado por cada transmisor nacional con base en las inversiones reales hechas en este concepto. La anualización se hace con base en la tasa de remuneración y vida útil de líneas de transmisión establecidas en la Resolución CREG 011 de 2009.

Ver Información sobre riesgos del emisor: “estamos sujetos a una extensa legislación y regulación gubernamental que puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera”.

c. Pago y asignación de los ingresos regulados

De conformidad con la Resolución CREG 103 de 2000, desde el 1º de Enero de 2002 los cargos de uso para el recaudo de los ingresos regulados de las compañías de transmisión de electricidad deben ser pagados por los comercializadores de electricidad en proporción a su demanda de electricidad.



De conformidad con el contrato (Mandato) suscrito por las compañías de transmisión de electricidad y XM, como administrador de la SIC y liquidador de los cargos por el uso del STN, XM expide mensualmente notas débito a los comercializadores de electricidad especificando la parte de los cargos de uso asignados para el pago a dichos comercializadores, y notas crédito para las compañías de transmisión de electricidad especificando los pagos que cada comercializador de electricidad debe hacer a dichas compañías de transmisión de electricidad. El monto total de dichos pagos deberá ser igual al monto de los cargos de uso por pagar a las compañías de transmisión de electricidad.

De conformidad con los contratos de conexión que hemos suscrito con cada usuario de nuestro sistema de transmisión de electricidad en relación con la conexión de dicho usuario a nuestro sistema de transmisión de electricidad, o Contratos de Conexión, a cada usuario del sistema le facturamos mensualmente por la conexión que tenga a nuestro sistema de transmisión de electricidad.

d. Sistema de garantía

Los pagos a cuenta de los cargos de uso que se les exige pagar a los comercializadores de electricidad por su uso del STN están garantizados sobre una base mensual mediante cualquiera de los siguientes instrumentos: (i) una carta de crédito de un banco; (ii) una garantía bancaria; (iii) para aquellos comercializadores que también son distribuidores de electricidad, la asignación de cuentas por cobrar de XM para pagos a dichas compañías por el uso de su red de distribución; (iv) pagos anticipados mensuales; o (v) pagos anticipados semanales. XM calcula el monto asegurado mediante estos instrumentos con base en la parte de los Cargos de Uso pagados por cada comercializador de electricidad respecto del mes anterior y lo ajusta semanalmente para reflejar la demanda real de electricidad en el mes relevante. Si un comercializador de electricidad no entrega un instrumento de garantía dentro de los 20 días siguientes a la fecha especificada por XM, XM notificará a la CREG y se solicitará a XM que reduzca el suministro de electricidad a dicho comercializador de electricidad, causando con ello una interrupción parcial del servicio para los usuarios finales de dicho comercializador de electricidad.

Si un comercializador de electricidad no hace el pago mensual a cuenta de los cargos de uso en su fecha de vencimiento, XM ejercerá inmediatamente sus derechos bajo el instrumento de garantía (sin necesidad de iniciar un proceso judicial) y asignará el dinero obtenido del ejercicio de tales derechos entre las compañías de transmisión de electricidad que constituyen el STN. Además, si un comercializador de electricidad no paga sus cargos de uso y su garantía sea insuficiente, XM tiene derecho a hacer efectivos los pagarés (después de diligenciar el monto los mismos) que el comercializador de electricidad entregó a XM cuando comenzó a negociar en el SIC.

e. Crecimiento económico

En Colombia luego de las destacadas tasas de crecimiento del PIB de 6.94% y 7.55% en 2006 y 2007, respectivamente de acuerdo con los datos del DANE, el desempeño económico develó el impacto de la crisis de los mercados internacionales sobre la economía colombiana, que por sus reformas estructurales fue una de las menos afectadas de la región, en esa línea fue la respuesta de la demanda de energía que según XM creció en 4.10%, 4.0% y 1.6% durante 2006, 2007 y 2008, la respuesta del 2008 es consecuente con el crecimiento del año, se espera para los próximos años que la demanda de energía tenga variaciones positivas como consecuencia de la reactivación económica de Colombia para la que se espera un crecimiento del 2.6% y el desempeño financiero internacional.

3. Comportamiento del último año de los ingresos operacionales

a. Presentación y comparación de nuestros estados de resultados consolidados

Según los PCGA colombianos, usamos el método de integración global para consolidar los resultados financieros de compañías sobre las cuales ejerzamos control, como se define en el Código de Comercio. Cuando se consolidan compañías sobre las cuales ejercemos control, el monto de nuestra inversión en esas empresas y la participación en sus utilidades (pérdidas) y flujos de efectivo se reemplazan por nuestra participación proporcional en los activos, pasivos, utilidades (pérdidas) y flujos de caja de la compañía. Además, las cuentas por pagar, las cuentas por cobrar de partes relacionadas y las transacciones entre miembros del grupo consolidado y las compañías bajo nuestro control se eliminan sobre una base prorrata, de conformidad con nuestra participación en la propiedad de esas empresas. La participación de terceros accionistas en la propiedad de esas compañías está representada por la participación minoritaria.

La siguiente discusión compara: (1) nuestros resultados de operaciones consolidados con cierre a 30 de septiembre de 2009 con los resultados con cierre a 30 de septiembre de 2008, (2) nuestros resultados de operaciones consolidados para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 con los resultados del año con cierre a 31 de diciembre de 2007, y (3) nuestros resultados de operaciones consolidados para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 con los resultados del año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Adicionalmente, en relación con nuestra consolidación de los estados financieros de CTEEP, en nuestros estados financieros hemos reclasificado los derechos e intereses de CTEEP con respecto a su contrato de concesión suscrito con ANEEL el 20 de junio de 2001 (el cual fue registrado como "propiedad, planta y equipos" en los estados financieros de CTEEP), y debido a dicha reclasificación tales derechos de concesión han sido registrado como activos intangibles. Como resultado, las sumas registradas como propiedad, planta y equipos en nuestro balance consolidado a diciembre 31 de 2008 y septiembre 30 de 2009, no incluyen Col\$4,072,344 millones y Col\$4,637,982 millones, respectivamente, en activos fijos de CTEEP y los gastos por depreciación asociados de CTEEP en relación con tales activos continuarán siendo registrados en nuestros Estados Financieros como amortización de activos intangibles a lo largo del término que queda de los derechos de concesión de CTEEP bajo el mencionado contrato.

Los montos reportados en pesos bolivianos, reales brasileños y nuevos soles peruanos se convirtieron a pesos colombianos usando la metodología funcional de tipo de cambio establecida por la NIC 21 de los Estándares Internacionales de Contabilidad, o IAS 21. De conformidad con esta metodología de conversión de moneda, los resultados financieros de nuestras subordinadas en Brasil para los cuales empezando en el año 2007 el real brasileiro es la moneda funcional están convertidos a pesos colombianos así: (i) los activos monetarios y no monetarios y los pasivos se convierten a la tasa de cambio vigente en la fecha del balance correspondiente, (ii) la participación de los accionistas en el capital se convierte a la tasa de cambio vigente al momento que el capital fue aportado o las utilidades retenidas, (iii) los ingresos y gastos se convierten a las tasas de cambio promedio vigentes en el periodo fiscal correspondiente, y (iv) el efecto de la conversión a pesos colombianos es incluido en patrimonio de los accionistas. Los resultados financieros de nuestras subordinadas en Perú y Bolivia tienen que ser convertidos a dólares estadounidenses antes de convertirlos en pesos colombianos. La conversión de pesos bolivianos y nuevos soles peruanos a dólares estadounidenses se efectúa de la siguiente forma: (i) los activos y pasivos monetarios se convierten a la tasa de cambio de la fecha del respectivo balance, (ii) los activos y pasivos no monetarios se convierten a la tasa de cambio vigente para el momento de la compra o causación, (iii) los ingresos y gastos se convierten mensualmente a las tasas de cambio promedio vigentes en el periodo fiscal respectivo, (iv) el efecto de la conversión se incluye en la determinación del patrimonio de los accionistas en el periodo fiscal respectivo bajo la partida "diferencia en cambio por conversión". Una vez los resultados financieros de nuestras



subordinadas bolivianas y peruanas han sido convertidos a dólares estadounidenses, la conversión a pesos colombianos se efectúa siguiendo las mismas reglas descritas anteriormente para la conversión de los resultados financieros de nuestras subordinadas en Brasil a pesos colombianos.

b. Principales partidas

Nuestros estados financieros han sido presentados de conformidad con los PCGA colombianos y con los principios contables y metodologías establecidas por la CGN y la SSPD. A continuación presentamos una descripción de las principales partidas relacionadas con nuestros estados de resultados consolidados:

i. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales están constituidos por los ingresos recibidos por la prestación de servicios que son parte de nuestro objeto social e incluyen los siguientes renglones:

- Servicios de transmisión de electricidad. Este renglón se refiere a (i) cargos de uso recibidos por nosotros a cuenta de nuestros ingresos regulados, (ii) el ingreso anual permitido recibido a través CTEEP en Brasil, y (iii) los ingresos regulados recibidos a través de TRANSELCA, ISA Perú, REP, TransMantaro e ISA Bolivia, en cada caso, en contraprestación por la disponibilidad de nuestro sistema de transmisión de electricidad y el de nuestras subordinadas para los usuarios de nuestros sistemas de transmisión de electricidad.
- Cargos por conexión. Esta partida se refiere a los pagos por los servicios de conexión que nosotros suministramos, los cuales constan de suministro de generadores, compañías de transmisión regional, compañías de distribución locales y clientes no regulados con una conexión física al STN, lo mismo que la construcción de líneas de transmisión de electricidad y subestaciones necesarias para dicha conexión.
- Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho). Este renglón se refiere a pagos recibidos por XM en contraprestación por la supervisión y coordinación del despacho de electricidad desde los generadores hasta los compradores de dicha electricidad.
- Servicios de Administración del Mercado Mayorista de Energía (STN-SIC). Este renglón se refiere a los pagos recibidos por XM en contraprestación por la administración del SIC y el recaudo de los cargos de uso y de los cargos por el uso del STR por parte de los comercializadores de electricidad, y la asignación de cargos de uso y cargos por el uso del STR entre compañías de transmisión y compañías de distribución de electricidad, respectivamente.
- Telecomunicaciones. Este renglón se refiere a los ingresos recibidos por INTERNEXA, INTERNEXA Perú y TRANSNEXA por la prestación de servicios de telecomunicaciones.
- Otros ingresos operacionales. Este renglón se refiere a pagos por servicios auxiliares a la transmisión de electricidad que nosotros y nuestras subordinadas suministramos en los países donde operamos, incluido el mantenimiento y operación de activos de transmisión de electricidad de propiedad de terceros, servicios de construcción, preparación de estudios de factibilidad relacionados con el desarrollo de nueva infraestructura de transmisión de electricidad y la operación mejorada de las líneas de transmisión.

ii. Costos y gastos operacionales

Los costos y los gastos operacionales constan de las siguientes partidas:

- **Costos operacionales.** Este renglón se refiere a los costos y gastos relacionados con la operación y mantenimiento de los activos de transmisión de electricidad nuestros y de nuestras subordinadas, y con la prestación de servicios de construcción y de telecomunicaciones, incluidos gastos personales, depreciación, amortización y seguros. Véase nota 21 a nuestros estados financieros consolidados.
- **Gastos administrativos.** Este renglón se refiere a los gastos administrativos y de ventas y a los costos operacionales y de mantenimiento nuestros y de nuestras subordinadas consolidadas, que no están relacionados directamente con la prestación de servicios de transmisión de electricidad, incluidos materiales, impuestos, depreciación, amortización, personal y otros gastos no relacionados directamente con la prestación de servicios de transmisión de electricidad.

iii. Utilidad operacional

La utilidad operacional corresponde a la diferencia entre los ingresos operacionales y los costos y gastos operacionales nuestros y de nuestras subordinadas consolidadas.

iv. Ingresos (gastos) no operacionales

Los ingresos (gastos) no operacionales constan de los siguientes renglones:

- **Ingresos no operacionales.** Este renglón se refiere a que no están directamente relacionados con nuestro objeto social y de partidas extraordinarias, e incluye:

Ingresos financieros: los ingresos derivados de intereses que recibamos nosotros y nuestras subordinadas consolidadas respecto a las cuentas por cobrar y préstamos entre compañías. También incluye el ingreso por diferencia en cambio en la valoración de las partidas del balance y el ingreso por la valoración de instrumentos derivados con fines de cobertura, principalmente el swap de ISA Capital do Brasil.

Otros ingresos: ingresos derivados de recuperaciones, partidas extraordinarias, ajustes de ejercicios anteriores y otros.

- **Gastos no operacionales:** este renglón se refiere a los gastos que no están directamente relacionados con el desarrollo de nuestro objeto social, e incluye:

Gastos financieros: intereses, comisiones, diferencia en cambio y otros costos en que se incurra en relación con transacciones financieras. También incluye el gasto por diferencia en cambio en la valoración de las partidas del balance y el gasto por la valoración de instrumentos derivados con fines de cobertura, principalmente el swap de ISA Capital do Brasil.

Gastos extraordinarios y otros: Costos y gastos de ejercicios anteriores, gastos por eventos extraordinarios y otros gastos no recurrentes en los que no se incurra como resultado de la operación de nuestro negocio.



v. Utilidad (pérdida) no operacional

La utilidad (pérdida) no operacional corresponde a ingresos no operacionales menos gastos no operacionales.

vi. Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta corresponde a la suma de nuestra utilidad operacional y nuestra utilidad (pérdida) no operacional.

vii. Provisión para impuesto de renta

Corresponde al gasto generado de aplicar a la renta líquida gravable la tasa nominal de acuerdo a la normatividad vigente en los países donde ISA tiene presencia.

Las leyes que son aplicables a nosotros y nuestras subordinadas en Colombia establecen que la renta gravable estaba sujeta a una tasa nominal de 33%. Para los años gravables 2007 y 2006 la tarifa del impuesto sobre la renta fue del 34% y 35%, respectivamente.

viii. Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de la participación minoritaria se refiere a nuestras utilidades y a las utilidades de nuestras subordinadas consolidadas después de impuestos, antes de dar efecto a la participación minoritaria de terceros accionistas de nuestras subordinadas consolidadas.

ix. Participación minoritaria

Este renglón representa la parte de nuestras utilidades y las de nuestras subordinadas consolidadas, asignadas a accionistas que posean menos del 50% de las acciones con derecho a voto de dichas subordinadas.

x. Utilidad neta

Este renglón se refiere a la utilidad neta nuestra y de nuestras subordinadas consolidadas después de deducir la participación minoritaria. De conformidad con los PCGA colombianos, la utilidad neta se calcula con base en contabilidad de causación. Ver "Información sobre riesgos del emisor - Bajo la ley Colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, en la cual podemos ser requeridos para pagar dividendos aún cuando no tengamos suficiente dinero en caja para efectuar dichos pagos".

xi. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula utilizando el promedio ponderado de las acciones en circulación de nuestro capital accionario durante un año dado. En 2008, dicho promedio correspondió 1,075,661,374 y en 2007 a 1,023,129,780.

c. Estados de resultados consolidados

- Periodo con cierre a 30 de septiembre de 2009, comparado con cierre a 30 de septiembre de 2008.

Tuvimos una utilidad neta por Col\$315,096 de millones para el periodo con cierre a 30 de septiembre de 2009, lo que representa un aumento del 73.37% comparado con Col\$181,744 millones para el mismo período en 2008. El incremento de Col\$133,352 millones es producto del aumento de 10.82% en los resultados operacionales y al mayor ingreso por diferencia en cambio, dado al comportamiento de las tasas en Colombia y Brasil.

En la tabla siguiente se resumen nuestros resultados de las operaciones consolidados con cierre a 30 de septiembre de 2009 y 2008:

Período con cierre a septiembre 30			
	2009	2008	Cambio (%)
INGRESOS OPERACIONALES			
Servicios de transmisión de electricidad	2,121,967	1,965,759	7.95
Cargos por conexión	219,742	184,855	18.87
Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)	27,991	23,614	18.53
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC)	20,029	22,463	-10.83
Telecomunicaciones	86,231	86,427	-0.23
Otros ingresos operacionales	32,130	37,064	-13.31
Total ingresos operacionales	2,508,090	2,320,182	8.10
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales	729,881	706,069	3.37
Gastos administrativos	354,603	329,497	7.62
Total costos y gastos operacionales	1,084,484	1,035,566	4.72
UTILIDAD OPERACIONAL	1,423,606	1,284,616	10.82
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no operacionales	669,920	513,201	30.54
Gastos no operacionales	911,039	822,662	10.74
UTILIDAD (PÉRDIDA) NO OPERACIONAL	(241,119)	(309,461)	-22.08
Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta	1,182,487	975,155	21.26
Provisión para impuesto de renta	400,150	349,600	14.46
Utilidad antes de participación minoritaria	782,337	625,555	25.06
Participación minoritaria	467,241	443,811	5.28
UTILIDAD NETA	315,096	181,744	73.37
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	292,93	168,96	

(en millones de pesos colombianos, excepto para utilidad neta por acción, que está en pesos colombianos)



- Año con cierre a 31 de diciembre de 2008 comparado con el año con Cierre a 31 de diciembre de 2007

Tuvimos una utilidad neta de Col\$236,593 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, lo que representó un aumento del 4.7% comparada con Col\$226,021 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento se debió principalmente a la utilidad operacional debido a un incremento en los ingresos del 12.2% y una disminución de los gastos en un 5.6%, el incremento en los ingresos se explica por: (i) Un crecimiento del IPP en Colombia y del IGPM en Brasil del 9.00% y del 9.8% respectivamente, lo que generó mayores ingresos en ISA, TRANSELCA y CTEEP, (ii) entrada en operación del proyecto de fibra óptica y del proyecto compensación Caño Limón en ISA, (iii) mayores ingresos en CTEEP derivados de la facturación a la Companhia Paulista de Força e Luz, (iv) entrada en operación de la filial Proyectos de Infraestructura del Perú – PDI-, de INTERNEXA Perú, (v) inicio de consolidación de resultados de TRANSNEXA por el 50% de la participación que se tiene en esta compañía del Ecuador, (vi) mayores ingresos en REP producto de la entrada en operación de la ampliación de la línea Zapallal – Paramonga- Chimbote, y los nuevos servicios de operación y mantenimiento a terceros, junto con la entrada en operación de la subestación Arboleda de ISA Bolivia, (vii) mientras que los gastos presentan una disminución, especialmente en gastos de personal en CTEEP, luego de la implementación de un plan de retiro voluntario en el 2006, (viii) menores provisiones por contingencias laborales en CTEEP, (ix) reducción de gastos de AOM en Transmanta como resultado de la absorción de los procesos de gestión por parte de REP, (x) menores amortizaciones del cálculo actuarial en ISA y Transelca respecto a la vigencia anterior considerando la aceleración de la amortización del pasivo pensional asociado a los beneficios extralegales, (xi) una disminución en ISA Capital do Brasil del gasto por amortización del crédito mercantil, como resultado de la reestructuración societaria de CTEEP.

La tabla siguiente resume nuestros resultados de las operaciones consolidados para los años con cierre a 31 de diciembre de 2008 y 2007:

>>

Año con cierre a diciembre 31

	2008	2007	Cambio (%)
INGRESOS OPERACIONALES			
Servicios de transmisión de energía	2,659,505	2,408,178	10.44
Cargos por conexión	269,967	234,024	15.36
Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho) MEM	32,369	28,844	12.22
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC-SID)	29,061	32,373	-10.23
Telecomunicaciones.	109,209	107,786	1.32
Otros ingresos operacionales	64,930	10,470	520.15
	3,165,041	2,821,675	12.17
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales	1,000,637	950,880	5.23
Gastos administrativos	448,256	584,492	-23.31
	1,448,893	1,535,372	-5.63
UTILIDAD OPERACIONAL	1,716,148	1,286,303	33.42
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no operacionales	793,867	1,081,662	-26.61
Gastos no operacionales	-1,261,921	-1,103,007	14.41
PÉRDIDA NO OPERACIONAL	-468,054	-21.345	2092.80
Utilidad antes de impuestos	1,248,094	1,264,958	-1.33
Provisión impuesto de renta	-434,723	-392,927	10.64
Utilidad antes de interés minoritario	813,371	872,031	-6.73
Interés minoritario	576,778	646,010	-10.72
UTILIDAD NETA	236,593	226,021	4.68
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	219,95	220,91	-0.43

(en millones de pesos colombianos, excepto para la utilidad neta por acción,
el cual está en pesos colombianos)

- Año con cierre a 31 de diciembre de 2007 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2006

Nuestra utilidad neta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fue Col\$226,021 millones, lo que representó un aumento del 50.21% comparado con Col\$150,469 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento principalmente fue el resultado (i) del efecto cambiario que generó un crecimiento importante de los ingresos de CTEEP, mediante los procesos de conversión de sus estados financieros de reales brasileiros a pesos colombianos, (ii) del reconocimiento en ISA de los ingresos de CTEEP en 2007, (iii) de ingresos originados por la entrada en operación de los proyectos de ISA, CTEEP, REP y TRANSELCA, (iv) del incremento de los ingresos de CTEEP por la actualización del Índice General de Precio de Mercado – IGPM-, indicador que se emplea para indexar los ingresos, (v) la reducción de ingresos por la renegociación contractual de tarifas realizada por INTERNEXA a sus clientes, (vi) La reducción de costos y gastos operacionales se debió a la gestión que se adelanta con los gastos de personal como resultado de la implementación de I Plan de Retiro Voluntario – PDV- desde el 2006 en CTEEP, incremento de costos y gastos en ISA y TRANSELCA asociados al reconocimiento del pasivo actuarial por beneficios extralegales a pensionados y mayores gastos asociados al pago de la contribución para la financiación de la



seguridad social – COFINS- y a los programas de integración social – PIS- de ISA Capital do Brasil, originados por los intereses sobre el capital propio recibidos de CTEEP.

La tabla siguiente resume nuestros resultados de las operaciones para los años con cierre a 31 de diciembre de 2007 y 2006:

Año con cierre a diciembre 31

	2007	2006	Cambio (%)
INGRESOS OPERACIONALES			
Servicios de transmisión de energía	2,408,178	1,678,272	43.49
Cargos por conexión	234,024	172,474	35.69
Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho) MEM	28,844	29,618	-2.61
Servicios de administración del mercado mayorista de energía (STN-SIC-SID)	32,373	25,133	28.81
Telecomunicaciones.	107,786	101,535	6.16
Otros ingresos operacionales	10,470	9,290	12.70
	2,821,675	2,016,322	39.94
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES			
Costos operacionales	950,880	688,361	38.14
Gastos administrativos	584,492	989,397	-40.92
	1,535,372	1,677,758	-8.49
UTILIDAD OPERACIONAL	1,286,303	338,564	279.93
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES			
Ingresos no operacionales	1,081,662	444,843	143.16
Gastos no operacionales	-1,103,007	-612,457	80.10
PÉRDIDA NO OPERACIONAL	-21,345	-167,614	-87.27
Utilidad antes de impuestos	1,264,958	170,950	639.96
Provisión impuesto de renta	-392,927	-63,665	517.18
Utilidad antes de interés minoritario	872,031	107,285	712.82
Interés minoritario	646,010	-43,184	-1395.95
UTILIDAD NETA	226,021	150,469	50.21
UTILIDAD NETA POR ACCIÓN	220,91	156,42	41.23

(en millones de pesos colombianos, excepto para la utilidad neta por acción, el cual está en pesos colombianos)

CAMBIOS SIGNIFICATIVOS EN VENTAS, COSTO DE VENTAS, GASTOS DE OPERACIÓN, COSTO INTEGRAL DE FINANCIAMIENTO, IMPUESTOS Y UTILIDAD NETA (CIFRAS CONSOLIDADAS)

1. Período con cierre a 30 de septiembre de 2009, comparado con e cierre a 30 de septiembre de 2008

a. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el período, con cierre a 30 de septiembre de 2009, fueron de Col\$2,508,090 millones, lo que representa un aumento del 8.10% sobre los ingresos operacionales de Col\$2,320,182 millones para el mismo periodo de 2008. Este aumento correspondió básicamente a los mayores ingresos de CTEEP e ISA Colombia.

- Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 84.60% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$2,121,967 millones, lo que significa un aumento del 7.95% comparado con Col\$1,965,765 millones para el mismo período de 2008. Este aumento fue principalmente el resultado de la consolidación de los estados financieros de las compañías de Brasil y Colombia. La participación por país fue del 56,68%, 32,37%, 9,54% y 1,41% de Brasil, Colombia, Peru y Bolivia respectivamente.

- Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros cargos por conexión para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 8.76% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$219,742 millones, lo que significa un incremento del 18.87% comparado con Col\$184,855 millones para el mismo período de 2008. Este incremento se debió principalmente a los mayores ingresos por este concepto en CTEEP, ISA y TRANSELCA.

- Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 1.12% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$27,991 millones, lo que significa un incremento del 18.53% comparado con Col\$23,614 millones para el mismo período de 2008.

- Servicios de Administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM– (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 0.80% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$20,029 millones, lo que significa una disminución del 10.83% comparado con Col\$22.463 millones para el mismo período de 2008.

- Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicaciones para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 3.44% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$86,231 millones, lo que significa una reducción del 0.23% comparado con Col\$86,427 millones para el mismo período de 2008.

- Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 representaron el 1.28% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$32,132 millones, lo que significa una disminución del 13.31% comparada con Col\$37,064 millones para el mismo período de 2008. Esta variación reflejó una disminución en los servicios técnicos, contratos de consultoría y servicios de construcción.

b. Costos y gastos operacionales

Los costos y gastos operacionales para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fueron de Col\$1,084,484 millones, lo que representa un aumento del 4.72% comparado con Col\$1,035,566 millones para el mismo período de 2008. Esta variación se debió principalmente a los factores que se describen a continuación.



- Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fueron de Col\$729,881 millones, lo que representa un aumento del 3.37% comparado con Col\$706,069 millones para el mismo período de 2008. El aumento en nuestros costos operacionales de Col\$23,812 millones se debió principalmente a la incorporación de Compañías a la información financiera consolidada, tales como INTERNEXA Perú y TRANSNEXA, además del incremento en gastos de personal y contribuciones e impuestos.

- Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fueron de Col\$354,603 millones, los cuales representan un aumento de 7.62% comparado con Col\$329,497 millones para el mismo período de 2008. Este aumento se debe fundamentalmente a los gastos de arrendamientos, contribuciones e impuestos, entre otros.

c. Utilidad operacional

La utilidad operacional para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fue de Col\$1,423,606 millones, lo que representa un aumento del 10.82% respecto de la utilidad operacional de Col\$1,284,616 millones para el mismo periodo de 2008, como resultado de los factores descritos anteriormente.

d. Ingresos (gastos) no operacionales

- Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizaron Col\$669,920 millones, lo que representa un aumento del 30.54% comparado con Col\$513,201 millones para el mismo período de 2008. Este aumento se dió como consecuencia de un mayor ingreso por diferencia en cambio, producto de la revaluación en Colombia y Brasil que afectó principalmente las obligaciones financieras de ISA Capital do Brasil e ISA Colombia.

- Gastos no-operacionales

Los gastos no operacionales para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizaron Col\$911,039 millones, lo que representa un aumento del 10.74% comparado con Col\$822,662 millones para el mismo período de 2008. Este aumento reflejó básicamente la pérdida en la valoración del swap en ISA Capital do Brasil, operación de cobertura realizada para cubrir los bonos emitidos por esta compañía.

e. Utilidad (pérdida) no operacional

Para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 tuvimos una pérdida no operacional por un total de Col\$241,119 millones, lo que refleja una disminución del 22.08% sobre la pérdida no operacional de Col\$309,461 millones para el mismo periodo de 2008. Esta disminución se originó principalmente por los resultado de los factores descritos previamente bajos los títulos "Ingresos no operacionales" y "Gastos no-operacionales".

- Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta e interés minoritario

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta e interés minoritario para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizó Col\$1,182,487 millones, lo que representa un incremento del 21.26% comparado con Col\$975,155 millones para el mismo período de 2008. Este incremento se debió a los resultados descritos anteriormente.

- Provisión para impuesto de renta

La provisión para el impuesto de renta para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizó Col\$400,150 millones, lo que representa un aumento del 14.46% comparado con Col\$349,601 millones para el mismo período de 2008. Este aumento se presentó principalmente por los mejores resultados de CTEEP, ISA (matriz) y REP.

- Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de la participación minoritaria para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizó Col\$782,337 millones, lo que representa un aumento del 25.06% comparado con Col\$625,555 millones para el mismo período de 2008, por los factores expuestos previamente.

f. Participación minoritaria

La participación minoritaria para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 totalizó Col\$467,241 millones, lo que representa un aumento de 5,28% comparado con Col\$443,811 millones para el mismo período de 2008. Este aumento se presentó principalmente por los mejores resultados de CTEEP, REP y TransMantaro.

g. Utilidad neta

La utilidad neta para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fue de Col\$315,096 millones, lo que representa un aumento del 73.37% sobre la utilidad neta de Col\$181,744 millones para el mismo período de 2008, por los factores discutidos previamente.

h. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009 fue de Col\$292.93 lo que representa un aumento del 73.37% sobre la utilidad neta por acción de Col\$168.96 para el mismo período de 2008, debido a los factores expuestos previamente.

2. Año con cierre a 31 de diciembre de 2008, comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2007

a. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 fueron de Col\$3,165,041 millones, lo que representa un aumento del 12.17% sobre los ingresos operacionales de Col\$2,821,675 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento obedece a (i) un crecimiento del IPP en Colombia y del IGPM en Brasil de 8.99% y de 9.8% respectivamente, que generó mayores ingresos en ISA, TRANSELCA y CTEEP, (ii) la entrada en operación de proyectos de fibra óptica y del proyecto Compensación Caño Limón, (iii) una recuperación de ingresos en CTEEP derivados de la facturación a la Companhia Paulista de Força e Luz, (iv) mayores ingresos en REP producto del crecimiento de la variable a la cual están indexados sus ingresos,



(v) la entrada en operación de la ampliación de la línea Zapallal – Paramonga- Chimbote, (vi) los nuevos servicios de operación y mantenimiento a terceros y la entrada en operación de la subestación Arboleda de ISA Bolivia).

- Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, representaron el 84.03% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$2,659,505 millones, lo que significa un aumento del 10.44% comparado con Col\$2,408,178 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento reflejó el crecimiento macroeconómico en Colombia y Brasil, la entrada en operación de varios proyectos, entrada en operación de amplexiones en el Perú y una nueva subestación en Bolivia.

- Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros cargos por conexión para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, representaron el 8,53% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$269,967 millones, lo que significa un aumento del 15.36% comparado con Col\$234,024 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento fue el resultado de nuevos contratos de conexión suscritos y entrada en operación de activos de conexión.

- Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 representaron el 1.02% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$32,369 millones, lo que significa un aumento del 12.22% comparado con Col\$28,844 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento reflejó un incremento en los cargos por despacho y coordinación incluidos en el presupuesto operacional de XM para el período aprobados por la CREG.

- Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM- (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008, representaron el 0.92% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$29,061 millones, lo que significa una disminución del 10.23% comparado con Col\$32,373 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento reflejó el incremento en los cargos de despacho y coordinación incluidos en el presupuesto operacional de XM para el período, aprobado por la CREG.

- Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicación para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, representaron el 3.45% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$109,209 millones, reflejando un aumento del 1.32% comparado con Col\$107,786 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este incremento se debió principalmente a que el tres de julio de 2007, INTERNEXA S.A. ESP, obtuvo la autorización del Ministerio de Transporte y Comunicaciones del Perú para la entrega en concesión de la prestación de los servicios portadores de larga distancia nacional e internacional por un periodo de 20 años, adicionalmente a la entrada en operación de proyectos de fibra óptica.

- Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, representaron un 2.05% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$64,930 millones, reflejando un aumento del 520.15% comparada con Col\$10,470 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento se origina por el ingreso de la compañía Proyectos de Infraestructura del Perú a los estados financieros consolidados, y a los servicios de construcción para terceros prestados por ISA.

b. Costos y gastos operacionales

Los costos y gastos operacionales para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, fueron de Col\$1,448,893 millones, lo que representa una disminución del 5.63%, comparado con Col\$1,535,372 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Esta disminución se debió principalmente a los factores que se exponen a continuación:

- Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, fueron de Col\$1,000,637 millones, los cuales representan un aumento del 5,23% comparado con Col\$950.880 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2007, corresponde a los costos asociados a los ingresos por servicios de construcción en Perú y Colombia y al incremento de materiales y mantenimientos en esta última.

- Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008 fueron de Col\$448,256 millones, los cuales representan una disminución del 23.31% comparado con Col\$584,492 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2007. La disminución corresponde a : (i) una menor amortización frente al 2007 porque en ese año se aceleró la amortización del pasivo pensional asociado a beneficios extralegales en ISA y TRANSELCA, (ii) se presentaron menores gastos en CTEEP asociados al plan de retiro voluntario, (iii) el año anterior se generaron mayores gastos en ISA Capital y CTEEP por gravámenes a los movimientos financieros, (iv) la disminución en la amortización se da especialmente por menor gasto de amortización crédito mercantil en ISA Capital a través de la reestructuración societaria de CTEEP, (v) se presenta una menor ejecución de gastos asociados a provisiones de contingencias laborales en CTEEP.

c. Utilidad operacional

La utilidad operacional para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, fue de Col\$1,716,148 millones, lo que representa un aumento del 33.42% respecto a la utilidad operacional de Col\$1,286,303 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2007, por los factores expuestos previamente.

d. Ingresos (gastos) no operacionales

- Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, totalizaron Col\$793,867 millones, lo que representa una disminución del 26.61% comparado con Col\$1,081,662 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2007. Esta disminución considera: (i) el mayor valor de la valoración del swap de ISA Capital asociado a la devaluación del real frente al



dólar, (ii) en el año 2007 se presentaron recuperaciones de provisiones de CTEEP, de acuerdo con la evaluación jurídica de asesores legales y (iii) el año anterior se obtuvieron ingresos de CTEEP relacionados con el Acuerdo CETEMEQ, adicionalmente, en el año se presentaron recuperaciones de pasivos laborales ajustados por cálculo actuarial y amortización crédito mercantil.

- Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 totalizaron Col\$1,261,921 millones, lo que representa un aumento del 14.41% comparado con Col\$1,103,007 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento corresponde principalmente a la diferencia en cambio de la deuda de ISA Capital y de ISA (matríz), asociado a la devaluación del real y del peso frente al dólar respectivamente, adicionalmente se presenta una disminución por concepto del impuesto predial y territorial urbano sobre los activos CETEMEQ de CTEEP.

e. Pérdida no operacional

Para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 tuvimos pérdidas no operacionales que totalizaron Col\$468.054 millones, lo que representa un aumento del 2.092,80% sobre nuestras pérdidas no operacionales de Col\$21.345 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Esta reducción fue principalmente el resultado de factores expuestos en las secciones anteriores "Ingresos no operacionales" y "Gastos no operacionales".

- Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, totalizó Col\$1,248,094 millones, lo que representa una reducción del 1.33% comparada con Col\$1,264,958 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007, por las razones indicadas previamente.

- Provisión para impuesto de renta

La provisión para el impuesto de renta para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, totalizó Col\$434,723 millones, lo que representa un aumento del 10.64% comparada con Col\$392,927 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007. Este aumento se genera por mayor utilidad fiscal y menor deducción especial por inversión en activos productivos en ISA.

- Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de participación minoritaria para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, totalizaron Col\$813,371 millones, lo que representa una reducción del 6.73% comparada con Col\$872,031 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007, por las razones expuestas previamente.

f. Participación minoritaria

La participación minoritaria para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, fue Col\$576,778 millones comparada con Col\$646,010 millones para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2007, lo que muestra una disminución del 10.72% como resultado de las menores utilidades en las empresas donde el grupo empresarial ISA no posee la totalidad de la propiedad.

g. Utilidad neta

La utilidad neta para el año, con cierre a 31 de diciembre de 2008, fue de Col\$236,593 millones, lo que representa un aumento del 4.68% sobre la utilidad neta de Col\$226.021 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007, por los factores discutidos previamente.

h. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el año con cierre a 31 de diciembre de 2008 fue de Col\$219.95 lo que representa una reducción del 0.43% sobre la utilidad neta por acción de Col\$220.91 para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007.

3. Año con cierre a 31 de diciembre de 2007 comparado con el año con cierre a 31 de diciembre de 2006

a. Ingresos operacionales

Los ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$2,821,675 millones, lo que representa un aumento del 39.94% sobre los ingresos operacionales de Col\$2,016,322 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento se debió principalmente a: (i) el efecto cambiario en los ingresos de CTEEP, (ii) el reconocimiento en ISA de los ingresos de CTEEP y TransMantaro, compañías adquirida en junio y diciembre de 2006 respectivamente, (iii) el reconocimiento de ingresos originados por la entrada en operación de proyectos de ISA, CTEEP, REP y TRANSELCA, (iv) el incremento en los ingresos de CTEEP por la actualización del Índice General de Precio de Mercado – IGPM- el cual se emplea para indexar los ingresos.

- Servicios de transmisión de electricidad

Los ingresos derivados de nuestros servicios de transmisión de electricidad para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 85.35% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$2,408,178 millones, lo que significa un aumento del 43.49% comparado con Col\$1,678,272 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento se preseto por: (i) el reconocimiento en ISA de los ingresos de CTEEP y TransMantaro, (ii) el reconocimiento de ingresos originados por la entrada en operación de proyectos de ISA, CTEEP, REP y TRANSELCA.

- Cargos por conexión

Los ingresos derivados de nuestros servicios de cargos por conexión para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 8.29% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$234,024 millones, lo que significa un aumento del 35.69% comparado con Col\$172,474 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento resulta del reconocimiento en ISA de los ingresos por conexión de CTEEP y nuevos contratos de conexión suscritos por ISA y TRANSELCA.

- Despacho y coordinación CND (Centro Nacional de Despacho)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de despacho y coordinación del CND (Centro Nacional de Despacho) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 1.02% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$28,844 millones, lo que significa una disminución del 2.61% comparado con Col\$29,618 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Esta disminución reflejó menores cargos por despacho y coordinación recibidos por nuestra subordinada XM.



- Servicios de administración del Mercado Mayorista de Energía –MEM- (STN-SIC)

Los ingresos derivados de nuestros servicios de administración del MEM (STN-SIC) para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 1.15% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$32,373 millones, lo que significa un aumento del 28.81% comparada con Col\$25,133 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Corresponde al incremento en los cargos de administración incluidos en el presupuesto para el periodo aprobado por la CREG.

- Telecomunicaciones

Los ingresos derivados de nuestros servicios de telecomunicación para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 3.82% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$107,786 millones, lo que significa un aumento del 6.16% comparado con Col\$101,535 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento reflejó un incremento en los ingresos por telecomunicaciones resultantes de nuevos contratos suscritos por INTERNEXA.

- Otros ingresos operacionales

Otros ingresos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 representaron el 0.37% de nuestros ingresos operacionales, totalizando Col\$10,470 millones, lo que significa un aumento del 12.70% comparado con Col\$9,290 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Corresponde a mayores ingresos de XM, TRANSELCA e ISA por otros servicios auxiliares: estudios, AOM, entre otros.

b. Costos y gastos operacionales.

Los costos y gastos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$1,535,372 millones, lo que refleja una disminución de 8.49% comparado con Col\$1,677,758 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento se debió principalmente a los factores que se exponen a continuación.

- Costos operacionales

Nuestros costos operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$950,880 millones, los cuales representan un aumento del 38.14% comparado con Col\$688,361 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento corresponde fundamentalmente a la inclusión del año completo de CTEEP, mientras que en el año 2006 se incluyó sólo a partir de la compra a finales del mes de junio.

- Gastos administrativos

Nuestros gastos administrativos para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fueron de Col\$584,492 millones, los cuales representan una reducción del 40.92% comparados con Col\$989,397 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Esta disminución se debe a la gestión que adelantada por el Grupo en optimizaciones y ahorros, principalmente en CTEEP para lo cual durante el 2006 dicha compañía implementó y reconoció en sus estados financieros los costos y gastos asociados con el Plan de Retiro Voluntario -PDV-.

c. Utilidad operacional

La utilidad operacional para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$1,286,303 millones, lo que representa un aumento del 279.93% sobre la utilidad operacional de Col\$338,564 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006, debido a los factores expuestos anteriormente.

d. Ingresos (gastos) no operacionales

- Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizaron Col\$1,081,662 millones, lo que representa un aumento del 143.16% comparado con Col\$444,843 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Se presentó un comportamiento favorable, originado principalmente por: Ingresos extraordinarios generados en CTEEP por el cierre de la negociación CETEMEQ, asociada a la venta de terrenos a Eletropaulo y recuperación de provisiones relacionadas a contingencias y actualización de pasivo pensional mediante cálculo actuarial y a la diferencia en cambio por actualización de la deuda.

- Gastos no operacionales

Los gastos no operacionales para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizaron Col\$1,103,007 millones, lo que representa un aumento del 80.10% comparada con Col\$612,457 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Esta variación corresponde a la valoración de la cobertura sobre bonos en ISA Capital do Brasil, cuyo afecto se compensa con el ingreso por diferencia en cambio generada por la deuda, adicionalmente se incluye el impuesto predial y territorial y urbano sobre los activos de CETEMEQ de CTEEP.

e. Utilidad (pérdida) no operacional

Para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 tuvimos pérdidas no operacionales que totalizaron Col\$21,345 millones, lo que refleja una reducción del 87.27% respecto de las pérdidas no operacionales de Col\$167,614 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Esta reducción fue principalmente el resultado de los factores expuestos previamente en las secciones "Ingresos no operacionales" y "Gastos no operacionales".

- Utilidad antes de la provisión para impuesto de renta

La utilidad antes de la provisión para impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizó Col\$1,264,958 millones, lo que refleja un aumento del 639.96% comparado con Col\$170,950 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006, por las razones expuestas previamente.

- Provisión para impuesto de renta

La provisión par el impuesto de renta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizó Col\$392,927 millones, lo que refleja un aumento del 517.18% comparada con Col\$63,665 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento se explica con los ingresos de la negociación con Eletropaulo y a los menores beneficios fiscales en la compra de activos productivos.



• Utilidad antes de participación minoritaria

La utilidad antes de participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizó Col\$872,031 millones, lo que representa un aumento del 712.82% comparado con Col\$107,285 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006, por las razones expuestas previamente.

f. Participación minoritaria.

La participación minoritaria para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 totalizó Col\$646,010 millones, lo que significa un aumento del 1,395.95% comparado con Col\$(43,184) millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006. Este aumento fue básicamente producto del mejoramiento en los resultados de las filiales en las cuales el Grupo ISA no posee la totalidad de la propiedad.

g. Utilidad neta

La utilidad neta para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$226,021 millones, lo que representa un aumento del 50.21% respecto de la utilidad neta de Col\$150,469 millones para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006, por las razones expuestas anteriormente.

h. Utilidad neta por acción

La utilidad neta por acción para el año con cierre a 31 de diciembre de 2007 fue de Col\$221 lo que representa un aumento del 41.61% respecto de la utilidad neta por acción de Col\$156 para el año con cierre a 31 de diciembre de 2006.

D. PASIVO PENSIONAL Y CARGA PRESTACIONAL

1. Pensiones de jubilación a cargo del emisor

De acuerdo con los contratos colectivos e individuales, la Compañía debe pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. El Instituto de Seguros Sociales -ISS- y las compañías administradoras de pensiones asumen la mayor porción de esta obligación, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos legales.

El valor presente de la obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, fue determinado con base en estudios actuariales de conformidad con regulaciones legales, y en especial con lo convenido en los contratos individuales y colectivos vigentes (Pacto y Convención). Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo actuarial fueron las siguientes:

	2008	2007
Tasa de interés real	4.80%	4.80%
Incremento futuro de las pensiones y sueldos	5.15%	4.77%
Número de personas cubiertos por el plan	444	450

Al 31 de diciembre de 2008, la empresa contaba con 619 (2007: 633) empleados activos, de los cuales 64 (2007: 90) se encuentran cubiertos por el régimen de pensiones previsto en los contratos colectivos e individuales, mientras que los restantes 555 (2007: 543) se encuentran bajo el régimen contemplado en la Ley 100 de 1993. El cálculo actuarial cubre al personal activo (64), personal jubilado (323), rentas postmortem o sustituciones pensionales (41), cuotas partes a cargo de ISA (12) y personal contingente: personal retirado con 20 o más años de servicio (4).

Al 31 de diciembre de 2008 se encuentra amortizado el 76.08% (2007: 81.35%) de la obligación proyectada del pasivo pensional para el pago de mesadas pensionales; la amortización está calculada con base en la metodología enunciada en la Resolución N° 356 del 5 de septiembre de 2007 emitida por la Contaduría General de la Nación. El movimiento del cálculo actuarial y del pasivo diferido, al 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

	Obligación proyectada	Costo diferido	Pasivo neto
Saldo al 31 de diciembre de 2005	97,484	16,298	81,186
Más incremento del cálculo actuarial	1,615	-646	2,261
Saldo al 31 de diciembre de 2006	99,099	15,652	83,447
Más incremento del cálculo actuarial	4,971	3,754	1,217
Saldo al 31 de diciembre de 2007	104,070	19,406	84,664
Más incremento del cálculo actuarial	9,141	7,671	1,470
Saldo al 31 de diciembre de 2008	113,211	27,077	86,134

Durante el año se efectuaron pagos de mesadas por Col\$10,737 (2007: Col\$10,258).

2. Beneficios extralegales otorgados por el emisor

Para la determinación del pasivo pensional, la Compañía incluyó los beneficios extralegales que reciben los pensionados, diferentes de los requeridos por normas legales. Esta práctica se adoptó, como medida de prudencia, desde el año 2005, procurando anticipar en este tema la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad -NIC-.

En la elaboración del cálculo se incluyeron los auxilios y beneficios extralegales contemplados en los contratos colectivos e individuales a que tienen derecho los actuales y futuros pensionados en rubros tales como: auxilio de educación, auxilio de salud (Planes complementarios y auxilio para gastos de salud) y aportes a pensión. Su cuantificación y su amortización fue la siguiente:

	Total pasivo 2008	Total pasivo 2007	Total amortizado Dic 2008	Total amortizado Dic 2007
Cotización vejez	3,975	4,925	3,975	4,925
Auxilio de estudio	2,183	2,067	2,183	2,067
Auxilio de salud	28,844	27,721	28,844	27,721
Total	35,002	34,713	35,002	34,713
Porcentaje de amortización			100%	100%

Hasta el año 2006, la metodología de amortización de los auxilios y beneficios era la misma utilizada para amortización del pasivo pensional; al 31 de diciembre de 2007, los auxilios y beneficios se amortizaron en un 100% logrando con ésto un mayor acercamiento a la norma internacional. Los registros contables para el reconocimiento de este pasivo y el gasto asociado se efectúan en cuentas independientes a las del cálculo actuarial.

3. Obligaciones laborales del emisor

Al 31 de diciembre, las obligaciones laborales comprendían (cifras en millones de pesos):



	2008	2007
Obligaciones laborales		
Cesantías e intereses	3,098	2,815
Vacaciones	1,514	1,383
Prestaciones extralegales	2,100	2,214
Otros	1,106	27
Total obligaciones laborales	7,818	6,439
Menos – porción de largo plazo	1,323	1,085
Obligaciones laborales de corto plazo	6,495	5,354

4. Cifras consolidadas

ISA, TRANSELCA y XM, de acuerdo con los contratos colectivos e individuales, deben pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. El Instituto de Seguros Sociales (ISS) y las compañías administradoras de pensiones asumen la mayor porción de esta obligación, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos legales.

El valor presente de esta obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, fue determinado utilizando estudios actuariales de conformidad con regulaciones legales, y en especial con lo convenido en los contratos individuales y colectivos vigentes (Pacto y Convención).

Para la determinación del pasivo pensional, ISA incluyó los beneficios extralegales que reciben los pensionados, diferentes de los requeridos por las normas legales. Esta práctica se adoptó como medida de prudencia desde el año 2005, procurando anticipar en este tema la aplicación de las Normas Internacionales de Contabilidad. El valor presente de este cálculo ascendió a Col\$35,002 millones (2007 Col\$34,713 millones) el cual se encuentra totalmente amortizado.

El valor presente de los beneficios por servicios médicos, auxilios educativos y de energía que reciben los pensionados en TRANSELCA por valor de Col\$48,824 millones se terminó de amortizar en el año 2008 con un efecto en resultados de Col\$9,243 millones.

Las principales estimaciones utilizadas para el cálculo actuarial fueron las siguientes:

Detalle	2008			2007		
	ISA	TRANSELCA	XM	ISA	TRANSELCA	XM
Tasa de Interés real	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%	4.80%
Incremento futuro de las pensiones y sueldos	5.15%	5.15%	5.15%	4.77%	6.00%	4.77%
Número de personas cubiertos por el plan	444	189	19	444	187	19

Al 31 de diciembre de 2008 se encuentra amortizado el 77.87% de la obligación proyectada del pasivo pensional para el pago de mesadas pensionales; la amortización está calculada con base en la metodología enunciada en la Resolución N° 356 del 5 de septiembre de 2007 emitida por la Contaduría General de la Nación.

El movimiento del cálculo actuarial y del pasivo diferido, al 31 de diciembre de 2008, es el siguiente:

	Total pasivo 2008	Total pasivo 2007	Total amortizado Dic 2008	Total amortizado Dic 2007
Saldo al 31 de diciembre de 2006	160,136	-22,887		137,249
Incremento cálculo actuarial	5,568	-1,567		4,001
Gasto pensiones jubilación año				13,810
Total gastos pensional en resultados				17,811
Pagos de pensiones				-13,810
Saldo al 31 de diciembre de 2007	165,704	-24,454		141,250
Incremento cálculo actuarial	12,353	-6,907		5,446
Gasto pensiones jubilación año				18,148
Total gastos pensional en resultados				23,594
Pagos de pensiones				-18,148
Pasivo pensional conmutado parcialmente			-8,042	-8,042
Saldo al 31 de diciembre de 2008	178,057	-31,361	-8,042	138,654

Por otra parte, al 31 de diciembre las obligaciones laborales consolidadas comprendían (cifras en millones de pesos):

Obligaciones laborales	2008	2007
Cesantías e intereses	4,763	4,499
Vacaciones	9,664	10,203
Prestaciones extralegales	6,266	6,882
Provisión Plan de retiro voluntario	13,994	30,216
Otros	2,074	1,149
Total obligaciones laborales	36,761	52,949
Menos porción de largo plazo	1,461	1,246
Obligaciones laborales de corto plazo	35,300	51,703

E. IMPACTO DE LA INFLACIÓN Y DE LAS FLUCTUACIONES EN EL TIPO DE CAMBIO

Si se tiene en cuenta que normalmente existe una alta correlación entre el comportamiento del IPP al que están indexados nuestros ingresos y el comportamiento del IPC al que están indexados algunos de nuestros gastos, puede decirse que la inflación de estos dos índices no afecta significativamente nuestra condición financiera y resultados de las operaciones. Aunque algunos de nuestros costos operacionales incrementan por aumentos en la inflación, tales aumentos son compensados y en algunos casos contrarrestados con los ajustes de nuestros ingresos regulados. Sin embargo, este ajuste podría no darse si desaparece total o parcialmente la correlación entre el IPC y el IPP en la economía colombiana o si existen diferencias temporales entre el momento en que incurrimos en costos incrementados y el momento en que recibimos los ingresos incrementados después del ajuste periódico de nuestros ingresos regulados.

Nuestra condición financiera esta afectada por fluctuaciones en el tipo de cambio y movimientos en las tasa de interés. A 30 de septiembre de 2009, del total de nuestra deuda consolidada tuvimos Col\$2,831,783 millones de deuda denominada en moneda extranjera y Col\$1,608,875 millones de deuda denominada en pesos colombianos, ajustadas con base en cambios en la TRM. Nuestras obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera disminuyeron sobre una base de pesos colombianos en 2007, 2008 y los primeros nueve meses de 2009, debido a la revaluación del peso colombiano frente al dólar estadounidense durante esos periodos.



En la medida en que incurramos en deuda adicional con tasas de interés que estén influidas directamente por las políticas monetarias de Colombia, los aumentos en las tasas de interés en Colombia podrían tener un impacto adverso sobre nuestros gastos por intereses y, en consecuencia, en nuestros ingresos netos (Ver “Capítulo siete – Información sobre riesgos del emisor - Una parte sustancial de nuestros ingresos consolidados está denominada en pesos colombianos, mientras que una parte considerable de nuestro endeudamiento consolidado está denominada en dólares estadounidenses y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Colombia”). Tenemos inversiones significativas en instrumentos financieros y depósitos bancarios con tasas que reciben la influencia directa de las políticas monetarias de Colombia. Por tanto, aumentos en las tasas de interés en Colombia pueden aumentar nuestros ingresos financieros, compensando con ello una parte del aumento en nuestros gastos financieros (Ver notas 3.3 y 23 de nuestros estados financieros consolidados a diciembre 31 de 2008).

La tabla siguiente muestra la tasa de inflación en Colombia para el período con cierre a 30 de septiembre de 2009, y los años con cierre a 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006.

	Con cierre a septiembre 30	Año con cierre a diciembre 31		
	2009	2008	2007	2006
Inflación	2.12%	7.67%	5.69%	4.48%

Fuente: DANE

Por otra parte, a 30 de septiembre de 2009, teníamos Col\$2,831,783 millones de obligaciones financieras denominadas en monedas extranjeras (principalmente reales brasileños (46.51% del total de nuestras obligaciones financieras) y dólares americanos (16.45% del total de nuestras obligaciones financieras). Adicionalmente, aproximadamente 47.26% del total de nuestros activos y 53.28% del total de nuestros ingresos está denominados en reales brasileños.

Las normas básicas existentes permiten la libre negociación de divisas a través de los bancos y demás intermediarios financieros, a tasas de cambio que fluctúan de acuerdo con la oferta y demanda del mercado de divisas. En el caso de la deuda, las operaciones de endeudamiento y de manejo de deuda en moneda local y extranjera requieren la aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a las tasas de cambio vigentes certificadas por la Superintendencia Financiera de Colombia, antes Superintendencia Bancaria. Las tasas de cambio utilizadas para la preparación de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2008 y 2007, expresadas en pesos colombianos, fueron las siguientes:

Moneda	Código	2008	2007
Dólar americano	USD	2,243.59	2,014.76
Euro EUR	3,119.04	2,961.29	
Pesos bolivianos	BOL	317.34	262.68
Nuevos soles	PEN	711.24	671.59
Real brasileño	BRL	961.68	1,137.45

La aplicación de las normas contables sobre ajustes por diferencia en cambio dio como resultado diferencias cambiarias en pesos, que fueron llevadas a las siguientes cuentas:

	2008	2007
Ingresos	378,908	497,887
Gastos	(719,057)	(169,124)
Total diferencia en cambio neta generada	(340,149)	328,763

Por otra parte, compramos equipo de proveedores extranjeros y por lo tanto, debemos pagar unas sumas cada año en monedas diferentes al peso colombiano, principalmente en dólares estadounidenses y euros. Teniendo en cuenta nuestro plan de inversiones actual, que puede ser revisado en el futuro, hemos estimado que aproximadamente el 15% de nuestros gastos de capital en el 2009 serán efectuados en dólares y euros. Por tal razón, las fluctuaciones en el tipo de cambio en los países en los que operamos hará que el valor en moneda local de dichos gastos fluctúe.

En septiembre 30 de 2009, el impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio resultó en un ingreso de Col\$384,280 millones, comparada con una pérdida de Col\$(75,810) millones en el mismo período del año 2008.

Instrumentos de cobertura

Para mitigar apropiadamente los efectos producidos por la incertidumbre de las variaciones cambiarias y de tasas de interés en sus resultados financieros, la Empresa ejecuta de manera sistemática su estrategia de cobertura de riesgos, mediante la cual se reduce la variabilidad en los flujos de caja asociados al servicio de la deuda.

Con relación al impacto por la variación del IPP, la Empresa emite deuda indexada al IPC (bonos), obteniendo así una cobertura importante en su estado de resultados siempre y cuando se conserve la correlación existente entre IPC e IPP.

Adicionalmente, hemos manejado los riesgos de fluctuaciones en el tipo de cambio y de tasas de interés a través de nuestra participación en los mercados de capitales locales de Colombia y Perú, y haciendo una cobertura de nuestra exposición en dólares en Brasil. Creemos que esta estrategia de manejo de riesgos ha mejorado nuestra estructura de deuda y el perfil de riesgo de la compañía. A septiembre 30 de 2009 teníamos un swap de moneda reales brasileños-dólares estadounidenses por Col\$1,053,721 millones.

El 12 de febrero de 2007, ISA Capital celebró contratos swap por US\$554 millones, con afiliadas de ABN Amro Bank N.V. y JPMorgan Securities Inc. para cubrir la exposición en dólares de principal de los Bonos de ISA Capital a 5 y 10 años. Bajo estos contratos, al vencimiento de los bonos ISA Capital pagará el principal de los bonos en reales brasileños convertidos a tasa de cambio pactada en los acuerdos Swap, ajustadas por inflación basándose en el IGPM más un "spread". Los swaps celebrados por ISA Capital no cubren su obligación de pagar intereses de los bonos. Hasta el momento, la compañía ha celebrado contratos forward para cubrir su exposición en dólares de los dos primeros pagos de intereses de bonos en julio 30 de 2007 y enero 30 de 2008. ISA Capital espera cubrir próximos pagos de intereses si las condiciones de mercado son favorables pero no se puede asegurar que tal exposición va a ser mitigada en el futuro.



F. PRÉSTAMOS E INVERSIONES EN MONEDA EXTRANJERA

1. Obligaciones financieras en moneda extranjera

a. Cifras del emisor

El saldo de las obligaciones financieras en moneda extranjera del emisor al 31 de diciembre de 2008, esta conformado así (cifras en millones de pesos):

Líneas de crédito	Moneda	Tasa de interés	2008	2007	Fecha último pago
Obligaciones financieras del exterior					
MEDIO CREDITO CENTRALE	EUR	Tasa Fija 1.75%	5,675	8,981	19-Jun-10
BIRF-3954-CO	USD	Tasa Fija Tramos (6.32%)	1,184	4,865	15-Feb-11
BIRF-3955-CO	USD	Libor 6 M + 0.28%	127,593	139,260	15-Oct-12
BNP PARIBAS ABN_AMRO Y JPMORGAN	USD	Libor 6 M + 0,345%	72,301	72,566	15-May-17
		Libor 6 M + Spread	112,180	402,952	18-Ene-09
Total obligaciones financieras del exterior			318,933	628,624	

A diciembre 31 de 2008, se tenía vigente un crédito con la ECA (Export Credit Agency) alemana para la financiación de bienes y suministros en subestaciones. Este empréstito cuenta con coberturas de riesgo político y comercial de la ECA alemana Euler Hermes y está contratado por US\$37.9 millones a una tasa Libor + 0.35% por diez (10) años. En 2008 se realizó abono a capital por valor de US\$3.8 millones (2007: US\$1.9 millones), restando un saldo por pagar de US\$32 millones, que se cancelarán en 17 cuotas semestrales iguales.

El 17 de julio de 2006, realizamos un contrato de empréstito por valor de US\$550 millones con los bancos ABN Amro y JP Morgan con el fin de adquirir el 50.1% de las Acciones Ordinarias de CTEEP a través de ISA Capital do Brasil. El 28 de diciembre de 2006, ISA prepago un tramo de dicho préstamo por valor de US\$350 millones; de esta forma la Compañía cumple con los compromisos pactados con las agencias calificadoras y los bancos prestamistas. El segundo tramo de dicho préstamo, por valor de US\$200 millones, fue sindicado con 10 bancos locales e internacionales por parte de ABN Amro y JP Morgan, demostrando la credibilidad en ISA de cada uno de los bancos participantes en el proceso de sindicación. Al 31 de diciembre de 2008 se adeudaba US\$50 millones y el 18 de enero de 2009 fue amortizado en su totalidad.

Al 31 de diciembre de 2008, nuestras obligaciones financieras comprendían saldos en las siguientes monedas:

		Saldos en moneda origen (1)		Saldos en moneda local (millones)	
MONEDA	Tasa de interés	2008	2007	2008	2007
Dólar americano	Libor + Spread BIRF	139,623	307,552	313,257	619,643
Euros (Antes liras)	Tasa fija 1.75%	1,820	3,033	5,676	8,981
Pesos colombianos	DTF + 2.60% a DTF + 4.5%	469,638	320,638	469,638	320,638
				788,571	949,262

(1) Los valores en moneda origen diferentes al peso colombiano se encuentran expresados en miles.

b. Cifras consolidadas

El saldo de obligaciones financieras en moneda extranjera del grupo al 31 de diciembre de 2008, está conformado así (cifras en millones de pesos):

Líneas de crédito	Moneda	Tasa de interés	2008	2007
BNDES	BRL	TJLP + 2.30%	582,130	457,320
Banco Safra	BRL	CDI + 3.00%		79,817
Banco Alfa	BRL	CDI + 3.85%		56,872
Banco do Brasil	BRL	CDI + 3.00%		11,468
BIRF-3955-CO.	USD	Libor + 0.53%	127,593	139,260
Banco de Crédito del Perú BCP	USD	Libor + 2.13%	61,146	62,280
BID	USD	Libor + 4.00%	56,176	55,251
CAF	USD	Libor + 5.00%	41,679	40,993
IFC	USD	6.10%	28,489	27,812
Scotiabank	USD	7.20%	26,923	
BIRF-3954-CO.	USD	6.32%	1,184	4,865
Mediocredito - Artigiancassa	EUR	1.75%	5,676	8,981
BBVA Banco Continental	USD	Libor + 1.45%	29,123	27,900
BNP Paribas	USD	Libor + 0.35%	72,302	72,566
ABN_Amro y JPMorgan	USD	Libor + 1.00%	112,180	402,952
Citibank N.A.	USD	Libor + 3.13%		48,441
HSBC	BRL	120.00% CDI	96,575	
ITAÚ	BRL	120.00% CDI	96,575	
Banco Real	BRL	CDI + 6.50%	39,754	
Total obligaciones financieras del exterior			1,377,505	1,496,778
Operaciones de cobertura				137

Al 31 de diciembre, las obligaciones financieras comprenden saldos en las siguientes monedas:

MONEDA	En moneda origen (en miles)		Saldos en moneda local (millones)	
	2008	2007	2008	2007
Dólar americano	248,171	437,928	556,795	882,320
Euro 1,820	3,033	5,676	8,981	
Reales brasileiros	848,967	532,311	815,034	605,477
Pesos colombianos	619,696	475,127	619,696	475,127
Total obligaciones financieras			1,997,201	1,971,905

2. Contratos de crédito significativos en moneda extranjera

Algunos de los contratos de crédito en moneda extranjera más significativos suscritos por nosotros se describen a continuación:

- (i) Contrato de crédito por US\$550 millones, celebrado el 17 de julio de 2006 con el ABN Amro Bank N.V. y JP Morgan Chase Bank N.A., como prestamistas, modificado el 1 de diciembre de



2006. Los desembolsos bajo este contrato tienen una tasa de interés Libor más un margen de 0.75%, 0.85% ó 1.00% anual. La fecha de vencimiento del tramo A correspondía el 18 de julio de 2009, pero fue prepagado el 18 de enero de 2009. El tramo B de este crédito por US\$350 millones, fue prepagado en diciembre de 2006.

- (ii) El Contrato de crédito subordinado ISA celebrado el 29 de diciembre de 2006 por una suma de hasta US\$182 millones con ABN Amro Bank N.V. y JPMorgan Chase Bank, N.A., como prestamistas. Los préstamos bajo esta línea de crédito generan intereses a una tasa igual a (i) Libor, más (ii) un margen de 2.50% anual. El vencimiento final de este crédito es 29 de agosto de 2007. Usamos el dinero proveniente de esta línea de crédito para financiar una parte de nuestras obligaciones de pago relacionadas con la adquisición de nuestra participación de 37.46% en la propiedad de CTEEP.
- (iii) Contrato de empréstito relacionado con el Proyecto de Desarrollo del Mercado de Energía, suscrito entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996, o el Primer Préstamo del BID. El monto total prestado bajo esta línea de crédito fue de US\$104,3 millones con una tasa de interés vinculada al Costo de Préstamos Calificados más un margen de 0.5%. La fecha final de pago está programada para el 15 de agosto de 2012.
- (iv) Contrato de empréstito (Préstamo en Moneda Única con Tasa Flotante) suscrito entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Desarrollo, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996. El monto total prestado bajo esta línea de crédito fue US\$145 millones con una tasa de interés LIBOR más un margen de 0.5% menos el margen promedio ponderado por debajo (o por encima) de la tasa LIBOR para depósitos de seis meses respecto de los pasivos euro-dólar del prestamista requeridos para financiar nuestro crédito. El vencimiento final de este préstamo es el 15 de octubre de 2012.
- (v) Contrato de empréstito suscrito entre BNP Paribas, como prestamista, y nosotros, como prestatarios, con fecha 3 de noviembre de 2005 en conexión con la financiación de suministros importados para la construcción de subestaciones de los proyectos UPME 01-2003 y UPME 02-2003. Los préstamos bajo esta línea de crédito fueron US\$33,949,000 (préstamo parte A) y EUR3,252,950 (préstamo parte B) con fondos suministrados por Euler Hermes Kreditversicherungs-Aktiengesellschaft. La línea de crédito tiene intereses a una tasa LIBOR (6 meses) más un margen de 0.35% anual. El vencimiento final de esta línea de crédito es de 10 años contados a partir de la fecha del último desembolso.
- (vi) Convención financiera suscrita entre el Instituto Centrale per il Credito a Medio Termine - Mediocredito Centrale (hoy Artigiancassa), como prestamista, y nosotros, como prestatarios, con fecha 30 de enero de 1990. Esta línea de crédito se suscribió originalmente por un monto total hasta de 35,230 millones de liras italianas, y desde junio de 2001 fue convertido a Euros por el monto pendiente de EUR\$10.92 millones. La línea de crédito tiene una tasa de interés de 1.75% anual, pagaderos al final de cada periodo de seis meses a partir de cada desembolso que se haga bajo el préstamo. El propósito de esta línea de crédito es financiar los bienes y servicios italianos en relación con el proyecto de expansión de las subestaciones eléctricas de San Carlos, Cerromatoso, Chinú y Sabanalarga. La República de Colombia garantizó el pago de US\$20.50 millones. El vencimiento final de este préstamo es el 19 de junio de 2010.

3. Inversiones en moneda extranjera

Al 31 de diciembre, teníamos los siguientes activos en moneda extranjera expresados en miles de dólares americanos equivalentes, dentro de los cuales se destaca la cifra de inversiones (cifras no consolidadas):

	2008	2007
Activos		
Activo corriente		
Efectivo	449	1,201
Inversiones en renta fija	43,105	31,657
Cuentas por cobrar	11,932	11,873
Total activo corriente	55,486	44,731
Activo no corriente		
Inversiones en moneda extranjera	455,897	516,053
Total activo no corriente	455,897	516,053
Total activos	511,383	560,784

4. Instrumentos de cobertura.

Ver: "Impacto de la inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio – Instrumentos de cobertura".

G. RESTRICCIONES ACORDADAS CON LAS SUBORDINADAS PARA TRANSFERIR RECURSOS A LA SOCIEDAD

Si bien no se trata de restricciones acordadas, a continuación encontrará el listado de los contratos de crédito suscritos por nuestras subordinadas en los que se limita su capacidad para distribuir dividendos en nuestro favor:

1. ISA Capital

El 29 de enero de 2007, ISA Capital realizó dos ofertas concurrentes (Regla 144A/Regulación S) de bonos senior por un monto total de US\$554 Millones, o las ofertas de bonos de ISA Capital. El vencimiento de los bonos correspondientes a las dos emisiones está previsto para los años 2012 y 2017. Las ofertas de bonos de ISA Capital están garantizadas con una prenda de primer grado sobre aproximadamente 56.49 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los documentos (indentures) que gobiernan dichas emisiones contienen compromisos que restringen la capacidad de ISA Capital para pagar dividendos al emisor hasta que los bonos sean pagados completamente, salvo en ciertos eventos específicos.

2. REP

El 1 de diciembre de 2006, REP celebró un contrato de crédito con el Banco de Crédito del Perú, quien actuó como prestamista, por una suma de hasta US\$34 millones. Este contrato establece ciertos compromisos y restricciones que incluyen la limitación a la distribución de dividendos, en caso de incurrir en alguno de los eventos de incumplimiento tipificados en el contrato. La fecha de vencimiento del crédito es el 1 de diciembre de 2016. Dicha restricción es aplicable igualmente en virtud de las emisiones de bonos llevadas a cabo por REP a partir del año 2003.



3. ISA Perú

El contrato de crédito celebrado con la Corporación Internacional de Financiamiento ("IFC") de fecha junio 24 de 2002, por una suma de hasta US\$18 millones, contiene un compromiso que restringe su capacidad para distribuir dividendos a la matriz, para cuya entrega se requiere obtener un valor mínimo del Indicador de Cobertura de Servicio de Deuda (DSCR) de 1.20, el cual debe ser calculado sobre estados financieros auditados del último año. En caso se requiera realizar entregas de dividendos sobre la base de estados financieros intermedios no auditados, dicho indicador deberá calcularse considerando los cuatro últimos trimestres del año, y se requerirá un waiver por parte de la entidad financiera. El vencimiento de este crédito es el 15 de abril de 2016.

4. Consorcio TransMantaro

El 6 de agosto de 2009, CTM celebró un contrato de crédito con el Banco de Crédito del Perú, quien actuó como prestamista, por una suma de hasta US\$20.6 millones. Este contrato establece dentro de sus restricciones, que CTM deberá abstenerse de distribuir dividendos, reducir capital o cualquier otra forma de distribución de utilidades (i) durante el periodo de construcción de la línea de transmisión Chilca – La Planicie – Zapallal, (ii) cuando se encuentre en mora de sus obligaciones contractuales con éste o con alguno de sus acreedores financieros; (iii) cuando incurra en un Evento de Incumplimiento tipificado como tal en el contrato.

La fecha de vencimiento del crédito es el 15 de mayo de 2017. Dicha restricción es aplicable igualmente en virtud de las emisiones de bonos llevadas a cabo por CTM.

5. ISA Bolivia

Los siguientes contratos de crédito celebrados por ISA Bolivia contienen compromisos que restringen su capacidad para distribuir dividendos a la matriz:

- (i) Contrato de crédito celebrado entre el Banco Interamericano de Desarrollo, como prestamista, e ISA Bolivia, como prestatario, de fecha abril 29 de 2005 por una suma de hasta US\$31 millones y enmienda a dicho contrato de crédito celebrada el 29 de agosto de 2008, para el otorgamiento de un segundo desembolso por US\$3.79 millones. El vencimiento de este crédito es el 15 de febrero de 2019.
- (ii) Contrato de crédito celebrado entre la Corporación Andina de Fomento –CAF-, como prestamista, e ISA Bolivia, como prestatario, de fecha abril 29 de 2005 por una suma de hasta US\$23 millones y enmienda a dicho contrato de crédito celebrada, 29 de agosto de 2008, para el otorgamiento de un segundo desembolso por US\$2.9 millones. El vencimiento de este crédito es el 15 de febrero de 2019.

Bajo los términos de los contratos de crédito celebrados por nuestras subordinadas en Perú y Bolivia en relación con la expansión o desarrollo de sus activos de transmisión de electricidad, la capacidad de dichas subordinadas para pagar dividendos y hacer otros repartos a nuestro favor ha sido restringida y sujeta a condiciones que incluyen alcanzar ciertos hitos en cuanto a terminación o cumplimiento de proyectos, cumplir con ciertos test financieros y no haber ocurrido incumplimientos o eventos de incumplimiento.

H. INFORMACIÓN SOBRE EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO AL FINAL DE LOS 3 ÚLTIMOS EJERCICIOS FISCALES

El nivel de endeudamiento de nuestro grupo al final de los de los 3 últimos ejercicios fiscales, se presenta en los siguientes cuadros:

1. Bonos en circulación

Emisión	Serie	Moneda	Plazo (Años)	Tasa de interés	Año vencimiento	2008	2007	2006
Primera	A	US\$	8	8.13%	2009	33,654	30,221	-
Primera	B	US\$	9	8.34%	2010	33,654	30,221	-
Segunda	A	US\$	8	6.00%	2011	22,436	20,148	-
Segunda	B	US\$	9	6.25%	2012	22,436	20,148	-
Segunda	C	Col\$	10	DTF + 2.5%	2009	59,700	59,700	59,700
Segunda	D	Col\$	10	IPC + 10%	2009	30,879	30,879	30,879
Tercera	Única	Col\$	10	IPC + 8.10%	2011	130,000	130,000	130,000
Primera	C	Col\$	10	IPC + 7.50%	2012	35,000	35,000	35,000
Primera	C	Col\$	10	IPC + 7.50%	2012	62,000	62,000	62,000
Primera	A	Col\$	7	IPC + 7.00%	2009	16,000	16,000	16,000
Primera	A	Col\$	7	IPC + 6.14%	2011	50,000	50,000	50,000
Primera	B	Col\$	12	IPC + 6.95%	2016	50,000	50,000	50,000
Primera	A	US\$	10	5.75%	2013	43,444	45,606	58,005
Segunda	Unica	PEN	10	VAC + 5.13%	2013	39,604	40,501	46,471
Tercera	A	US\$	12	7.75%	2016	26,124	25,749	43,880
Tercera	B	US\$	12	7.63%	2017	10,671	10,517	-
Quinta	A	US\$	10	Libor + 2.56%	2014	42,067	42,310	53,731
Tercera	A	US\$	12	5.88%	2019	17,770	17,125	-
Tercera	B	US\$	12	6.19%	2019	67,308	60,443	-
Cuarta	A	US\$	12	Libor + 0.75%	2019	43,264	43,318	-
Programa Tramo 1		Col\$	7	IPC + 7.00%	2011	100,000	100,000	100,000
Programa Tramo 2		Col\$	10	IPC + 7.30%	2016	150,000	150,000	150,000
Programa Tramo 3		Col\$	15	IPC + 7.19%	2019	108,865	108,865	108,865
Programa Tramo 4 Lote 1		Col\$	20	IPC + 4.58%	2026	118,500	118,500	118,500
Programa Tramo 5		Col\$	7	IPC + 4.84%	2013	110,000	110,000	110,000
Programa Tramo 4 Lote 2		Col\$	18	IPC + 4.58%	2026	104,500	-	-
Programa Tramo 1		US\$	5	7.88%	2012	449,489	402,952	-
Programa Tramo 2		US\$	10	8.80%	2017	795,591	713,225	-
Intereses capitalizados						12,359	50,233	7,708
Cobertura bonos						(128,189)	336,636	-
TOTAL						2,657,126	2,910,297	1,230,739



2. Obligaciones Financieras

Líneas de Crédito	Moneda	Tasa de Interés	2008	2007	2006
Obligaciones Financieras Nacionales					
BBVA	Col\$	DTF + 4.00%	96,638	96,638	96,638
BBVA	Col\$	DTF + 1.50% -3.40%	100,000	100,000	100,000
Bancolombia	Col\$	DTF + 2.60%	70,000	70,000	70,686
Davivienda	Col\$	DTF + 0.24% - 3.88%	25,000		48,000
BBVA	Col\$	DTF + 3.89%	75,000		
Banagrario	Col\$	DTF + 3.00%	30,000		
BBVA	Col\$	DTF + 4.25%	52,000		
Banagrario	Col\$	DTF + 4.50%	21,000		
Davivienda	Col\$	DTF + 1.50%		22,000	22,000
Citibank Colombia	Col\$	DTF + 3.05%		19,000	
ABN Amro Colombia	Col\$	DTF + 3.30%		13,000	829,621
BBVA	Col\$	DTF + 4.25%	837	837	
Banco de Occidente	Col\$	DTF + 4.00% - 5.50%	727		925
Bancolombia	Col\$	DTF + 3.50%	3,495	5,649	
Banco de Bogotá	Col\$	DTF + 3.50%	7,000		
Banco de Occidente	Col\$	DTF + 4.75%	6,000		
Davivienda	Col\$	DTF + 3.00% -4.05%	10,667	11,000	24,380
BBVA	Col\$	DTF + 5.50%	15,000	15,000	15,000
Bancolombia	Col\$	DTF + 1.93%	42,332	57,067	
Banco de Bogotá	Col\$	DTF + 4.73%	20,000	38,799	
Banco de Crédito	Col\$	DTF + 4.50%-5.75%	44,000	26,000	980
Bancolombia	Col\$	DTF + 3.50% - 5.50%	-	-	66,642
Corficolombiana	Col\$	DTF + 5.50%	-	-	4,000
Ministerio de Hacienda	US\$	Libor + 1.25%	-	-	920
Total obligaciones financieras nacionales			619,696	474,990	1,279,792
Obligaciones financieras del exterior					
BNDES	BRL	TJLP + 2.30%	582,130	457,320	-
Banco Safra	BRL	CDI + 3.00%		79,817	-
Banco Alfa	BRL	CDI + 3.85%		56,872	-
Banco do Brasil	BRL	CDI + 3.00%		11,468	-
BIRF-3955-CO.	US\$	Libor + 0.53%	127,593	139,260	180,603
BID 195 IC/CO	UAV	7.42%	-	-	155
Banco de Crédito del Perú BCP	US\$	Libor + 2.13%	61,146	62,280	76,119
BID	US\$	Libor + 4.00%	56,176	55,251	64,063
CAF	US\$	Libor + 5.00%	41,679	40,993	52,182
IFC	US\$	6.10%-8.75%	28,489	27,812	44,769
FMO	US\$	8.24%	-	-	17,969
Bancolombia Panamá	US\$	Libor + 5.75%	-	-	269
Scotiabank	US\$	7.20%	26,923		-
BIRF-3954-CO.	US\$	6.32%	1,184	4,865	14,036
Mediocredito - Artigiancassa	EUR	1.75%	5,676	8,981	12,542
Banco de Crédito del Perú	US\$	Libor + 4.00%	-	-	5,469
BBVA Banco Continental	US\$	Libor + 1.45%	29,123	27,900	-
BNP Paribas	US\$	Libor + 0.35%	72,302	72,566	73,325
ABN_Amro y JPMorgan	US\$	Libor + 1.00%	112,180	402,952	447,757
Citibank N.A.	US\$	Libor + 3.13%	-	48,441	-
HSBC	BRL	120.00% CDI	96,575	-	-
ITAÚ	BRL	120.00% CDI	96,575	-	-
Banco Real	BRL	CDI + 6.50%	39,754	-	-
Total obligaciones financieras del exterior			1,377,505	1,496,778	989,258
Operaciones de cobertura				137	49,643
Total obligaciones financieras			1,997,201	1,971,905	2,318,693
(Menos) – Parte corriente			675,902	658,008	1,070,829
Total a largo plazo			1,321,299	1,313,897	1,247,864

I. INFORMACIÓN SOBRE LOS CRÉDITOS O DEUDAS FISCALES QUE EL EMISOR MANTENGA EN EL ÚLTIMO EJERCICIO FISCAL

En las cuentas del balance a 31 de diciembre de 2008, dentro de la cuenta “otros pasivos” se incluyen Col\$126,617 millones por concepto de impuestos diferidos (Ver nota 18 de nuestros Estados Financieros no consolidados).

Por otra parte, dentro de las cuentas de orden “Deudoras”, se incluye la cuenta “Deudoras fiscales”, que representa las diferencias existentes con la contabilidad, provenientes de la aplicación del sistema de ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, y las diferencias en deducciones contables y fiscales en la determinación de la renta líquida (Ver nota 20 de nuestros estados financieros no consolidados).

J. INFORMACIÓN RELATIVA A LAS INVERSIONES EN CAPITAL QUE SE TENÍAN COMPROMETIDAS AL FINAL DEL ÚLTIMO EJERCICIO Y DEL ÚLTIMO TRIMESTRE REPORTADO, ASÍ COMO DEL DETALLE ASOCIADO A DICHAS INVERSIONES Y LA FUENTE DE FINANCIAMIENTO NECESARIA

No hemos adquirido ningún compromiso en firme para la adquisición de inversiones futuras. Anticipamos efectuar, directamente y a través de nuestras subordinadas, gastos de capital hasta por Col\$6.5 billones durante el periodo de 2009 a 2013. Los gastos principales que se proyectan durante estos periodos y su modo de financiación se expusieron en el Capítulo IV – Información Financiera del Emisor – K. Principales Inversiones en curso de Realización y su Modo de Financiación.

K. EXPLICACIÓN DE LOS CAMBIOS IMPORTANTES OCURRIDOS EN LAS PRINCIPALES CUENTAS DEL BALANCE DEL ÚLTIMO EJERCICIO

1. Respecto del emisor

Las cuentas del balance que presentaron cambios importantes entre diciembre 31 de 2008 y diciembre 31 de 2007, fueron las siguientes:

(i) Del activo:

- Inventarios: Esta cuenta pasó de registrar Col\$3,096 millones en el 2007 a Col\$1,872 millones en el 2008. La variación se debe principalmente a que en el año 2008 se realizó reclasificación a inventarios de largo plazo por Col\$926 correspondientes a estructura metálica para recuperación de torres.

Por la naturaleza de los activos de ISA y los repuestos asociados a los mismos, en muchos de los casos de difícil consecución y con amplios plazos de entrega luego de su solicitud, es necesario tener inventarios suficientes que garanticen la continuidad del servicio y que permitan cumplir los indicadores de disponibilidad del sistema. La Compañía realiza acciones para garantizar la adecuada conservación y salvaguarda de sus inventarios, además realiza inventarios físicos periódicamente, no encontrando diferencias significativas en sus conteos.

- Inversiones permanentes: Esta cuenta pasó de registrar Col\$1,691,651 millones en el 2007, a Col\$1,735,050 millones en el 2008. La variación se debe principalmente a (i) mejores resultados alcanzados y al superávit generado en la valoración de activos fijos de TRANSELCA (ii) el efecto de la revaluación del peso colombiano con respecto al real con ISA Capital Do Brasil, (iii) la



entrada en operación de Proyectos de Infraestructura del Perú -PDI-, (iv) la venta de acciones a la subordinada CTEEP de la Compañía Interligacao Elétrica de Minas IEMG, (v) La Venta de acciones y disminución del capital suscrito y pagado con efectivo reembolso de aportes a los accionistas, de acuerdo con lo aprobado por la Asamblea General de Accionistas de la FEN de fecha 13 de marzo y 7 de noviembre de 2008, respectivamente, (vi) acciones recibidas en dación de pago. Las compañías Electricaribe y Electrocosta se fusionaron al 31 de diciembre de 2007, (vii) a una disminución generada en los derechos fiduciarios correspondiente a la cancelación en el año 2008 del patrimonio autónomo constituido para garantizar el pago de la interventoría del proyecto UPME 1 de 2003, que entró en operación en diciembre de 2006 (viii) a una disminución de la provisión correspondiente a las inversiones de Electricaribe y la FEN por valoración al costo.

- Diferidos y otros activos corrientes: esta Cuenta pasó de Col\$8,558 millones en el 2007, a Col\$97,230 millones en el 2008, debido principalmente a (i) Una Clasificación del largo al corto plazo del impuesto diferido.
- Diferidos y otros activos no corrientes: esta cuenta pasó de Col\$394,763 millones en el 2007 a Col\$331,574 millones en el 2008, correspondiente a: una clasificación del largo al corto plazo del impuesto diferido, el descuento de Col\$14,449 millones en la colocación de bonos realizada en diciembre de 2008 y la prima del contrato de estabilidad jurídica firmado con el Ministerio de Minas y Energía por Col\$6,427 millones.

Incluye crédito mercantil por Col\$103,631 millones, generado en la compra del 60% de la empresa Consorcio TransMantaro S.A., y Col\$130,464 millones de la compra del 34% de TRANSELCA S.A. E.S.P. a través de una operación de intercambio de acciones con ECOPETROL; este último no se amortiza, de acuerdo con lo establecido por el régimen de contabilidad pública, por ser TRANSELCA una compañía con vida indefinida.

(ii) Del pasivo:

- Obligaciones financieras a corto y largo plazo: esta cuenta pasó de registrar Col\$395,167 millones y Col\$554,095 millones en el 2007 para el corto y largo plazo, respectivamente, a Col\$269,695 millones y Col\$518,876 millones en el 2008, como resultado de los siguientes hechos:
 - (a) En el mes de julio de 2008 y adicional a los US\$50 millones de la cuota del período, ISA pre-pagó US\$50 millones del crédito sindicado correspondiente a la porción A, del crédito por US\$550 millones, que permitió llevar a cabo la transacción de compra del 50.1% de las acciones ordinarias de CTEEP a través de ISA Capital do Brasil.
 - (b) Amortizamos créditos de corto y mediano plazo por valor de Col\$154,000 millones contratados con los bancos Citibank, ABN Amro, Davivienda y BBVA.
 - (c) Adquirimos recursos a través de la banca comercial local, para cubrir flujo de caja y realizar operaciones de manejo de deuda por valor Col\$203,000 millones con los bancos BBVA, Davivienda y Banagrario.
- Cuentas por pagar (a largo plazo): esta cuenta se mantuvo prácticamente estable, al registrar Col\$258,355 millones en el 2007 a Col\$259,768 millones en el 2008, principalmente como resultado de la diferencia en cambio producto del crédito de ISA Capital do Brasil.

- Cuentas por pagar corriente: esta cuenta pasó de registrar Col\$161,497 millones en el 2007 a Col\$125,807 millones en el 2008, correspondientes básicamente a: menores recursos en administración delegada, menores cuentas por pagar a proveedores y contratistas.

Incluye cuenta de Vinculados Económicos por intereses de préstamos por el año 2008 Col\$23,876 millones de Transelca y Col\$8,171 millones de Isa Capital do Brasil, ingresos recibidos por anticipado por concepto de ventas por proyectos de infraestructura por Col\$15,280 millones y por usufructo Col\$3,597 millones, dividendos por pagar por Col\$37,648 millones e intereses por pagar por Col\$35,874 millones.

- Pasivos estimados y provisiones corriente: esta cuenta pasó de registrar Col\$24,766 millones en el año 2007 a Col\$51,708 en el 2008, efecto de: (i) un incremento en las pensiones de jubilación correspondiente al registro del valor presente amortizado de la obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, determinado con base en estudios actuariales, (ii) Otras provisiones por beneficios extralegales, en las cuales se refleja el valor presente de los beneficios futuros por salud, educación y vejez, que se reconocen a los pensionados; el incremento del año 2008 con respecto al año 2007 se debe a la amortización del 100% del pasivo pensional por beneficios extralegales de salud y educación, (iii) por el concepto de otros pasivos estimados y provisiones, se incluye principalmente Col\$7,559 de provisión FAER (2007: Col\$6,179), provisión PRONE Col\$9,021, costos estimados proyectos de infraestructura Col\$2,100, incentivo por resultados por compensación variable Col\$1,228 (2007: Col\$2,182) y estimado de nómina por días pendientes de pago a 31 de diciembre de 2008 por Col\$1,623.

(iii) Del patrimonio:

- Reservas: Esta cuenta pasó de registrar Col\$356,444 millones en el 2007 a Col\$431,872 millones en el 2008, correspondientes básicamente a (i) por concepto de la reserva legal, se apropia el 10% de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito, (ii) por la reserva legal por disposiciones fiscales, en la cual se aprobó la apropiación de esta reserva de las utilidades netas, en cumplimiento del artículo 130 del Estatuto Tributario, con el propósito de obtener deducciones tributarias por depreciación en exceso de depreciaciones contables
- Superávit de valorizaciones: La variación de esta cuenta, de Col\$1,301,520 millones en 2007 a Col\$2,185,306 millones en 2008, se debe a inclusión en los avalúos técnicos de los proyectos UPME 01 y 02 de 2003, subestación Betania y nuevos activos de conexión. Ajuste en la valoración de los activos de uso existentes por incremento del IPP y revisión de vidas útiles.

2. Respecto del grupo

Las cuentas del balance que presentaron cambios importantes entre diciembre de 2008 y diciembre de 2007, fueron las siguientes:

(i) Del Activo:

- Inversiones temporales: esta cuenta pasó de Col\$219,498 millones en el 2007 a Col\$267,489 millones en el 2008, como resultado de (i) los fondeos a corto plazo e inversiones temporales de ISA por Col\$198,026 millones (2007 Col\$150,445 millones), depósitos a plazos de REP por Col\$12,117 millones (2007 Col\$34,487 millones) y de TransMantaro Col\$33,853 millones (2007: Col\$24,579 millones), adicionalmente (ii) Corresponde al instrumento derivado Cadena de Forward Non - Delivery de ISA, para venta de dólares constituido con el fin de reducir la variabilidad en los flujos de caja asociados a la liquidación de los ingresos provenientes de la UPME 01 y 02 de 2003.



- Inversiones permanentes: esta cuenta pasó de Col\$54,110 millones en 2007 a Col\$72,990 millones en 2008, debido principalmente a los siguientes hechos: (i) Con la FEN S.A, se presenta la venta de acciones y disminución del capital suscrito y pagado con efectivo reembolso de aportes a los accionistas, de acuerdo con lo aprobado por la Asamblea General de Accionistas de la FEN de fecha 13 de marzo y 7 de noviembre de 2008 respectivamente, (ii) TRANSNEXA e INTERNEXA Perú al 31 de diciembre de 2008 hacen parte del informe consolidado, (iii) por Electricaribe y Electrocosta, se tienen acciones recibidas en dación de pago, las cuales se fusionaron al 31 de diciembre de 200, (iv) Las Compañías del Brasil se presenta un incremento que corresponde a aportes realizados por CTEEP en el año a Interligação Elétrica de Minas IEMG, Interligação Elétrica Norte Nordeste S. A. - IENNE-, Interligação Elétrica Pinheiros S. A. - IEPIN -, y Interligação Elétrica Sul S. A. – IESUL -, (v) Se presenta una disminución en la cuenta de provisión para protección de inversiones correspondiente a la recuperación de provisión que se presentó por la fusión generada de Electrocosta y Electricaribe en ISA.
- Diferidos y Otros Activos Corrientes: esta cuenta pasó de Col\$38,730 millones en 2007 a Col\$124,451 millones en 2008, debido principalmente a una reclasificación en ISA de largo a corto plazo del impuesto diferido por Col\$92,476.
- Valorizaciones: esta cuenta pasó de Col\$1,469,880 millones en 2007 a Col\$2,442,009 millones en 2008 debido a que: (i) La valorización de Electrocosta fue absorbida producto de la fusión con Electricaribe, (ii) en el año 2008 para las subordinadas de Colombia se realizó el avalúo económico de los principales componentes de las propiedades, planta y equipo, cumpliendo con los requisitos del Régimen de Contabilidad Pública expedido mediante Resolución 354 del 5 de septiembre de 2007, (iii) Para la valoración económica de los activos en operación para las subordinadas de Colombia, se utilizó la metodología de Costo de Reposición Depreciado Lineal, metodología de reconocido valor técnico para la asignación de valor a los bienes públicos, y aprobada por la Contaduría General de la Nación, tal como lo indica el numeral 18, del procedimiento contable para el reconocimiento y revelación de hechos relacionados con las propiedades, planta y equipo emitido mediante Resolución 356 del 5 de septiembre de 2007. Dicha metodología consiste en determinar el valor actual del equipo en operación, partiendo del costo actual de un activo con iguales características para prestar el mismo servicio (Valor de Reposición a Nuevo - VRN¹²-), afectado proporcionalmente por el tiempo de servicio que le falta por utilizar (vida remanente) con relación a la vida útil total establecida. Este criterio se aplica para todos los activos especializados que tiene ISA en operación, es decir, aquellos que están destinados al servicio de transmisión de energía (entendiéndose como uso y conexión). Para los activos no especializados se utiliza el valor de mercado, como en el caso de los vehículos.

(ii) Del pasivo:

- Obligaciones financieras a corto y a largo plazo: estas cuentas pasaron, en agregado, de Col\$734,378 millones en el 2005, a Col\$2,318,693 millones en el 2006, principalmente como resultado de (i) el crédito en dólares obtenido por la subordinada ISA Capital Do Brasil, por valor de US\$326 millones, con vencimiento en único pago el 19 de julio de 2007, obligación que fue prepagada con emisión de bonos realizada en enero de 2007; (ii) la adquisición de recursos por la Matriz a través de la banca comercial local para flujo de caja, y (iii) el desembolso durante el año 2006 por parte de BNP Paribas, de US\$73,325 a la Matriz para la construcción de subestaciones, para los proyectos de las UPME'S 1 y 2 de 2003.
- Cuentas por pagar corrientes: esta cuenta pasó de Col\$426,099 millones en el 2007 a Col\$351,619 millones en el 2008. La variación se refleja principalmente en los acreedores como: (i) CTEEP

12- Valores determinados de acuerdo con la regulación aplicable para su remuneración.

R\$68.5 millones equivalentes a Col\$65,878 (2007 R\$129.0 millones equivalentes a Col\$146,756) por valores por pagar a la fundación CESP por la obligación actualizada por planes complementarios de pensión y asistencia médica. En el año 2008 se generó una ganancia de R\$68.4 millones equivalentes a Col\$73,222 millones de acuerdo con el estudio realizado por los actuarios. Incluye asimismo R\$24 millones correspondiente a retenciones de recursos y amortización de empréstitos realizados en CTEEP antes del 31 de diciembre de 1971 para la expansión del servicio público de energía eléctrica. No está definido por el gobierno brasileño la forma de liquidación de estas obligaciones,(ii) en las otras cuentas por pagar se incluyen ingresos recibidos por anticipado en INTERNEXA por Col\$129,034 millones (2007: Col\$83,989 millones).

- Pasivos estimados y provisiones: esta cuenta pasó de Col\$851,527 millones en el 2007 a Col\$848,316 millones en el 2008, debido principalmente a: (i) en la cuenta de pensiones de jubilaciónse tiene un valor presente amortizado de la obligación por pensiones, al 31 de diciembre de 2008 y 2007, determinado con base en estudios actuariales, (ii) en las provisiones por contingencia se incluye Col\$332,148 millones (2007 Col\$367,783 millones) de valores a pagar por ISA Capital do Brasil, a Secretaría de Fazenda Gobierno de Brasil como compromiso de pago por la diferencia entre el precio de compra de las acciones de CTEEP y los pagos por pensiones de jubilación previstos en la Ley 4819/58, en el caso de que CTEEP quede exonerada, y en CTEEP Col\$169,521 millones (2007 Col\$171,541 millones) de provisiones por responsabilidad sobre procesos laborales en la cesión parcial de la Compañía Energética de São Paulo -CESP- y la Empresa Paulista de Transmisión de Energía Eléctrica S.A. -EPT- (iii) en el cálculo actuarial beneficios extralegales pensionados se presenta un incremento corresponde al pasivo estimado de las empresas ISA, TRANSELCA y XM, que refleja el valor presente de los beneficios futuros por salud, educación y vejez que se reconocen a los pensionados. El incremento del año 2008 con respecto al año 2007 se debe a la amortización del 100% del pasivo pensional por beneficios extralegales de salud y educación, (iv) en la cuenta de otros pasivos estimados y provisiones se incluye principalmente Col\$7,559 millones de provisión FAER (2007 Col\$6,179 millones), provisión PRONE Col\$9,021 millones, costos estimados por proyectos de infraestructura Col\$2,100 millones, incentivo por resultados por compensación variable Col\$1,228 millones (2007 Col\$2,182 millones) y estimado de nómina por días pendientes de pago a 31 de diciembre de 2008 por Col\$1,623 millones de ISA.
- Otros pasivos corrientes: esta cuenta registró Col\$228,290 millones en el 2007 a Col\$199,546 millones en el 2008 correspondientes a (i) la cuenta de recaudos a favor de terceros que incluye Col\$151,304 millones (2007 \$164,770 millones) en XM por recaudos a favor de los agentes del mercado de energía y en CTEEP Col\$27,520 millones por encargos regulatorios.

(iii) De orden:

- Deudoras: a diciembre de 2008 esta cuenta presenta un saldo de Col\$3,580,929 millones (2007: Col\$3,390,813 millones). Incluye recaudos de terceros a cargo de XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, filial encargada a partir del 1 de octubre de 2005 de las funciones de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y las diferencias existentes con la contabilidad, provenientes de la aplicación de sistema de ajustes por inflación para efectos tributarios y diferencias en deducciones contables y fiscales en la determinación de la renta líquida.
- Acreedoras: esta cuenta registro Col\$1,873,209 millones en el 2007 y Col\$2,129,477 millones en el 2008. Este rubro tiene en cuenta: (i) ISA y sus subordinadas actualmente son parte procesal, como demandadas, demandantes o terceros intervinientes, en procesos judiciales de naturaleza administrativa, civil y laboral. Ninguno de los procesos en los que se ha demandado



o se ha citado como intervinientes, podrá menoscabar la estabilidad de las empresas del grupo empresarial. Las administraciones de las compañías y sus asesores legales consideran remota la posibilidad de pérdida como resultado de dichas demandas. Asimismo, las empresas del grupo en su propio nombre, promovieron las acciones judiciales necesarias para el desarrollo de su objeto social y la defensa de sus intereses, (ii) Incluye el acuerdo de disponibilidad de capacidad de fibra óptica por medio del cual ISA otorgó a título oneroso a INTERNEXA S.A. E.S.P., la disponibilidad sobre la capacidad de las fibras ópticas de su propiedad, que se encuentran instaladas en su infraestructura y en la de terceros, y las que tenían en calidad de usufructo. Tal acuerdo se firmó con el objeto de que INTERNEXA S.A. E.S.P., pueda atender los requerimientos de cobertura, calidad, confiabilidad y capacidad que hoy en día requieren los operadores de telecomunicaciones y otros clientes a los cuales presta sus servicios. (iii) Incluye garantías otorgadas, (iv) diferencias fiscales

(iv) Del patrimonio:

- Superavit por valorizaciones: esta cuenta pasó de Col\$1,301,520 millones en el año 2007 a Col\$2,185,306 millones en el año 2008, correspondientes básicamente a que (i) La valorización de Electrocosta fue absorbida producto de la fusión con Electricaribe y (ii) En el año 2008 para las subordinadas de Colombia se realizó el avalúo económico de los principales componentes de las propiedades, planta y equipo, cumpliendo con los requisitos del Régimen de Contabilidad Pública expedido mediante Resolución 354 del 5 de septiembre de 2007.

3. Tendencia general de las cuentas del balance en los tres últimos ejercicios

(i) Respecto de la matriz:

En los últimos tres años, ISA ha incrementado significativamente sus activos orientada a sus expectativas de crecimiento y fortalecimiento del grupo empresarial en Latinoamérica. Para cumplir este propósito la compañía ha hecho uso de recursos financieros provenientes de los flujos de caja generados en su operación, y de recursos provenientes del mercado de capitales. ISA cuenta con presencia en Colombia, Perú, Bolivia, Brasil, Ecuador y Centro América, a través de sus filiales y subsidiarias incursiona en el diseño, construcción, administración y operación de sistemas de infraestructura lineal en electricidad y conectividad en telecomunicaciones. Adicionalmente, espera a mediano plazo desarrollar negocios relacionados con el transporte de gas y vías.

En este sentido se observa un crecimiento en el nivel de inversiones en sociedades, asociado a su vez con el crecimiento de los diferidos y otros activos fundamentalmente por los créditos mercantiles reconocidos en estas operaciones. De igual forma se da un incremento importante en activos fijos especialmente por las convocatorias UPME 1 y UPME 2 del año 2003, las cuales entraron en operación a finales de 2006 y principios de 2007 permitiendo a su vez el incremento de nuestros ingresos proveniente de la remuneración de los nuevos activos y de la optimización de costos y gastos. En el 2008 el crecimiento del ingreso obedece también a la entrada en operación de proyectos de fibra óptica y de conexión, la compra de activos de Betania y al programa de normalización de redes eléctricas – PRONE.

Frente al resultado no operacional, el año 2007 fue un año atípico, en el cual la subsidiaria CTEEP recibió ingresos extraordinarios, fruto de la recuperación de provisiones para contingencias, se realizó la venta de activos no productivos y se materializó el acuerdo en venta de terrenos a Eletropaulo (acuerdo CETEMEQ). Adicionalmente, ISA e ISA Capital do Brasil tuvieron un mayor gasto por diferencia en cambio de la deuda, como consecuencia de la devaluación del peso y del real frente al dólar.

Adicionalmente se observa un crecimiento en el pasivo, concentrado especialmente en la deuda por emisión de bonos y contratación de obligaciones financieras manteniendo una alta calificación de riesgo crediticio.

Frente al patrimonio, en el año 2007 se fortalece la estructura patrimonial mediante la emisión de acciones en ISA en el mercado local por \$399,046 millones.

(ii) Respecto del grupo empresarial ISA:

En los últimos tres años, el grupo empresarial ISA ha incrementado de manera significativa su nivel de activos asociado en especial a la adquisición de inversiones en sociedades en las cuales ISA posee el control.

Este crecimiento, acorde a las expectativas de crecimiento y fortalecimiento del grupo empresarial ISA en Latinoamérica se vé reflejado en cada una de las cuentas de los estados financieros al entrar línea a línea los estados financieros de las subordinadas de acuerdo con el proceso de la consolidación, algunos aspectos para destacar son los siguientes:

La infraestructura de transporte de energía pasa de 37,629 km en 2007 a 38,223 km en 2008, con la entrada en operación de 594 km de circuitos. Al cierre del año 2008 se tienen 6,535 km en ejecución.

La Unidad de Planeación Minero Energética –UPME– adjudica a ISA la construcción de la subestación Porce y las obras asociadas, en el departamento de Antioquia.

ISA y la empresa ETESA constituyen la sociedad Interconexión Eléctrica Colombia- Panamá –ICP–.

En Consorcio TransMantaro suscribe un contrato con la Compañía Eléctrica El Platanal para conectar su planta de generación al sistema eléctrico del Perú.

REP inaugura en Perú la segunda terna de la línea Zapallal – Paramonga - Chimbote de 380 km.

ISA, en socio con la Empresa de Energía de Bogotá –EEB–, gana una convocatoria mediante la cual podrá expandir en cerca de 200 km el sistema eléctrico peruano, uniendo Chilca con Zapallal.

ISA Bolivia pone en operación la subestación Arboleda, obra que mejora la confiabilidad del sistema Norte de Santa Cruz.

CTEEP resulta adjudicataria en Brasil de cinco lotes que incluyen siete subestaciones y 233 km de circuito. Con el propósito de ejecutar estos proyectos constituye, con otros socios de la región, las empresas Interligação Elétrica Sul –IESUL– y Interligação Elétrica Pinheiros.

CTEEP (51%), en consorcio con las estatales Furnas Centrais Elétricas (24.5%) y la Compañía Hidro Elétrica do São Francisco (24.5%), resultan adjudicatarias de dos lotes en subasta pública de ANEEL para la construcción, operación y mantenimiento de dos estaciones y 4,750 km de circuito, que operarán a 600 kV. Con el propósito de ejecutar estas obras se constituye la empresa Interligação Elétrica do Madeira –IEMADEIRA–.

XM, Compañía de Expertos en Mercados, realiza dos subastas de energía firme, en las cuales se asignan cargos por confiabilidad a las plantas que deberán entregar la energía requerida por Colombia entre diciembre de 2012 y noviembre de 2019.



XM firma con la Bolsa de Valores de Colombia –BVC– un memorando de entendimiento con el objeto de estudiar y buscar alternativas que conduzcan a la puesta en funcionamiento de un sistema de negociación de derivados (commodities).

INTERNEXA, subsidiaria de ISA en Perú, pone en operación comercial una red de fibra óptica de 1,293 km de longitud que permite integrar a este país con Colombia, Ecuador y Venezuela.

El Presidente de la República de Colombia avaló el 23 de febrero de 2009 la propuesta del Grupo Infraestructura para la Competitividad, para que ISA realice los estudios de viabilidad y ejecución del Proyecto Corporativo Autopistas de la Montaña.

CAPÍTULO VI. ESTADOS FINANCIEROS

A. RESUMEN DE INFORMACIÓN FINANCIERA

*Cifras de la deuda a corto plazo, deuda a largo plazo, deuda total:

Emisión	2008	2007	2006
Total Bonos en circulación	924,803	817,882	815,652
Total bonos en circulación a Largo Plazo	821,865	817,882	815,652
Total bonos en circulación a Corto Plazo	102,938	0	0
OBLIGACIONES FINANCIERAS			
Líneas de Crédito	2008	2007	2006
Total Obligaciones Financieras Nacionales	469,638	320,638	336,638
Total Obligaciones Financieras del exterior	318,933	628,624	728,418
Total Obligaciones Financieras	788,571	949,262	1,065,056
Menos – Porción Corto plazo	269,695	395,167	192,447
Total obligaciones Financieras a largo plazo	518,876	554,095	872,609
TOTAL DEUDA			
Total deuda Largo Plazo	1,340,741	1,371,977	1,688,261
Total deuda Corto Plazo	372,633	395,167	192,447
Total deuda	1,713,374	1,767,144	1,880,708

Para información adicional ver Informe Anual ISA 2008, páginas 131 y 132, Informe Anual ISA 2007, e Informe Anual ISA 2006.

* Endeudamiento a corto plazo, endeudamiento a largo plazo, endeudamiento total

CONCEPTOS	2008	2007	2006
Activo Corriente	543,034	384,003	237,245
Activo No corriente	6,784,663	5,966,586	5,638,588
Total Activo	7,327,697	6,350,589	5,875,833
Pasivo Corriente	557,832	588,145	340,557
Pasivo No Corriente	1,960,602	1,929,124	2,222,209
Total Pasivo	2,518,434	2,517,269	2,562,766
Endeudamiento a Corto Plazo Pasivo			
Corriente/Activo Total	7.61%	9.26%	5.80%
Endeudamiento a Largo Plazo Pasivo			
No Corriente/Activo Total	26.76%	30.38%	37.81%
Endeudamiento Total			
Pasivo/ Total Activo	34.37%	39.64%	43.61%

* Activos totales, patrimonio de los accionistas, utilidades netas, cuentas de orden contingentes:

CONCEPTOS	2008	2007	2006
Activos Total	7,327,697	6,350,589	5,875,833
Patrimonio de los Accionistas	4,809,263	3,833,320	3,313,067
Utilidad Neta	236,593	226,021	150,469
Cuentas de Orden Deudoras	2,681,805	2,669,478	2,566,229
Cuentas de Orden Acreedoras por contra	1,268,655	1,214,483	1,131,804

Principales inversiones en otras sociedades por sector productivo y participación de la sociedad en el sector de su actividad principal:

Inversiones en el Sector Eléctrico	2008		2007		2006		Participación en el Sector de su Actividad Principal a 2008
	Participación de ISA	%	Participación de ISA	%	Participación de ISA	%	
	Acciones		Acciones		Acciones		
Transelca S.A. E.S.P.	1,809,679,227	99.9967	1,809,679,227	99.9967	1,809,679,227	99.9967	1,532 km del STN Colombia
ISA Perú	18,586,446	28.0723	18,586,446	28.0700	18,586,446	28.0700	393 Km de Circuito en Perú
REP	21,648,000	30.0000	21,648,000	30.0000	21,648,000	30.0000	5,837 Km de circuito en Perú
ISA Bolivia S.A.	95,638	51.0000	95,638	51.0000	95,638	51.0000	588 Km de circuito en Bolivia
XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.	14,789,000	99.7303	14,789,000	99.7300	14,789,000	99.7300	Opera el SIN - Administra MEN
Isa Capital do Brasil S.A.	828,267,196	99.9999	828,267,196	99.9999	506,200,999	99.9999	-Coordinar TIE Vehículo de Inversión CTEEP el cual posee 18,687 Km de circuito en Brasil
Consortio TransMantaro S.A.	85,382,555	60.0000	85,382,555	60.0000	92,973,755	60.0000	1,221 Km de circuito en Perú
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C	299,901	99.9670					



Inversiones en el Sector Telecomunicaciones	2008		2007		2006		Participación en el Sector de su Actividad Principal a 2008
	Participación de ISA	%	Participación de ISA	%	Participación de ISA	%	
Internexa S.A. E.S.P.	34,302,597	99.2745	34,302,597	99.2745	25,647,620	99.9998	Único Portador de Portadores en Colombia
Flycom							
Comunicaciones S.A. E.S.P.					370,733,604,842	97.1783	

Información adicional ver Informe Anual ISA 2008 página 120, ISA 2007 página 208 e Informe Anual ISA 2006 Tomo II.

B. ESTADOS FINANCIEROS BÁSICOS CORRESPONDIENTES A LOS TRES ÚLTIMOS AÑOS.

Adjuntamos cuadro guía para la búsqueda de lo requerido en cada uno de nuestros informes anuales 2008, 2007 y 2006.

Informes Solicitados	Informe Anual ISA 2008 (Disco Compacto)	Informe Anual ISA 2007	Informe Anual ISA 2006 Tomo II
	Páginas	Páginas	Páginas
Balance General	92 y 93	184 y 185	46 y 47
Estado de Ganancias y Perdidas	94	186	48
Estado de Cambios en la Situación Financiera	No Aplica	No Aplica	50 y 51
Estado de Cambios en el Patrimonio	95	187	49
Estado de flujos de efectivo	96 y 97	188 y 189	52
Certificación de los Estados Financieros		14 y 15	35
Notas a los Estados Financieros	98 - 169	190 - 245	57 -101
Informe de Gestión	66 - 81 (Informe Impreso)	66 - 103	8. - 32
Dictamen del Revisor Fiscal	170 - 172	246 y 247	102 - 103

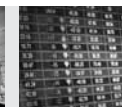
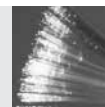
(Se anexan informes anuales).

C. BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR A CORTE DEL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR A LA FECHA DE PRESENTACIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN

Presentamos Balance General y Estado de Resultados comparativos con corte a septiembre 30 de 2009 - 2008 y adjuntamos once (11) folios correspondientes a los formatos establecidos por la Superintendencia Financiera de Colombia, para el reporte de información financiera del tercer trimestre de 2009.

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009 Y 2008
(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	2009	2008
ACTIVO		
Activo corriente:		
Efectivo	573,241	423,606
Inversiones temporales	243,192	92,237
Deudores - neto	802,460	973,883
Inventarios	71,569	53,783
Diferidos y otros activos	121,298	123,018
Total activo corriente	1,811,760	1,666,527
Activo no corriente:		
Inversiones permanentes	253,347	92,915
Deudores - neto	717,346	610,272
Inventarios	62,449	58,035
Propiedades, planta y equipo - neto	3,449,341	3,478,812
Diferidos y otros activos	6,554,462	7,235,677
Valorizaciones	2,441,701	1,467,603
Total activo no corriente	13,478,646	12,943,314
Total activo	15,290,406	14,609,841
Cuentas de orden:		
Deudoras	3,370,522	3,335,248
Acreedoras por contra	2,107,190	1,932,029



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
BALANCE GENERAL CONSOLIDADO
AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009 Y 2008
(Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	NOTAS	2009	2008
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS			
Pasivo corriente:			
Bonos en circulación	(12)	60,450	136,885
Obligaciones financieras	(13)	685,863	623,918
Cuentas por pagar	(14)	571,815	509,226
Obligaciones laborales	(15)	41,553	48,560
Pasivos estimados y provisiones	(16)	219,514	228,049
Otros pasivos	(17)	243,158	222,966
Total pasivo corriente		1,822,353	1,769,604
Pasivo no corriente:			
Bonos en circulación		2,607,277	2,499,970
Obligaciones financieras		1,087,068	1,463,184
Cuentas por pagar		229,589	278,646
Obligaciones laborales		2,244	1,475
Pasivos estimados y provisiones		762,500	783,130
Otros pasivos		358,192	326,717
Total pasivo no corriente		5,046,870	5,353,122
Total pasivo		6,869,223	7,122,726
INTERÉS MINORITARIO		3,085,168	3,328,453
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS:			
Capital suscrito y pagado		35,866	35,866
Superavit de capital		1,062,361	1,062,361
Reservas		504,965	431,872
Resultado de ejercicios anteriores		0	-
Utilidad neta		315,096	181,744
Diferencia en cambio por conversión		110,753	81,239
Revalorización del patrimonio		592,019	612,192
Superávit por valorizaciones		2,185,306	1,299,242
Superavit por método de participación		529,649	454,146
Total patrimonio de los accionistas		5,336,015	4,158,662
Total pasivo, interes minoritario y patrimonio de los accionistas		15,290,406	14,609,841

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
PERIODO CON CIERRA AL 30 DE SEPTIEMBRE 2009 Y 2008
(Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto
la utilidad neta por acción que está expresada en pesos)

	2009	2008
INGRESOS OPERACIONALES		
Servicios de transmisión de energía	2,121,967	1,965,759
Cargos por conexión	219,742	184,855
Despacho y coordinación CND-MEM	27,991	23,614
Servicios MEM (STN, SIC, SDI)	20,029	22,463
Telecomunicaciones	86,231	86,427
Otros ingresos operacionales	32,130	37,064
Total ingresos operacionales	2,508,090	2,320,182
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		
Costos de operación	729,881	706,069
Gastos de administración	354,603	329,497
Total costos y gastos operacionales	1,084,484	1,035,566
Utilidad operacional	1,423,606	1,284,616
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos no operacionales	669,920	513,201
Gastos no operacionales	911,039	822,662
Pérdida no operacional	(241,119)	(309,461)
Utilidad antes de impuestos	1,182,487	975,155
Provisión impuesto de renta	400,150	349,600
Utilidad antes de interés minoritario	782,337	625,555
INTERÉS MINORITARIO	467,241	443,811
Utilidad neta	315,096	181,744
Utilidad neta por acción	292.93	168.96



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE PROPÓSITO ESPECIAL

AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2009 Y 2008

NOTA 1: NATURALEZA Y OBJETO SOCIAL DE LA MATRIZ Y COMPAÑÍAS SUBORDINADAS

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA (Compañía matriz)

Se constituyó como sociedad anónima por escritura pública No 3057 otorgada en la Notaría Octava del Círculo Notarial de Bogotá el 14 de septiembre de 1967.

La sociedad se escindió el 4 de abril de 1995, por escritura pública No 230 otorgada por la Notaría Única de Sabaneta.

El 1 de diciembre de 1995, mediante escritura pública No 808 otorgada en la Notaría Única de Sabaneta y acorde a las prescripciones de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994), la sociedad transformó su naturaleza jurídica en una Empresa de Servicios Públicos Oficial, constituida por entidades públicas bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen jurídico establecido por la Ley 142, y adoptó la denominación social de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., empresa que también podrá utilizar la sigla ISA E.S.P.

El 22 de noviembre de 1996, mediante escritura pública No 746 otorgada por la Notaría Única de Sabaneta, ISA cambió su naturaleza jurídica a Empresa de Servicios Públicos Mixta, constituida como sociedad anónima, de carácter comercial, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142, situación que se materializó el 15 de enero de 1997 con el ingreso del aporte privado.

De acuerdo con lo expuesto por la Corte Constitucional en sentencia C-736 del 19 de septiembre de 2007, ISA tiene una naturaleza jurídica especial al ser definida como una Empresa de Servicios Públicos Mixta, Entidad Descentralizada por Servicios que hace parte de la rama ejecutiva del poder público y con régimen jurídico especial de derecho privado.

ISA tiene por objeto social principal: 1. La operación y mantenimiento de su propia red de transmisión. 2. La expansión de la red nacional de interconexión. 3. La planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional. 4. La administración del sistema de intercambios y comercialización de energía en el mercado mayorista. 5. El desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones. 6. La participación directa o indirecta en actividades y servicios relacionados con el transporte de otros energéticos, salvo los limitados por la ley. 7. La prestación de servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto y los servicios profesionales que requieran las empresas del grupo. 8. El desarrollo de cualquier otra actividad para terceros relacionada con la prestación de los servicios de energía eléctrica y de telecomunicaciones en el marco de la normatividad vigente. 9. La participación directa o indirecta en actividades, servicios e inversiones relacionados con obras de ingeniería.

Estados financieros de propósito especial

Los estados financieros de propósito especial han sido preparados para efectos de su inclusión en el prospecto de información requerido dentro del proceso de emisión de acciones de la Compañía, de acuerdo con las disposiciones establecidas por la Superintendencia Financiera de Colombia; acorde con lo anterior, los estados financieros de propósito especial se presentan comparativos al 30 de septiembre de 2009 y 2008 y por los periodos de nueve meses terminados en esas fechas. Las revelaciones en notas a los estados financieros que se presentan, no incluyen toda la información que se reporta como si se tratara de estados financieros de cierre del ejercicio, no obstante los estados financieros consolidados de propósito especial han sido preparados siguiendo las mismas políticas y principios contables que los utilizados en dichos estados financieros.

Grupo Empresarial ISA

La empresa se inscribió como grupo empresarial ISA en el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio de Medellín en septiembre de 2001. Para estos efectos, la Matriz es Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA-, y las subordinadas son TRANSELCA S.A. E.S.P., Red de Energía del Perú S.A., Consorcio TransMantaro S.A., ISA Perú S.A., ISA Bolivia S.A., ISA Capital do Brasil S.A., Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP-, Interligação Eletrica Pinheiros S.A., Interligação Elétrica Serra Do Japi, INTERNEXA S.A. E.S.P, INTERNEXA Participações S.A., INTERNEXA S.A., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., Infra-Estructuras Do Brasil Ltda. y Proyectos de Infraestructuras del Perú S.A.C..

A continuación se informa, en relación con las compañías subordinadas, la fecha de constitución, el objeto social, su domicilio principal y participación de la Matriz.

SUBORDINADAS DEL SECTOR DE ENERGÍA

TRANSELCA S.A. E.S.P.

TRANSELCA es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, con domicilio principal en la ciudad de Barranquilla. Se constituyó el 6 de julio de 1998 y se dedica a la prestación de los servicios de transmisión de energía, coordinación y control del Centro Regional de Despacho, conexión al Sistema de Transmisión Nacional y prestación de servicios de telecomunicaciones. Después de nosotros, TRANSELCA es la segunda empresa más grande de transmisión de electricidad y es propietaria del 8.4% del STN. Poseemos en forma directa el 99.99% del capital social de TRANSELCA.

Red de Energía del Perú S.A. - REP-

REP es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 3 de julio de 2002, con la participación de ISA, TRANSELCA y la Empresa de Energía de Bogotá -EEB-. REP ofrece servicios de transmisión de energía eléctrica, servicios asociados, entre los que se cuentan servicios de operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y de transporte de energía del país, y servicios técnicos especializados. Actualmente es la principal compañía de transmisión de electricidad en Perú lo cual representa el 52.44 % de los activos que comprenden el sistema de transmisión de electricidad nacional y 5,837.46 km de circuitos de transmisión de electricidad de 220,138 y 60 kV, soportadas por 10,908 estructuras aéreas y 46 subestaciones. Poseemos el 30% del capital social de REP y TRANSELCA posee a su vez otro 30%, de tal manera que ejercemos control indirecto sobre REP.



Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

ISA Perú es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 16 de febrero de 2001 y su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento de redes de transmisión.

La red de transmisión de ISA Perú comprende seis subestaciones (todas ellas remotamente atendidas), 262 km de circuitos a 220kV, y 131 km de circuitos a 138 kV. Su capacidad de transformación es de 235 MVA, y su compensación reactiva es de 8 MVAR. Su infraestructura representa el 3.55% del sistema interconectado nacional de Perú. Poseemos el 28.07% del capital social de ISA Perú y TRANSELCA posee el 54.86% de tal manera que ejercemos control indirecto sobre ISA Perú.

Consorcio TransMantaro S.A.

TransMantaro es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó en enero de 1998 y hasta el 12 de diciembre de 2006 fue subsidiaria de Hydro-Quebec Internacional, Inc de Canadá. A partir del 13 de diciembre de 2006, poseemos en forma directa el 60% del capital social de TransMantaro. Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica proveniente de empresas generadoras y presta servicios de operación y mantenimiento a diversas instalaciones.

TransMantaro tiene tres subestaciones y una red de microondas y opera 1,221 km de líneas de transmisión de electricidad de 220kV que conectan el subsistema Centro-Norte, desde la C.H. Mantaro y el subsistema Sur en la subestación Socabaya en Arequipa, los dos subsistemas de transmisión principales en Perú.

Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A.

ISA Bolivia es una sociedad boliviana con domicilio en la ciudad de Santa Cruz. Se constituyó el 14 de julio de 2003, su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica y la construcción, operación y mantenimiento de redes de electricidad. ISA Bolivia es la segunda compañía más grande de transmisión de electricidad en Bolivia que representa aproximadamente el 34.13% del sistema de transmisión de 230 kV y de tensión mayor. ISA Bolivia posee 588 km de circuitos (Santivañez-Sucre, 246 km; Sucre-Punutuma, 177.5km; Carrasco-Urubo, 164.5 km) y cinco subestaciones asociadas. Proporciona transmisión de electricidad a 230 kV, servicios integrados de conexión al sistema de transmisión y estudios de factibilidad de electricidad. Poseemos en forma directa el 51.00% del capital social de ISA Bolivia y 48.99% y 0.01%, indirectamente a través de TRANSELCA e INTERNEXA, respectivamente.

ISA Capital Do Brasil Ltda.

ISA Capital Do Brasil es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo. El 28 de abril de 2006 se constituyó como vehículo de inversión ISA Capital do Brasil Ltda., su objeto social comprende la participación en el capital de otras sociedades o en otros emprendimientos, en calidad de socio o accionista, en Joint Venture, miembro de consorcio o cualquier otra forma de colaboración empresarial. El 19 de septiembre de 2006 fue transformada en sociedad anónima de capital abierto. Nuestras operaciones en Brasil se encuentran consolidadas a través de ISA Capital, la cual posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.50% del capital social total de CTEEP y nosotros poseemos de manera directa el 99.99% del capital social de ISA Capital.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de enero de 2007, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – CTEEP

CTEEP es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo y se encuentra autorizada a operar como concesionaria de servicio público de energía eléctrica. Tiene como actividades principales la planificación, la construcción y la operación de sistemas de transmisión de energía eléctrica, así como programas de investigación y desarrollo en los que tengan que ver transporte de energía y otras actividades correlacionadas a la tecnología disponible. Sus actividades son reglamentadas y fiscalizadas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica -ANEEL-.

CTEEP transmite aproximadamente el 30% de toda la electricidad en Brasil y el 60% de toda la electricidad en la región suroriental del Brasil. CTEEP opera una red de transmisión de electricidad de acceso abierto que comprende 18,687 km de circuitos de transmisión de electricidad con una capacidad de tensión equivalente o mayor a 69kV y 104 subestaciones operadas con un total de 516 transformadores y una capacidad de transformación agregada de 43,148 MVA, las cuales, a septiembre 30 de 2009, representaban aproximadamente el 25% de la capacidad de transformación disponible en Brasil, de acuerdo con los datos recogidos por la ONS. La red de transmisión de alta tensión de CTEEP es parte del Sistema Interconectado Brasileño que opera la ONS. A través de CTEEP, operamos el 10% de las redes de electricidad que comprenden el Sistema Interconectado Brasileño.

Controlamos a CTEEP de manera indirecta a través de nuestra holding ISA Capital que posee el 89.40% de las acciones con derecho a voto de CTEEP y el 37.50% del capital social total de CTEEP.

Bajo las disposiciones del Instrumento que regula los bonos emitidos por ISA Capital el 29 de enero de 2007, ISA Capital no nos puede repartir dividendos a nosotros. En consecuencia, mientras esos bonos permanezcan en circulación, los dividendos pagados por CTEEP a ISA Capital no son susceptibles de ser repartidos a nosotros o a ninguna otra de nuestras subordinadas.

CTEEP tiene una participación del 99.99% del capital social en Interligação Elétrica Pinheiros S.A. - IE Pinheiros y en Interligação Elétrica Serra Do Japi S.A., en estas compañías tiene el control total. Adicionalmente, CTEEP tiene las siguientes participaciones, en compañías donde tiene un control compartido:

Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. - IENNE: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 3 de diciembre de 2007 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica en particular de las líneas de transmisión Colinas (Tocantins) - Riveiro Gonzalves (Piauí) y Riveiro Gonzalves – São João do Piauí (Piauí). En esta sociedad CTEEP tiene una participación accionaria del 25.00%. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

Interligação Elétrica de Minas Gerais S.A. - IEMG: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 13 de diciembre de 2006 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión, incluyendo los servicios de apoyo y administrativos, provisión de equipos y materiales de reserva, programaciones, mediciones y demás servicios complementarios necesarios para la transmisión de energía eléctrica; en particular la línea de transmisión Neves 1 - Mesquita. En cumplimiento del acuerdo de accionistas celebrado con CYMI



Holding S.A, ISA cedió el 40% de su participación a esta sociedad y a CTEEP, empresa subordinada de ISA, el 60% restante. El proyecto entró en operación comercial en diciembre de 2008.

Interligação Elétrica Sul S.A. – IESUL: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 23 de julio de 2008 con el objeto de explotar la concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, en particular de la líneas de transmisión Nova Santa Rita–Scharlau y Subestación Scharlau, línea de transmisión Joinville Norte – Curitiba, Jorge Lacerda B – Siderópolis y Subestación Forquilha. En esta sociedad CTEEP posee una participación accionaria del 50.10%. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

Interligação Elétrica do Madeira S.A. – IEMADEIRA: sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo, constituida el 18 de diciembre de 2008 con el propósito de ejecutar los proyectos de transmisión de energía eléctrica línea de transmisión colectora Porto Velho (Rondônia) - Araraquara 2 (São Paulo) adjudicados en noviembre del año 2008. CTEEP tiene una participación accionaria del 51.00%. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

Interligação Elétrica Pinheiros S. A. - IE Pinheiros

IE Pinheiros es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 22 de julio de 2008 y su actividad principal es la explotación de concesiones del servicio público de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, líneas, subestaciones, centros de control y respectiva infraestructura; en particular de las líneas de transmisión y subestaciones de los lotes E,H y K de la Oferta Pública N° 004 – 2008 de ANEEL, línea de transmisión Interlagos-Piratiniga II, subestaciones Piratiniga II, Mirassol II, Getulina, Araras y Atibada II. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de CTEEP. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

Interligação Eletrica Serra Do Japi S.A.

Serra Do Japi es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 1 de junio de 2009, su actividad principal es la explotación de concesiones de servicios públicos de transmisión, prestados mediante la implantación, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, líneas, subestaciones, centros de control y respectiva infraestructura; en particular la construcción de las subestaciones Jandira y Salto. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de CTEEP. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

XM es una empresa colombiana de servicios públicos mixta, con domicilio principal en la ciudad de Medellín. Se constituyó el 1 de septiembre de 2005, iniciando operaciones el 1 de octubre de 2005. Su objeto es el desarrollo de actividades relacionadas con la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía eléctrica en el mercado mayorista, así como la liquidación y administración de los cargos por uso de la red del Sistema Interconectado Nacional y el desarrollo de actividades conexas o de valor agregado a su objeto social. Poseemos en forma directa el 99.73% del capital social de XM.

XM tiene una participación del 5.85% del capital social en la Camara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A. -CRCC-, el objeto principal de la CRCC es administrar el Sistema de Compensación y Liquidación de Operaciones, esto es, el conjunto organizado de actividades, acuerdos, contrapartes, agentes, terceros, cuentas, normas, procedimientos, mecanismos y

componentes tecnológicos para la aceptación, compensación y liquidación de operaciones sobre activos, interponiéndose o no como contraparte.

Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C. – PDI

PDI es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 15 de noviembre de 2007, y se dedica a la realización de actividades relacionadas con la construcción de líneas de transmisión, proyectos eléctricos y en general cualquier actividad del sector construcción. Inició operación en marzo de 2008 y poseemos de forma directa el 99.97% y el 0.03% indirectamente a través de TRANSELCA S.A.

Infra-Estruturas Do Brasil Ltda.

Infra-Estruturas es una sociedad brasilera con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 14 de diciembre de 2006 y su actividad principal es la prestación de servicios de ingeniería civil y la participación en el capital de otras sociedades. Poseemos en forma directa el 99.90% del capital social de Infra-Estruturas. Esta sociedad no ha entrado en operación.

SUBORDINADAS DEL SECTOR DE TELECOMUNICACIONES

INTERNEXA S.A. E.S.P.

INTERNEXA es una empresa colombiana de servicios públicos, con domicilio principal en la ciudad de Medellín. Se constituyó el 4 de enero de 2000, su objeto es la organización, administración, comercialización y prestación de servicios o actividades de telecomunicaciones. En la actualidad, INTERNEXA se dedica al desarrollo y promoción del negocio de transporte nacional e internacional de telecomunicaciones. Poseemos en forma directa el 99.27% del capital social de Internexa.

En noviembre de 2007 se protocolizó la fusión de INTERNEXA y Flycom Comunicaciones S.A. E.S.P, operación que se enmarcó dentro de la estrategia de negocios del grupo empresarial para alcanzar el liderazgo y reconocimiento como el mayor transportador de energía y datos en Latinoamérica.

INTERNEXA S.A. E.S.P. tiene una participación del 99.99% del capital social en INTERNEXA S.A. y del 99.98% en INTERNEXA Participações S.A., en estas compañías ejerce el control total. Adicionalmente, INTERNEXA S.A. E.S.P. tiene una participación del 50.00% del capital social en TRANSNEXA S.A. E.M.A., compañía donde tiene un control compartido. TRANSNEXA es una compañía ecuatoriana con domicilio en la ciudad de Quito, se constituyó el 29 de noviembre de 2002 y tiene por objeto la organización, administración, comercialización y prestación de servicios o actividades de telecomunicaciones, tales como portadores, telemáticos, de valor agregado, actividades complementarias y en general, cualquier servicio o actividad de telecomunicaciones.

INTERNEXA S.A.

INTERNEXA S.A. es una sociedad peruana con domicilio en la ciudad de Lima. Se constituyó el 12 de octubre de 2006, su actividad principal es la organización, administración y comercialización de servicios de telecomunicaciones, tales como: portadores, telemáticos y de valor agregado. Esta empresa construyó una red de fibra óptica para unir el sur de Ecuador con Lima, y mejorar la disponibilidad y calidad de los servicios en este país. Esta compañía comenzó a prestar servicios durante el primer semestre de 2008. Poseemos el 99.99% de manera indirecta a través de la filial INTERNEXA S.A. E.S.P.



INTERNEXA Participações S.A.

INTERNEXA Participações es una sociedad brasileira con domicilio en la ciudad de São Paulo. Se constituyó el 21 de julio de 2008 y su actividad principal es la implementación y administración de inversiones en telecomunicaciones y la participación en el capital de otras sociedades. Poseemos en forma indirecta el 99.979% del capital social a través de INTERNEXA S.A. E.S.P. y el 0.002% a través de INTERNEXA S.A.. Esta sociedad no ha entrado en operación comercial.

OTROS INVERSIONES

Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá S.A. -ICP

ICP es una sociedad panameña con domicilio en la ciudad de Panamá. Se constituyó el 14 de mayo de 2007, su objeto principal es desarrollar actividades de transmisión de energía eléctrica, operación y mantenimiento de líneas y redes de transmisión de electricidad, de las infraestructuras para la transformación de tensión vinculada, telecomunicaciones, transmisión de datos, prestación de servicios técnicos y de consultoría en dichas áreas y en materia de ingeniería en general. Poseemos el 50.00% del capital social de esta compañía, ejerciendo un control compartido. La sociedad tiene una sucursal en Colombia. Esta sociedad no ha entrado en operación.

Financiera Energética Nacional -FEN

La FEN es una entidad financiera del orden nacional, constituida por la Ley 11 de 1982 como una sociedad de capital público por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto principal de servir de organismo financiero y crediticio al sector energético colombiano. Poseemos nueve acciones que equivalen a una participación del 0.00069%.

Empresa Propietaria de la Red -EPR

EPR es una sociedad panameña con domicilio en la ciudad San José de Costa Rica. Se constituyó en 1998 y es una empresa regida por el derecho privado que cuenta con el aval del “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central” y su protocolo, mediante el cual cada gobierno otorga el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional eléctrico, el cual unirá a Honduras, Guatemala, El Salvador, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Poseemos 5,625 acciones comunes que equivalen a una participación del 11.11% en dicha sociedad.

ISA Sucursal Perú

El 4 de septiembre de 2002, ISA constituyó una sucursal en Perú con el fin de ejecutar el contrato de operación y mantenimiento para las líneas de transmisión Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra a 220 kV y Aguaytía-Pucallpa a 138 kV, celebrado entre ISA e ISA Perú S.A., de acuerdo con los requerimientos del Contrato de Concesión firmado con el gobierno del Perú. La duración de la sucursal es indefinida, no tiene personería jurídica ni desarrolla actividades independientes de ISA. Es una extensión de la compañía en el Perú.

ISA Sucursal Argentina

El 24 de enero de 2007, con la creación de una sucursal de ISA en Argentina, se dio el primer paso para participar en el mercado energético de dicho país. El trámite se efectuó ante la Inspección General de Justicia, organismo oficial que tiene a su cargo el Registro Público de Comercio. Dicha sucursal se creó debido a que las sociedades constituidas en el extranjero que quieran tener presencia de negocios en Argentina deben fijar un domicilio en el país.

NOTA 2: BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1 CONSOLIDACIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

2.1.1 Principios de Consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incluyen las cuentas de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. –ISA- (Matriz), ISA Capital do Brasil, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista –CTEEP-; TRANSELCA S.A. E.S.P, Consorcio TransMantaro S.A., Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A., Red de Energía de Perú S.A. -REP-, Interconexión Eléctrica ISA Bolivia S.A., XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., INTERNEXA S.A. E.S.P., INTERNEXA Perú, TRANSNEXA S.A. y Proyectos de Infraestructura del Perú, sociedades en las cuales la Matriz posee participación (en adelante las subordinadas). Todos los saldos y transacciones significativas entre la Matriz y las subordinadas fueron eliminados en la consolidación. La consolidación se realiza por el método de integración global y los intereses minoritarios correspondientes al patrimonio y los resultados del período son reconocidos y presentados en los Estados Financieros Consolidados, excepto TRANSNEXA S.A E.M.A., con la cual se tiene control compartido y se consolidó por el método de consolidación proporcional.

Las inversiones en compañías subordinadas del exterior se registran con base en los Estados Financieros al cierre del periodo, homologados a las normas contables aplicables a la Matriz y convertidos a pesos colombianos, según la definición de moneda funcional y utilizando el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica como moneda patrón y según procedimientos descritos en la NIC 21.

2.2 CLASIFICACIÓN DE ACTIVOS Y PASIVOS

Los activos y pasivos se clasifican según su destinación o su grado de realización, exigibilidad o liquidación, en términos de tiempo y valores.

Para tal efecto se entiende como activos o pasivos corrientes (corto plazo), aquellas sumas que serán realizables o exigibles en un plazo no mayor a un año.

2.3 AJUSTES POR INFLACIÓN

Hasta el 31 de diciembre de 2000, los activos y pasivos no monetarios y el patrimonio, con excepción de las cuentas de resultados y el superávit por valorizaciones de activos de la Matriz y sus subordinadas en Colombia, se actualizaban monetariamente en forma prospectiva mediante el uso de índices generales de precios al consumidor (porcentajes de ajuste del año gravable – PAAG-). Los ajustes respectivos se llevaban a la cuenta de corrección monetaria del estado de resultados. A partir del 1 de enero de 2001, La Contaduría General de la Nación, mediante Resolución No. 364 del 29 de noviembre de 2001, suspendió el sistema de ajustes integrales por inflación para efectos contables, sin reversar los ajustes por inflación contabilizados hasta el 31 de diciembre de 2000. Los ajustes integrales por inflación para efectos tributarios, fueron derogados por la Ley 1111 de 2006 a partir del año gravable 2007.

2.4 CONCEPTO DE MATERIALIDAD

El reconocimiento y presentación de los hechos económicos se hace de acuerdo con su importancia relativa.



Un hecho económico es material cuando debido a su naturaleza o cuantía, su conocimiento o desconocimiento, teniendo en cuenta las circunstancias, puede alterar significativamente las decisiones económicas de los usuarios de la información.

Al preparar los estados financieros, la materialidad para propósitos de presentación, se determinó aplicando un 5% con relación a: activo total, activo corriente, pasivo total, pasivo corriente, capital de trabajo, patrimonio, resultados del ejercicio, según corresponda.

NOTA 3: RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES

Para la preparación y presentación de sus estados contables, y por disposición legal, se observa el marco conceptual y el modelo instrumental establecido por la Contaduría General de la Nación – CGN –, las disposiciones contables emitidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD, y otras normas aplicables.

A continuación se describen las principales políticas y prácticas adoptadas por el Grupo:

3.1 CONVERSIÓN DE TRANSACCIONES Y SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

Las transacciones en moneda extranjera se contabilizan a las tasas de cambio aplicables que estén vigentes en sus respectivas fechas. Al cierre de cada ejercicio, los saldos de las cuentas de activos y pasivos se ajustan a las tasas de cambio vigentes. En lo relativo a saldos de las cuentas del activo, las diferencias en cambio se llevan a resultados, excepto por las inversiones patrimoniales, las cuales no se ajustan por diferencia en cambio a partir de septiembre de 2007, debido a que se actualizan a través del método de participación, de acuerdo con el concepto 20079-101592 de la Contaduría General de la Nación (Véase nota 3.3.2); el efecto de dicho cambio en los estados financieros al 30 de septiembre de 2007 fue un menor gasto en los resultados del ejercicio por valor de 81,830 millones.

En lo que tiene que ver con cuentas del pasivo, sólo se llevan a resultados las diferencias en cambio que no sean imputables a costos de adquisición de activos. Las diferencias en cambio son imputables a costo de adquisición de activos mientras dichos activos estén en construcción o instalación y hasta que se encuentren en condiciones de utilización.

3.2 EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Para propósitos de presentación del estado de flujos de efectivo, por su liquidez, las inversiones temporales con vencimiento original inferior a los noventa días se consideran equivalentes de efectivo.

3.3 INVERSIONES

Las inversiones se reconocen por su costo histórico y se actualizan atendiendo la intención de realización, la disponibilidad de información en el mercado y el grado de control que se tenga sobre el ente emisor, mediante la aplicación de metodologías que aproximen a su realidad económica. Entre los métodos para actualizar su valor están la cotización en bolsa, el valor presente neto para la determinación del precio de mercado o la rentabilidad interna del título, el método de participación patrimonial y el método del costo.

3.3.1 Inversiones temporales

Las inversiones de renta fija se registran en la Matriz inicialmente al costo y mensualmente se ajustan a la Tasa Interna de Retorno (TIR), con abono o cargo al estado de resultados de acuerdo con los parámetros establecidos por la Contaduría General de la Nación –CGN-.

3.3.2 Inversiones permanentes

Las inversiones permanentes de renta variable de compañías donde no se tiene el control y que no cotizan en bolsas de valores, se registran al costo. Si al cierre del ejercicio el valor intrínseco de las inversiones es superior o inferior a su valor en libros, se registra un abono a la cuenta de valorizaciones con una contrapartida al superávit por valorizaciones en el patrimonio, o una provisión con cargo al estado de resultados, respectivamente.

A partir de septiembre de 2007, según concepto 20079-101592, las inversiones patrimoniales en entidades controladas en el exterior se reconocen por el costo histórico, aplicando para su presentación en moneda legal, la Tasa Representativa de Mercado (TRM) de la fecha de la transacción. Estas inversiones se actualizan por el método de participación patrimonial y no son objeto de reconocimiento de ajuste por diferencia en cambio, toda vez que el método incorpora este concepto.

3.3.3 Instrumentos financieros derivados

Con el propósito de reducir la exposición a fluctuaciones en las tasas de cambio y tasas de interés de las obligaciones financieras con la banca comercial local e internacional, multilaterales y emisiones de bonos, el grupo recurre al uso de instrumentos derivados tales como swap, forward y opciones.

Según lo dispuesto por la Contaduría General de la Nación, a partir de septiembre de 2007, los instrumentos derivados con fines de cobertura de activos, tanto el derecho como la obligación se actualizan con base en metodologías de reconocido valor técnico, las cuales deben garantizar, en la fecha de terminación del contrato, que la diferencia entre derechos y obligaciones corresponda al valor a recaudar, si el valor del derecho es mayor al de la obligación, o a girar, si el valor de la obligación es mayor al derecho.

Acorde con lo anterior, el grupo registra los derechos y obligaciones que surgen en los contratos y los muestra netos en el balance; el derecho corresponde al valor que la Empresa recibe de la contraparte y que compensa el efecto del riesgo cubierto, y la obligación es el compromiso que adquiere la empresa, por la operación de cobertura.

En su valuación, la Matriz y sus subordinadas han adoptado una política mediante la cual los contratos derivativos, realizados con propósitos de cobertura, son ajustados a su valor de acuerdo a las metodologías definidas por Superfinanciera en Colombia y las entidades homólogas en el exterior, y el ajuste resultante es llevado a cuentas de resultados.

3.4 PROVISIÓN PARA CUENTAS DE DIFÍCIL COBRO

Al cierre de cada trimestre se revisa el riesgo asociado a la cartera de clientes y otros deudores con el fin de determinar las provisiones respectivas, las cuales contemplan porcentajes entre el 10% y 100% de acuerdo con el tipo de cartera, su vencimiento y las probabilidades de recuperación analizadas individualmente.



3.5 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Para la Matriz y las subordinadas en Colombia las propiedades, planta y equipo se contabilizan al costo, que en lo pertinente incluye: (a) gastos de financiación y diferencias en cambio sobre pasivos en moneda extranjera, gastos directos de operación y administración; la capitalización se efectúa hasta que los activos se encuentren en condiciones de utilización y (b) hasta el año 2000, incluye ajustes por inflación sobre el costo, excluyendo diferencias en cambio capitalizadas y aquella porción de los intereses capitalizados que corresponde a la inflación.

La depreciación se calcula por el método de línea recta sobre el costo, con base en la vida útil estimada de los activos. Para efecto de los cálculos de depreciación, la siguiente es la vida útil estimada de los activos:

Clase de activo	Vida útil
Edificaciones	50
Líneas de transmisión	40
Subestaciones	30
Fibra óptica	25
Maquinaria y equipo	15
Equipo de telecomunicaciones	15
Muebles, equipo de oficina, equipo de laboratorio	10
Equipo de comunicación	10
Equipo de transporte, tracción y elevación	10
Equipos del Centro de Supervisión y Maniobra	6
Equipo de computación y accesorios	5

Las erogaciones por el mantenimiento de estos activos se cargan a resultados, en tanto que las mejoras y adiciones que aumentan la rentabilidad del activo y/o aumentan la vida útil, se agregan al costo de los mismos.

3.6 DIFERIDOS Y OTROS ACTIVOS

Comprenden gastos pagados por anticipado, cargos diferidos y otros activos. Los gastos pagados por anticipado incluyen principalmente partidas monetarias como primas de seguro e intereses, los cuales se amortizan con base en su causación.

Los cargos diferidos y otros activos incluyen créditos mercantiles por adquisición de inversiones permanentes, costos por la adquisición de software, servidumbres, impuesto de seguridad democrática, comisión en colocación de bonos, licencias y derechos, de los cuales se espera obtener beneficios económicos en períodos futuros y una medición monetaria cuantificable. También incluye el impuesto diferido originado por diferencias temporales entre la utilidad contable y la renta fiscal.

El software es amortizado por el método de línea recta en un período máximo de tres años, excepto el software del sistema integrado SAP que se amortizó en 10 años. Los cargos por estudios e investigaciones en proyectos en la etapa preoperativa tendrán el tratamiento de gastos y no se capitalizan aún en el evento de que luego se decida desarrollar el proyecto y que el mismo sea para fines internos. Los créditos mercantiles, las servidumbres, comisión en colocación de bonos, licencias y derechos son amortizados por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación.

A partir de 2007, los activos intangibles pueden ser clasificados como de vida finita o indefinida; estos últimos no se amortizan.

3.7 VALORIZACIONES

Las valorizaciones, que forman parte del patrimonio incluyen:

3.7.1 El resultado de excesos sobre el costo neto en libros por la valoración económica de los principales componentes de propiedades, planta y equipo, determinada técnicamente por peritos independientes para el caso de bienes raíces, para el equipo de transporte de acuerdo con el valor de mercado, para los demás activos con base en estudios técnicos efectuados por funcionarios vinculados laboralmente a las Compañías del grupo empresarial ISA. Los avalúos técnicos deben ser efectuados al menos cada tres años, o cuando situaciones en el mercado indiquen que los valores registrados pudieron haber cambiado significativamente.

3.7.2 El exceso del valor intrínseco de las inversiones permanentes sobre su costo neto.

3.8 IMPUESTO SOBRE LA RENTA E IMPUESTO DIFERIDO

La provisión del impuesto sobre la renta se determina realizando las depuraciones necesarias para calcular la renta gravable y es ajustado al cierre del año con base en disposiciones tributarias.

Se contabiliza como impuesto diferido crédito el valor correspondiente al menor impuesto corriente calculado durante el ejercicio, proveniente del exceso de depreciación y amortización fiscal sobre la contable, resultante de la aplicación de vidas útiles, métodos de depreciación y amortización fiscales diferentes a los contables.

El impuesto diferido débito representa las diferencias temporales que han generado un mayor valor del impuesto a la renta corriente; está representado básicamente por los ajustes por inflación fiscales sobre los activos no monetarios depreciables y amortizables, y en los saldos de las provisiones de cartera, pensiones de jubilación y beneficios de salud, educación y aportes de vejez a pensionados, entre otros.

De acuerdo con el concepto de la Contaduría General de la nación –CGN–, radicado No. 20061-57086 del 31 de enero de 2006, en el caso del impuesto diferido las empresas en Colombia son autónomas en la definición de las políticas contables relacionadas con este aspecto. En concordancia con lo anterior, la Matriz y sus subordinadas en Colombia, han considerado como diferencias temporales que dan lugar a la causación del impuesto diferido, los ajustes por inflación que se reconocen únicamente para fines tributarios sobre los activos fijos depreciables, en la medida que generan un mayor ingreso fiscal por corrección monetaria, el cual incrementa el valor por impuesto a pagar, y posteriormente se recupera en años subsiguientes, en la medida que se deprecia el activo fijo.

3.9 OBLIGACIONES LABORALES

Las obligaciones laborales del grupo empresarial ISA se ajustan al final de cada ejercicio con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes, y mensualmente se causan según los valores estimados. Anualmente, mediante estudio actuarial, se establece el valor del pasivo por pensiones de jubilación y de los beneficios futuros por salud, educación y aportes de vejez a pensionados. Los pagos de las pensiones son realizados afectando la cuenta del cálculo actuarial por pensiones actuales.



3.10 UTILIDAD NETA POR ACCIÓN

La utilidad neta por acción se calcula con base en el promedio ponderado anual de las acciones en circulación durante el periodo. A septiembre de 2009 y 2008 fueron de 1,075,661,374 para ambos periodos.

3.11 RECLASIFICACIONES A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Algunas cifras incluidas en los Estados Financieros Consolidados al 30 de septiembre de 2009, fueron reclasificadas para hacerlas comparables con la presentación de los estados financieros correspondientes al año 2008.

3.12 CUENTAS DE ORDEN

Las cuentas de orden están compuestas principalmente por los créditos contratados no desembolsados, administración de cuentas de terceros, administración del Sistema de Intercambios Comerciales -SIC- y administración de cuentas de cargos por uso del STN-LAC, activos totalmente depreciados, contingencias originadas en reclamaciones o demandas y las garantías otorgadas por los contratos de empréstitos suscritos. También incluyen las diferencias temporales y permanentes entre las partidas contables y fiscales, las primeras que razonablemente se revertirán en el tiempo, y las segundas que permitirán elaborar informes con propósito específico.

3.13 RECONOCIMIENTO DE INGRESOS, COSTOS Y GASTOS

Los ingresos, costos y gastos se registran con base en el principio de causación. Los ingresos provenientes de la prestación de servicios se reconocen durante el período contractual o cuando se prestan los servicios.

Para el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidación y Administración de Cuentas -LAC- los ingresos regulados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-, toma en consideración, entre otros aspectos, los costos en que incurre XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. por la prestación de los servicios, determinados sobre la base de los presupuestos anuales aprobados por dicho ente de control.

En XM, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., durante el año 2008 se aplicó hasta el mes de mayo la Resolución CREG 110 de 2006 y a partir del mes de junio la Resolución 048 de 2008. La Resolución CREG 110 de 2006, establece el reconocimiento anual de los ingresos por costos de operación y de inversión necesarios para la prestación del servicio, así como una remuneración al patrimonio de los accionistas. En cuanto a la Resolución CREG 048 ésta establece la remuneración de los servicios regulados de XM S.A. E.S.P., para los próximos cinco años, definiendo un Ingreso Máximo Regulado para cada mes que corresponderá a la suma de los siguientes rubros mensuales: gasto operativo, Inversiones, ajuste por cambios regulatorios o por desviaciones en la ejecución de inversiones, y margen de rentabilidad del patrimonio.

Con base en lo anterior, XM definió los siguientes criterios contables para el reconocimiento de los ingresos regulados: i) Ingreso por costo de operación: se registran como ingreso al momento de la prestación del servicio. ii) Ingreso por costo de inversión: la nueva regulación aplicable definió la aprobación de los ingresos por inversión sujeta a un programa quinquenal de inversiones. La totalidad del ingreso que se recibe correspondiente a la remuneración de las inversiones y proyectos, deberá ser tratada como un ingreso diferido en el momento en que es facturado; este ingreso diferido será amortizado de acuerdo con el gasto por depreciación y amortización del período, en la proporción resultante de dividir el ingreso diferido por inversión sobre los activos fijos e

intangibles (netos) del balance general en el período anterior. El valor de las inversiones no ejecutadas se trasladan al siguiente año tarifario. iii) Remuneración del patrimonio de los accionistas: este ingreso se reconoce en el momento en que se presta el servicio regulado.

En ISA se reconocen como ingresos diferidos aquellos montos recibidos para remunerar la recuperación de las inversiones en UPMES y derechos de uso que no han sido devengados, por no haberse incurrido en los costos respectivos o por haber cumplido los compromisos que hacen a la Compañía acreedora del ingreso. Estos ingresos diferidos son amortizados en los períodos en los cuales son devengados.

3.14 USO DE ESTIMACIONES

Para la preparación de los Estados Financieros Consolidados, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, se requiere hacer ciertas estimaciones que afectan los montos de los activos, pasivos, ingresos, costos y gastos reportados por dichos períodos. El resultado final podría diferir de estas estimaciones.

3.15 CONTINGENCIAS

Ciertas condiciones contingentes pueden existir a la fecha que los estados financieros sean emitidos, las cuales pueden resultar en una pérdida para la Compañía pero únicamente serán resueltas en el futuro cuando uno o más hechos sucedan o puedan ocurrir. Tales contingencias son estimadas por la gerencia y sus asesores legales. La estimación de las contingencias de pérdidas necesariamente envuelve un ejercicio de juicio y es materia de opinión. En la estimación de contingencia de pérdida en procesos legales que están pendientes contra la Compañía, los asesores legales evalúan, entre otros aspectos, los méritos de los reclamos, la jurisprudencia de los tribunales al respecto y el estado actual de los procesos.

Si la evaluación de la contingencia indica que es probable que una pérdida material ha ocurrido y el monto del pasivo puede ser estimado entonces es registrado en los estados financieros. Si la evaluación indica que una pérdida potencial no es probable pero es incierto el resultado, o es probable pero no puede ser estimado el monto de la pérdida, entonces la naturaleza de la contingencia es revelada en nota a los estados financieros con una estimación del rango probable de pérdida. Contingencias de pérdida estimadas como remotas generalmente no son reveladas.

D. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DEL EMISOR A CORTE DEL ÚLTIMO EJERCICIO ANUAL APROBADO

Adjunto Informe anual grupo empresarial ISA 2008, donde podrá observar la información requerida así:

Informes Solicitados	Informe Anual Grupo ISA 2008 (Disco Compacto) Páginas
Balance General	2 y 3
Estado de Ganancias y Perdidas	4
Estado de Cambios en la Situación Financiera	No Aplica
Estado de Cambios en el Patrimonio	5
Estado de flujos de efectivo	6 y 7
Certificación de los Estados Financieros	183
Notas a los Estados Financieros	8. - 88
Informe de Gestión	66 - 81 (Informe Impreso)
Dictamen del Revisor Fiscal	89 - 91

(Se anexan informes anuales).



CAPÍTULO VII. INFORMACIÓN SOBRE RIESGOS DEL EMISOR

Nuestro negocio, operaciones y condición financiera están expuestos a varios riesgos. Algunos de ellos se describen a continuación y ustedes deben tomarlos en cuenta para evaluarnos o evaluar cualquier decisión de inversión que nos involucre o para decidir si va a participar en la compra de las Acciones Ordinarias ofrecidas. Esta sección no describe todos los riesgos aplicables a nosotros, nuestra industria o negocio, y solamente pretende ser un resumen de ciertos factores sustanciales.

A. FACTORES MACROECONÓMICOS QUE AFECTEN LA RENTABILIDAD REAL DEL VALOR QUE SE OFRECE

Tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial adversas, pueden afectar la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones.

Nuestras operaciones están localizadas en Colombia, Brasil, Bolivia, Perú y Panamá. Si las tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial afectan adversamente la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones, especialmente Colombia o Brasil, nuestra condición financiera y resultados de las operaciones podrían afectarse adversamente.

Las tendencias económicas que afecten adversamente las economías de cualquier país emergente en la región de Centro o Sur América pueden afectar todos los países en la región y los valores de los emisores de dicha región. Así, las crisis que se presenten en otros países con mercados emergentes pueden disminuir el interés de los inversionistas por los valores que ofrezcan emisores que operan en Centro o Sur América, y hacer más difícil o incluso imposible para nosotros y nuestras subordinadas acceder en términos aceptables a los mercados de capitales para refinanciar nuestra deuda, financiar nuestras operaciones y el crecimiento de nuestro negocio en el futuro. Debido a las características de la industria de electricidad (que requiere importantes inversiones en activos operacionales) y a nuestras necesidades financieras, si el acceso a los mercados de capitales y de crédito es limitado, podemos enfrentar dificultades para completar nuestro plan de inversiones y para refinanciar nuestras obligaciones, lo cual puede afectar adversamente nuestro negocio, resultado de operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos. Ver "Situaciones Relativas a los Países en que Opera el Emisor", y "Factores Políticos, tales como Inestabilidad Social, Estado de Emergencia Económica, etc".

B. DEPENDENCIA EN PERSONAL CLAVE (ADMINISTRADORES)

Esta situación se encuentra identificada en nuestra compañía como componente del riesgo de "capital humano"; para la gestión de éste la empresa cuenta con diversas medidas de administración entre las que cabe mencionar la propuesta de asignación de recursos humanos a partir de la estrategia de crecimiento del grupo empresarial, Identificación de talento directivo y técnico, estructura de cuadros de reemplazo, la implementación de la carrera técnica, la aplicación del sistema de evaluación de desempeño, tutorías y seguimiento, evaluación, seguimiento y gestión del clima organizacional y la definición y desarrollo del Plan de Formación Integral (PFI) para los empleados de la empresa. Por estas razones no evidenciamos en forma directa riesgos asociados a la dependencia de la compañía de personal clave de tal forma que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen.

C. DEPENDENCIA EN UN SOLO SEGMENTO DE NEGOCIO

Nuestro negocio fundamental en Colombia es la prestación del servicio de transporte de energía, del cual proviene el 84.03% de nuestros ingresos operacionales (calculados con base

en el informe anual de 2008). Dada la característica de monopolio natural propia de esta actividad, el transporte de energía se define en Colombia como un negocio regulado, expuesto, como cualquier negocio de este tipo, al riesgo regulatorio.

Aunque el marco regulatorio de la transmisión en Colombia ha alcanzado una madurez importante, el riesgo regulatorio se refleja en las revisiones periódicas del esquema (también normales para este tipo de negocio), las cuales de acuerdo con la normatividad tienen como finalidad ajustarlo a las condiciones reales de prestación del servicio en que los transmisores desarrollan su actividad. Ver “Impacto de las regulaciones que atañen al emisor y de posibles cambios en las mismas”.

Es importante destacar que las revisiones periódicas se realizan de acuerdo con la normatividad vigente siguiendo un procedimiento que incluye la publicación previa de las bases metodológicas sobre las cuales se realizará la revisión y publicación de proyectos de resolución, los cuales pueden ser comentados por los agentes y terceros interesados. Es así como en el último proceso de revisión adelantado por la CREG, el cual concluyó con la expedición de la Resolución CREG 011 de 2009, las empresas suministraron la información requerida para la realización de los estudios hechos durante la revisión y posteriormente analizaron y comentaron los resultados de los mismos, una vez publicados por el regulador.

Si bien un proceso como el descrito anteriormente no elimina el riesgo regulatorio, sí permite a las empresas y terceros interesados interactuar directamente con el regulador durante su realización con el objetivo de garantizar que la nueva estructura de tarifas esté basada en criterios objetivos, técnicos e independientes de manera que refleje la estructura de costos actual de las compañías de nuestra industria en desarrollo de sus actividades para la prestación del servicio.

D. INTERRUPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL EMISOR, QUE HUBIERE SIDO OCASIONADA POR FACTORES DIFERENTES A LAS RELACIONES LABORALES

El 26 de abril de 2007, el 100% del SIN sufrió una interrupción del servicio de transmisión que dejó más del 80% del territorio Colombiano sin electricidad. El servicio fue restaurado pasados entre 30 minutos y 4 horas y media de ocurrida la interrupción, dependiendo de la ciudad o región afectada. Nuestro diagnóstico sobre las causas que originaron la interrupción es que la misma se produjo debido a una falla operacional. Por estos hechos, actualmente existe un proceso de multa adelantado por la Superintendencia de Servicios Públicos en contra de ISA, el cual fue recurrido; el monto de la multa ascendería, en caso de que prosperara, a Col\$923,000,000.

E. AUSENCIA DE UN MERCADO SECUNDARIO PARA LOS VALORES OFRECIDOS

En la medida en que nuestras Acciones Ordinarias se encuentran inscritas en la BVC, las mismas pueden ser libremente negociables a través de los sistemas transaccionales de la BVC. La mayor o menor bursatilidad que presenten las acciones indicará el precio base de cotización de dichos valores. Al corte de septiembre 30 de 2009, nuestra acción ocupó el quinto lugar en el Índice de Bursatilidad Accionaria –IBA–, reportado por la Superintendencia Financiera de Colombia.

Teniendo en cuenta lo anterior, y siendo que no se trata de la primera emisión de nuestras Acciones Ordinarias sino una emisión del tipo “follow-on”, a pesar del tamaño reducido de nuestro mercado público de valores en la actualidad existe un mercado secundario líquido para nuestras acciones, cuyo mantenimiento y desarrollo dependerá entre otros factores del éxito de la colocación de las Acciones Ordinarias y de las perspectivas positivas que el mercado pueda tener en relación con dichos valores.



F. AUSENCIA DE UN HISTORIAL RESPECTO DE LAS OPERACIONES DEL EMISOR

Dado que somos una compañía ampliamente conocida en Colombia y en los demás países donde operamos, con un historial de operaciones de cuatro décadas (Ver Reseña Histórica), no evidenciamos en forma directa riesgos asociados al desempeño de la compañía que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen. Sin embargo, los resultados en años venideros pueden presentar un comportamiento que difiera de los resultados obtenidos hasta ahora.

G. OCURRENCIA DE RESULTADOS OPERACIONALES NEGATIVOS, NULOS O INSUFICIENTES EN LOS ÚLTIMOS TRES AÑOS

No evidenciamos riesgos asociados a la ocurrencia de resultados operacionales negativos, nulos o insuficientes, que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen. Ver “Estados Financieros”.

H. INCUMPLIMIENTOS EN EL PAGO DE PASIVOS BANCARIOS Y BURSÁTILES

A lo largo de nuestra historia, siempre hemos honrado el pago de nuestros pasivos bancarios y bursátiles, y a la fecha desconocemos alguna circunstancia que pueda conllevar un cambio en esta tendencia.

I. LA NATURALEZA DEL GIRO DEL NEGOCIO QUE REALIZA O QUE PRETENDE REALIZAR EL EMISOR

El éxito de nuestro negocio de transmisión de electricidad depende, en parte, de factores fuera de nuestro control.

Una parte de nuestro negocio depende de factores fuera de nuestro control que pueden tener un impacto desfavorable en nuestro negocio:

- Medidas tomadas, normas expedidas y políticas implementadas por las agencias nacionales de regulación de electricidad de los países en los que operamos; entre las cuales se incluye la revisión periódica de nuestros Ingresos Regulados;
- Inversiones en ampliaciones y reposiciones de activos de transmisión de electricidad que tengan una tasa de retorno que no es suficiente para cubrir nuestros costos operacionales y de capital;
- Condiciones económicas en los países en los que operamos, incluyendo inflación y fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio;
- Condiciones de orden público que traigan como consecuencia atentados contra nuestra infraestructura de transmisión;
- Cambios en la normatividad tributaria, contable o cambiaria de los países en los cuales tenemos presencia.

1. Nuestras operaciones están sujetas a peligros operacionales y riesgos no asegurados, incluyendo actos de agresión y terrorismo en los países en los que operamos

Nuestras operaciones están sujetas a los riesgos inherentes normalmente asociados con el negocio de transmisión de electricidad, incluida la ruptura de líneas eléctricas, explosiones, contaminación, liberación de sustancias tóxicas, incendios, condiciones atmosféricas adversas y otros peligros, cada uno de los cuales llevaría al daño o destrucción de nuestras instalaciones o daños en personas y propiedades. Además, nuestras operaciones y activos enfrentan posibles riesgos asociados con actos de agresión y terrorismo en los países en los que operamos. Colombia ha experimentado varios periodos de violencia criminal durante las pasadas cuatro décadas, principalmente debido a las actividades de grupos guerrilleros y carteles de droga. En respuesta, el Gobierno Colombiano ha implementado diversas medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas policiales y militares mediante la creación de unidades especializadas. A pesar de estos esfuerzos, la actividad guerrillera y el crimen relacionado con las drogas sigue existiendo en Colombia. Estas actividades, su posible escalamiento y la violencia asociada con ellas pueden tener un impacto negativo sobre la economía Colombiana, actualmente o en el futuro.

La administración del Presidente de Colombia, Álvaro Uribe, quien fue reelegido para el periodo 2006-2010, está implementando un plan orientado principalmente a la protección de los derechos civiles y al fortalecimiento de la autoridad democrática. Sin embargo, es posible que dicho plan no alcance completamente sus objetivos y las condiciones económicas y sociales puedan deteriorarse en el futuro. Nuestro negocio o condición financiera, o el valor de mercado de nuestras acciones y cualquier dividendo distribuido por nosotros pueden verse afectados negativamente por cambios en las condiciones económicas y sociales en Colombia, y por la respuesta del gobierno colombiano a dichas condiciones.

Adicionalmente, finalizando la década de 1980, iniciando la de 1990 y en 1997, Perú vivió altos niveles de actividad terrorista con Sendero Luminoso y el Movimiento Revolucionario Tupac Amaru quienes dirigieron sus actos de violencia contra el gobierno del Perú y el sector privado. Aunque en la última década el gobierno Peruano hizo sustanciales progresos para eliminar toda actividad terrorista, incidentes de terrorismo podrían volver a presentarse en el futuro y el negocio, condición financiera y resultados de las operaciones de nuestras subordinadas en el Perú podrían verse afectados adversamente, así como su capacidad para pagar dividendos o realizar otras distribuciones.

Si bien mantenemos coberturas de seguros para muchos de estos riesgos, en la medida y en los montos que consideramos son razonables, esas coberturas de seguros no amparan todos los riesgos. Muchas de nuestras coberturas de seguros tienen deducibles sustanciales, exclusiones y límites de indemnización como recuperación máxima. Nuestras operaciones y condición financiera pueden verse afectadas adversamente si ocurre un evento significativo que no esté cubierto totalmente por el seguro. Ver "Riesgos relacionados con la cobertura de seguros – Nuestra cobertura de seguros puede no ser adecuada".

2. Eventualmente podríamos ser responsables de pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en nuestras líneas de transmisión de electricidad al igual que por interrupciones o perturbaciones que pueden no ser atribuidas a un tercero identificable

De conformidad con las normas y regulaciones o los contratos que rigen la prestación de nuestros servicios de transmisión de electricidad en los países donde operamos, eventualmente podríamos ser responsables de:

- Pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en las operaciones de nuestros equipos o instalaciones de transmisión, las cuales pueden causar interrupciones o perturbaciones en los sistemas de distribución o transmisión de dichos terceros ;



- Interrupciones o perturbaciones que no pueden atribuirse a un participante específico en los sistemas interconectados de los países donde operamos.

Si bien mantenemos seguros contra responsabilidad civil que resulte de dichos eventos, en la medida y en los montos que consideramos razonables, éstos podrían no ser suficientes en todos los casos para cubrir todas las pérdidas o responsabilidades que resulten de dichos eventos dando como resultado un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera, y por ende sobre nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver “Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil”.

3. La ejecución de proyectos conlleva una serie de riesgos que de concretarse podrían afectar los resultados esperados

Entre los principales riesgos a los cuales se encuentran sujetos los proyectos se pueden enunciar:

- Obtención oportuna de las licencias y permisos necesarios para la ejecución de los proyectos.
- Posibles cambios en la regulación.
- Dificultades en la obtención de servidumbres necesarias para la ejecución de los proyectos.
- Variaciones macroeconómicas que afecten los supuestos iniciales contemplados en los presupuestos.
- Diferencias sustanciales de los supuestos iniciales tenidos en cuenta en los presupuestos y la obra realmente ejecutada.
- Condiciones de orden público.

La materialización de cualquiera de estos riesgos, puede afectar el desarrollo de los proyectos y por consiguiente la oportunidad y utilidad esperada para ellos.

4. Nuestras servidumbres de paso

Nuestras redes de transmisión de electricidad están localizadas en terrenos sobre o a través de los cuales hemos adquirido los derechos de conformidad de servidumbre de paso, las cuales se han obtenido con base en el procedimiento señalado por la ley colombiana, estas servidumbres se han registrado sustancialmente de acuerdo con las normas aplicables. No obstante observar el trámite legal, se podrían presentar querellas legales con respecto a la forma, contenido, prioridad o registro de dichos documentos. Además, estamos implicados en varios procesos relacionados con la imposición de servidumbres de paso, que se han iniciado en el curso normal del negocio y los cuales nos fueron asignadas como parte de adquisiciones de líneas anteriores.

5. Toma posesión de ISA

Como prestador de un servicio público, estamos sujetos a la supervisión de la SSPD. Según la Ley 142, la SSPD tiene autoridad para tomar posesión de las empresas prestadoras de servicios públicos si ello es necesario para garantizar la prestación continuada de los servicios públicos.

La SSPD puede tomar posesión de nosotros, si llegase ocurrir uno cualquiera de los siguientes hechos:

- No prestamos o no podemos prestar el servicio público de transmisión de electricidad con los estándares de continuidad y calidad requeridos por la ley, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros;
- Incumplimos alguna regulación importante que nos sea aplicable;
- Incumplimos alguno de nuestros contratos más significativos;
- Incumplimos la entrega de información completa, veraz y oportuna ante las autoridades pertinentes;
- Hay una calamidad o una perturbación del orden público;
- Suspendemos nuestros pagos en general o estemos en riesgo suspenderlos; o
- Entramos en liquidación.

Si la SSPD asume el control de la operación de nuestro negocio en Colombia, nuestra administración sería asumida por un agente especial. En vista de los amplios poderes de la SSPD, es imposible predecir el alcance del impacto que una eventual toma de posesión tendría sobre el precio de nuestras acciones, o cuánto se podría retrasar el pago de dividendos. No podemos garantizar que, de conformidad con las leyes aplicables, la SSPD no tomará posesión de nuestro negocio en Colombia en el futuro.

6. Debido a que sustancialmente todos nuestros activos están dedicados a la transmisión de electricidad, no estarán disponibles para liquidación en caso de quiebra y no pueden estar sujetos a embargo para garantizar una sentencia

Nuestros activos para transmisión de electricidad prestan un servicio público esencial en los países donde operamos. En los países en los que operamos, dichos activos no estarían disponibles para liquidación en caso de quiebra, insolvencia o a un embargo para garantizar el pago bajo una sentencia. Adicionalmente, si quedamos insolventes o entramos en quiebra en dichos países, incluyendo Colombia, nuestros activos (i) se revertirían al gobierno local respectivo, o (ii) quedarían sujetos al control o posesión por parte del gobierno local respectivo como un mecanismo para garantizar la prestación continua de servicios públicos en esos países. Aunque en tales casos podríamos tener derecho a indemnización del gobierno del respectivo país, los montos pagados por dicho gobierno como indemnización pueden ser más bajos que el monto de nuestra deuda y otras obligaciones que nosotros y nuestras subordinadas podamos tener en ese momento, en cuyo caso es posible que no tengamos fondos disponibles para pagar dividendos o hacer otros repartos.

7. Hemos participado y es posible que participemos en algunas transacciones significativas con nuestro accionista controlante, compañías controladas por nuestro accionista mayoritario u otras partes relacionadas, que pueden generar conflictos de intereses

- Hemos participado y es posible que participemos en transacciones con nuestro accionista controlante, compañías controladas por nuestro accionista mayoritario u otras partes relacionadas concernientes, entre otras, con lo siguiente:
 - Préstamos entre compañías;
 - Garantías; y
 - Endeudamiento subordinado que nos adeudan nuestras subordinadas.



Ver “Información financiera del emisor – Operaciones con vinculados, celebradas durante el año inmediatamente anterior”.

Si bien nuestro Código de Buen Gobierno y estatutos establecen que nuestras operaciones con subordinadas deben celebrarse a precios de mercado, y la ley tributaria establece la necesidad de fijar precios de mercado para transacciones con partes relacionadas del exterior, cualquiera de las transacciones antes mencionadas podría contemplar términos no tan favorables para nosotros como los que podríamos negociar con terceros no relacionados, y podrían crear conflictos de interés.

J. RIESGOS GENERADOS POR CARGA PRESTACIONAL, PENSIONAL, SINDICATOS

1. Pensiones de jubilación

De acuerdo con los contratos colectivos e individuales, debemos pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio. Sin embargo, el Instituto de Seguros Sociales (ISS) y las Compañías administradoras de pensiones han asumido la mayor porción de esta obligación.

Al 31 de diciembre de 2008, contábamos con 619 (2007: 633) empleados activos, de los cuales 64 (2007:90) se encuentran cubiertos por el régimen de pensiones previsto en los contratos colectivos e individuales, mientras que los restantes 555 (2007: 543) se encuentran bajo el régimen contemplado en la Ley 100 de 1993. Lo anterior significa que el pago de las cargas pensionales de estos últimos 555 trabajadores no es asumida por nosotros, toda vez que trasladamos este riesgo a un tercero, es decir al Fondo de Pensiones, mediante el pago mensual de una cotización.

El cálculo actuarial cubre al personal activo (64), personal jubilado (323), rentas postmortem o sustituciones pensionales (41), cuotas partes a cargo de ISA (12) y personal contingente, que incluye personal retirado con 20 o más años de servicio (4).

Al 31 de diciembre de 2008 se encuentra amortizado el 76.08% de la obligación proyectada; la amortización está calculada con base en la metodología enunciada en la Resolución N° 356 del 5 de septiembre de 2007 emitida por la Contaduría General de la Nación.

Teniendo en cuenta las cifras anteriores y las prácticas contables de la compañía, consideramos que no existe un riesgo considerable en este sentido.

2. Beneficios extralegales

Para la determinación del pasivo pensional, la compañía incluyó los beneficios extralegales que reciben los pensionados, diferentes de los requeridos por normas legales. Esta práctica se adoptó como medida de prudencia desde el año 2005, procurando anticipar en este tema la aplicación de Normas Internacionales de Contabilidad (NIC). La metodología de amortización de los auxilios y beneficios es la misma utilizada para amortización del pasivo pensional; al 31 de diciembre de 2008, los auxilios y beneficios se encuentran amortizados en un 100%. Los registros contables se efectúan en cuentas independientes a las del cálculo actuarial.

Teniendo en cuenta las cifras anteriores y las prácticas contables de la compañía, consideramos que no existe un riesgo considerable en este sentido.

3. Sindicatos

A septiembre 30 de 2009 teníamos 636 trabajadores, 438 de los cuales eran profesionales. Las relaciones laborales se rigen por: los contratos individuales de trabajo, los contratos colectivos de trabajo, el reglamento interno de trabajo, el reglamento de Higiene y Seguridad Social y las guías e instrucciones administrativas.

Los contratos colectivos de trabajo son dos: Pacto Colectivo y Convención Colectiva a ellos se puede afiliar cualquier trabajador que pertenezca al régimen ordinario fijo.

Los trabajadores beneficiarios de la Convención Colectiva están afiliados al Sindicato de trabajadores de ISA- SINTRAISA- y son representados por su Junta Directiva.

Al 30 de septiembre había en el Régimen de Salario Integral 84 trabajadores entre directivos y profesionales. En el Régimen Ordinario Fijo había 552 trabajadores, el 88.6% de éstos son beneficiarios del Pacto Colectivo, 489 trabajadores y el 11.4% son beneficiarios de la Convención Colectiva, 63 trabajadores.

El Pacto Colectivo tiene una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2010 y la Convención Colectiva hasta el 31 de marzo de 2011.

Respecto de nuestras subsidiarias y/o filiales, ver "Riesgos Relacionados con Nuestra Operaciones en Brasil".

K. RIESGOS DE LA ESTRATEGIA ACTUAL DEL EMISOR

1. Riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento

ISA ha definido una Meta Grande y Ambiciosa –MEGA–, para direccionar el actuar del grupo empresarial en su continua agregación de valor durante la próxima década. Esta MEGA será una guía, tanto para la toma de decisiones como para motivar las acciones del día a día.¹³

Los principales riesgos asociados a esta estrategia de crecimiento de nuestro grupo empresarial ISA son "Crecimiento", y "Gestión del grupo empresarial ISA". Para la administración de estos riesgos, como matriz del grupo seguimos los lineamientos de la estrategia corporativa y los criterios establecidos en nuestra política de inversión.

2. Otros riesgos relacionados con la estrategia de crecimiento e inversión en nuevos negocios

- Riesgo reputacional, asociado con la valoración desfavorable por parte de los públicos que cause una pérdida de credibilidad, confianza e imagen.
- Riesgo político, determinado por la incidencia que las decisiones políticas pueden tener sobre las condiciones para el desarrollo de los negocios.
- Riesgo de volatilidad de las variables macroeconómicas, asociado principalmente a las tasas de cambio y a la inflación en los diferentes países donde se tienen inversiones.

13- Tomado del informe anual, 2008.



- Riesgo de financiamiento relativo a la consecución de los recursos para financiar el desarrollo de nuevos proyectos y adquisiciones.
- Riesgos regulatorio y jurídico relativos a cambios en la normatividad o en las condiciones de las concesiones.
- Riesgos social y ambiental asociados a la presencia de comunidades y recursos naturales en las zonas de desarrollo de los proyectos y de su operación.
- Riesgo de capital humano, relacionado con la consecución de personas con competencias específicas para el desarrollo de las actividades asociadas a la construcción y operación de la infraestructura.

3. Si aumentamos nuestro apalancamiento financiero, nuestra condición financiera puede afectarse adversamente

Como parte de nuestra estrategia para ampliar nuestro negocio, nosotros, directamente o a través de nuestras subordinadas y compañías relacionadas, en el pasado reciente hemos aumentado nuestro apalancamiento financiero, el cual puede aumentar en el futuro para financiar gastos de capital, el desarrollo y construcción de nuevas líneas de transmisión de electricidad y/o la adquisición de activos de transmisión de electricidad. A 30 de septiembre de 2009, nuestro endeudamiento total consolidado fue de Col\$4,440,658 millones. Si incrementamos nuestro apalancamiento financiero, los riesgos asociados con nosotros pueden incrementar y podemos no tener la capacidad de cumplir con ciertas obligaciones contractuales relacionadas con los ratios financieros mínimos.

Adicionalmente, para incrementar nuestro apalancamiento financiero es posible que tengamos que acordar compromisos más restrictivos que pueden imponer limitaciones adicionales en la manera como manejamos nuestro negocio y en nuestra facultad para disponer de nuestros activos o gravarlos. El 29 de enero de 2007, ISA Capital realizó dos ofertas concurrentes (Regla 144A/Regulación S) de bonos senior por un monto total de US\$554 Millones, o las Ofertas de Bonos de ISA Capital. Las Ofertas de Bonos de ISA Capital están garantizadas con una prenda de primer grado sobre aproximadamente 55.92 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP de propiedad de ISA Capital. Los documentos (indentures) que gobiernan dichas emisiones contienen compromisos que restringen la capacidad de ISA Capital para incurrir en deuda, crear gravámenes, vender activos, y fusionarse y consolidarse. Tales "indentures" también prohíben el pago de dividendos por ISA Capital hasta que los bonos sean pagados completamente. Adicionalmente, bajo los términos de los contratos de crédito celebrados por nuestras subordinadas en Perú y Bolivia en relación con la expansión o desarrollo de sus activos de transmisión de electricidad, la capacidad de dichas subordinadas para pagar dividendos y hacer otros repartos a nuestro favor ha sido restringida y sujeta a condiciones que incluyen alcanzar ciertos hitos en cuanto a terminación o cumplimiento de proyectos, cumplir con ciertos test financieros y no haber ocurrido incumplimientos o eventos de incumplimiento. Ver "Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas - Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la sociedad".

Además, incurrir en más endeudamiento por parte nuestra o de nuestras subordinadas y compañías relacionadas, y cambios adversos en las tasas de interés o las tasas de cambio relacionadas con dicho endeudamiento resultarían en el aumento de los gastos financieros, lo cual puede disminuir nuestros ingresos netos y, en consecuencia, puede afectar nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

L. VULNERABILIDAD DEL EMISOR ANTE VARIACIONES EN LA TASA DE INTERÉS Y/O TASA DE CAMBIO

Los riesgos de las tasas de cambio pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones y la condición financiera

El peso colombiano y las demás monedas de los países en los cuales nosotros y nuestras subordinadas operamos, han estado sujetas a grandes devaluaciones y apreciaciones frente al dólar estadounidense y pueden estar sujetas a fluctuaciones significativas en el futuro.

Históricamente, una parte significativa de nuestro endeudamiento y el de nuestras subordinadas ha estado denominado en dólares estadounidenses y otras monedas (incluyendo euros, nuevos soles peruanos y reales brasileños) y, aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está unida a cambios en los índices de inflación, de precios al consumidor y de precios al productor, generalmente hemos estado y seguiremos estando expuestos sustancialmente a las fluctuaciones de las monedas en los países donde operamos frente al dólar estadounidense y las demás monedas en las que nuestra deuda o la de nuestras subordinadas está denominada. Si bien hemos hecho la cobertura del 100% del principal de nuestra exposición a moneda extranjera en Brasil bajo las Ofertas de Bonos de ISA Capital mediante operaciones de derivados, no podemos asegurar que tales medidas serán suficientes para mitigar el impacto que sobre nuestras operaciones y condición financiera tendría una drástica fluctuación en las tasas de cambio. Adicionalmente, debido a nuestras obligaciones de pagar intereses, primas y otras sumas bajo las Oferta de Bonos de ISA Capital sólo están cubiertas con respecto a los dos primeros pagos de intereses, en el evento de fluctuaciones en las tasas de cambio del real brasileño y el dólar estadounidense, nos veremos obligados a usar más caja generada por pagos de dividendos provenientes de CTEEP y denominados en reales brasileños para hacer tales pagos de intereses denominados en dólares estadounidenses, primas y otras sumas.

Debido a esta exposición, el dinero efectivo generado por nosotros y por nuestras subordinadas puede disminuir sustancialmente cuando las monedas de los países donde operamos se devalúan frente al dólar estadounidense. La volatilidad futura de la tasa de cambio del peso colombiano, y las otras monedas en las cuales recibimos ingresos o incurrimos en gastos (incluidos reales brasileños, nuevos soles peruanos y pesos bolivianos), frente al dólar estadounidense, puede afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones, la condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para efectuar el pago de dividendos o de realizar otros repartos. Ver "Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas – Impacto de la inflación y de las fluctuaciones en el tipo de cambio".

M. DEPENDENCIA DEL NEGOCIO RESPECTO A LICENCIAS, CONTRATOS, MARCAS, PERSONAL CLAVE Y DEMÁS VARIABLES, QUE NO SEAN DE PROPIEDAD DEL EMISOR

1. Nuestras concesiones y licencias, de conformidad con las cuales estamos autorizados para transmitir electricidad en países donde operamos podrían estar sujetas a terminación anticipada y declaración de caducidad, y podrían tener una duración limitada en el tiempo sin que esté asegurada su renovación

Estamos autorizados para transmitir electricidad en Brasil, Bolivia y Perú de conformidad con las concesiones y licencias otorgadas por las autoridades gubernamentales pertinentes en esos países. La eficiencia operacional de los sistemas de transmisión de energía en los países en los que operamos se mide en términos de disponibilidad de cada uno de nuestros activos, comparada



con las metas de disponibilidad para los sistemas interconectados establecidas en esos países por las autoridades gubernamentales locales. Si incumplimos nuestras obligaciones bajo nuestra concesión o licencias o no cumplimos las normas y regulaciones de esos países, podemos estar sujetos a sanciones por parte de las autoridades correspondientes, incluidas advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en procesos licitatorios, intervención, terminación o declaración de caducidad de las concesiones o licencias pertinentes. Además, nuestras concesiones y licencias están sujetas a expropiación o cancelación anticipada en aras del interés público. Cualquiera de las sanciones anteriores o la expropiación de nuestras concesiones por parte de una autoridad gubernamental puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

A pesar de que no transmitimos electricidad en Colombia bajo el amparo de concesiones o licencias, las autoridades locales en Colombia pueden asumir el control de nuestras operaciones si la prestación continua de nuestros servicios de transmisión de electricidad está en riesgo. Ver a continuación “Agencias regulatorias y otras autoridades gubernamentales en países donde operamos podrían penalizar o en ciertos casos asumir el control de nuestras concesiones y licencias si no cumplimos con los términos de nuestros contratos de concesión o licencia o las normas y regulaciones aplicables a nuestro negocio en esos países”.

Adicionalmente, los contratos de concesión o licencia, según sea el caso, bajo los cuales operamos en Brasil, Bolivia y Perú tienen una duración limitada. No existe ninguna certeza de que recibiremos una renovación de estos contratos después de su expiración o de que recibiremos una nueva concesión o licencia en términos y condiciones similares a los que están vigentes en la actualidad. Si no obtenemos la renovación, o si la obtenemos en términos y condiciones menos favorables que los que actualmente tenemos, el vencimiento o renovación de nuestros contratos de concesión o licencia en el futuro puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver “Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil”.

2. Agencias regulatorias y otras autoridades gubernamentales en países donde operamos podrían penalizar o en ciertos casos asumir el control de nuestras concesiones y licencias si no cumplimos con los términos de nuestros contratos de concesión o licencia o las normas y regulaciones aplicables a nuestro negocio en esos países

Bajo la concesión, las licencias y normas que rigen nuestra prestación de servicios de transmisión de electricidad debemos conservar ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento con respecto a nuestros activos de transmisión de electricidad. Las autoridades relevantes de los países donde operamos pueden imponer multas, sanciones y restricciones por incumplimientos o violaciones de nuestras obligaciones contractuales o legales respecto de dichos estándares. Además de estas multas, sanciones y restricciones, las autoridades pertinentes pueden asumir el control de nuestras operaciones para garantizar la operación adecuada de nuestras instalaciones de transmisión de electricidad y el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. En Colombia, algunos eventos de interrupción del servicio podrían dar lugar a la imposición de multas o, en casos extremos, a la aplicación de sanciones más severas como la toma de posesión administrativa de nuestras operaciones por parte de la SSPD, que resultaría a su vez en una reducción de nuestros ingresos regulados. Cualquiera de las sanciones anteriores o la intervención de una autoridad gubernamental en nuestras concesiones o la toma del control de nuestras operaciones pueden tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos. Ver “Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil”.

3. La expansión de nuestras redes de transmisión de electricidad estará condicionada a nuestra obtención de los permisos, licencias y servidumbres de paso, y, si requerimos incurrir en endeudamiento adicional, a la aprobación por parte del DNP y el MHCP

Nuestra capacidad para vincularnos en cualquier proyecto de expansión estará sujeta, entre otras cosas, a numerosas incertidumbres de negocios, económicas, regulatorias, competitivas y políticas fuera de nuestro control. Por tanto, no podemos asegurar que se emprenderá algún proyecto de expansión o extensión y, si se emprende, que tendrá éxito.

El éxito de cualquier proyecto de expansión puede depender, entre otros, de los siguientes factores:

- Que otras entidades, después de obtener las aprobaciones regulatorias adecuadas, puedan construir nuevas líneas de transmisión de electricidad competitivas;
- Que podamos estar en capacidad de obtener los permisos y aprobaciones regulatorios y ambientales requeridos.

También podemos requerir capital adicional para financiar proyectos de expansión. Si no generamos fondos suficientes o aseguremos financiamiento en el futuro, podemos tener que retrasar o abandonar proyectos de expansión potenciales. Además, antes de incurrir en algún nuevo endeudamiento, necesitamos la aprobación del DNP y el MHCP. En ausencia de tales aprobaciones previas no estamos facultados para incurrir en el endeudamiento necesario para financiar nuestras operaciones y planes de expansión. Adicionalmente, una expansión potencial puede costar más de lo planeado para completarla, y dicho exceso de costos puede no ser recuperable. Cualquiera de estos factores puede tener un efecto adverso sustancial sobre nuestros negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones, y nuestra capacidad para el pago de dividendos o de realizar otros repartos.

N. SITUACIONES RELATIVAS A LOS PAÍSES EN LOS QUE OPERA EL EMISOR

1. Aspectos Generales

a. Es probable que las fluctuaciones económicas de Suramérica afecten nuestros resultados de las operaciones

Todas nuestras operaciones están localizadas en Centro y Suramérica. Aunque originalmente operamos sólo en Colombia, a través de adquisiciones e inversiones estratégicas, hemos ampliado nuestras operaciones a través de Suramérica y adquirido algunas participaciones en Centroamérica. En el año 2008 nuestras operaciones fuera de Colombia generaron cerca del 61.82% de nuestros ingresos operacionales consolidados. En consecuencia, nuestros ingresos operacionales consolidados son sensibles al desempeño de las economías de Suramérica como un todo, particularmente Brasil. Si las tendencias económicas locales, regionales o de carácter mundial afectan adversamente la economía de cualquiera de los países donde tenemos inversiones u operaciones, nuestro negocio, los resultados de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos u efectuar otros repartos podrían afectarse adversamente.

Las tendencias económicas que afecten adversamente las economías de cualquier país emergente en la región de Sur América pueden afectar todos los países en la región y los valores de los emisores de dicha región. Así, las crisis que se presenten en otros países con mercados emergentes pueden disminuir el interés de los inversionistas por los valores que ofrezcan emisores que operan



en Sur América, y hacer más difícil o incluso imposible para nosotros y nuestras subordinadas acceder en términos aceptables a los mercados de capitales para refinanciar nuestra deuda, financiar nuestras operaciones y el crecimiento de nuestro negocio en el futuro. Debido a las características de la industria de electricidad (que requiere importantes inversiones en activos operacionales) y a nuestras necesidades financieras, si el acceso a los mercados de capitales y de crédito es limitado, podemos enfrentar dificultades para completar nuestro plan de inversiones y para refinanciar nuestra obligaciones, lo cual puede afectar adversamente nuestro negocio, resultado de operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

b. Las economías de los países de Suramérica donde operamos se han caracterizado por esporádicas y, ocasionalmente, drásticas intervenciones de las autoridades gubernamentales, las cuales pueden afectar adversamente nuestro negocio

Con frecuencia, las autoridades gubernamentales han cambiado las políticas monetaria, crediticia, tarifaria y otras, para influir en el curso de la economía de Colombia, Brasil, Bolivia y Perú. Estas acciones de los gobiernos para controlar la inflación y poner en vigencia otras políticas suelen involucrar controles de salarios, precios y tasas de aranceles, lo mismo que otras medidas intervencionistas las cuales incluyen congelar cuentas bancarias e imponer controles de capital. Los cambios en las políticas de estas autoridades gubernamentales con respecto a tasas de aranceles, controles cambiarios, regulaciones e impuestos podrían afectar adversamente nuestro negocio y los resultados financieros, como también podría hacerlo la inflación, devaluación, inestabilidad social y otros sucesos políticos, económicos o diplomáticos, incluida la respuesta de los gobiernos de la región ante tales circunstancias. Si las autoridades gubernamentales intervienen en cualquiera de los países donde operamos, eso podría hacer que nuestro negocio sea menos rentable y, como resultado de ello, nuestro negocio, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o efectuar otros repartos pueden verse adversamente afectadas.

c. Los gobiernos de los países en los que operamos ejercen influencia significativa sobre las economías de tales países. Las condiciones políticas y económicas pueden tener un impacto directo sobre nuestro negocio

Los gobiernos de los países en los que operamos intervienen con frecuencia en la economía de tales países y ocasionalmente hacen cambios significativos en la política fiscal y regulatoria. Nuestro negocio, resultados de las operaciones o condición financiera pueden ser afectados adversamente por cambios en las políticas de los gobiernos lo mismo que por:

- Las normas y regulaciones expedidas por el mhcp relacionadas con nuestro endeudamiento;
- Fluctuaciones en la tasa de cambio;
- Inflacion;
- Inestabilidad de los precios;
- Cambios en las tasas de intereses;
- Política fiscal;
- Liquidez de mercados de prestamos y de capital nacional;
- Controles sobre flujo de capital;

- Límites sobre comercio exterior; y
- Otros asuntos políticos, diplomáticos, sociales y económicos, que pueden afectar los países en los que operamos o los mercados internacionales.

Las medidas de los gobiernos de los países en los que operamos para mantener la estabilidad económica y también la especulación en relación con sus futuras medidas, pueden generar incertidumbres en las economías de tales países, aumento de la volatilidad de los mercados domésticos de valores y cambiario, y afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

d. Podríamos enfrentar expropiaciones o riesgos similares en los países donde operamos

Casi todos nuestros activos están localizados en Colombia, Brasil, Perú y Bolivia, y como todas las empresas con activos destinados a servicios públicos en naciones de mercados emergentes, estamos sujetos a incertidumbres políticas, económicas y de otra clase, incluidas expropiación, nacionalización, renegociación o anulación de contratos existentes, restricciones cambiarias y fluctuaciones monetarias internacionales. No podemos garantizar que nuestro negocio, la condición financiera y resultados operacionales no se verán afectados por la ocurrencia de cualquiera de dichos eventos y que como resultado, nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos no se verá afectada adversamente.

Debido a que sustancialmente todos nuestros activos están dedicados a la transmisión de electricidad, no estarán disponibles para liquidación en caso de quiebra y no pueden estar sujetos a embargo para garantizar una sentencia.

Nuestros activos para transmisión de electricidad prestan un servicio público esencial en los países donde operamos. En los países en los que operamos, dichos activos no estarían disponibles para liquidación en caso de quiebra, insolvencia o a un embargo para garantizar el pago bajo una sentencia. Adicionalmente, si quedamos insolventes o entramos en quiebra en dichos países, incluyendo Colombia, nuestros activos (i) se revertirían al gobierno local respectivo, o (ii) quedarían sujetos al control o posesión por parte del gobierno local respectivo como un mecanismo para garantizar la prestación continua de servicios públicos en esos países. Aunque en tales casos podríamos tener derecho a indemnización del gobierno del respectivo país, los montos pagados por dicho gobierno como indemnización pueden ser más bajos que el monto de nuestra deuda y otras obligaciones que nosotros y nuestras subordinadas podamos tener en ese momento, en cuyo caso es posible que no tengamos fondos disponibles para pagar dividendos o hacer otros repartos.

e. Cambios en las leyes de impuestos de los países en que operamos pueden tener un impacto adverso en nosotros y en los tenedores de nuestras Acciones Ordinarias

No obstante a través de algunas de nuestras subordinadas hemos celebrado contratos de estabilidad legal y tributaria con los gobiernos de los países en que operamos, dichos gobiernos han implementado recientemente, y pueden implementar nuevamente en el futuro, cambios en las leyes fiscales que puedan afectarnos adversamente a nosotros y a nuestros accionistas. Estos cambios incluyen alteraciones en las tasas impositivas y ocasionalmente el cobro de contribuciones temporales relacionados con propósitos gubernamentales específicos. Algunas de estas medidas pueden resultar en un aumento en los impuestos y podremos no obtener un ajuste total y oportuno de nuestros ingresos lo que puede resultar en un efecto material adverso en nosotros y en nuestra capacidad para pagar dividendos.



Adicionalmente, las autoridades nacionales y locales encargadas del recaudo de impuestos en los países en los que operamos tienen interpretaciones diversas sobre las regulaciones relativas a impuestos que pueden ser diferentes de aquellas que nosotros sostenemos y aplicamos. No podemos asegurar que tales autoridades de impuestos, tanto locales como nacionales, van a interpretar y analizar las leyes y regulaciones de impuestos en el mismo sentido que nosotros. Interpretaciones divergentes pueden resultar en litgios futuros relacionados con impuestos y en los costos asociados.

2. Riesgos relacionados con nuestras operaciones en Brasil

a. Una parte sustancial de nuestros ingresos se obtiene en Brasil y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Brasil.

Para el cierre a septiembre 30 de 2009, obtuvimos 53.28% de nuestros ingresos operacionales consolidados, de ingresos generados por nuestra subsidiaria CTEEP. Las propiedades de CTEEP, sus operaciones y clientes están localizados en Brasil. Muchos de sus proveedores están ubicados fuera de Brasil y sus precios se denominan en monedas extranjeras. De acuerdo con ello, la condición financiera de CTEEP y los resultados de sus operaciones dependen en una medida significativa de las condiciones macroeconómicas o políticas imperantes periódicamente en Brasil y de las tasas de cambio entre el Real Brasileño y estas otras monedas.

Un efecto material adverso en la condición financiera de CTEEP o resultados de las operaciones afectará materialmente de manera adversa nuestra condición financiera y resultados de las operaciones y, como resultado, nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos.

En cuanto a los resultados operacionales de CTEEP, estos pueden ser adversamente afectados si ANEEL no reajusta las tarifas en términos favorables para la Compañía. La fijación de los ingresos aplicables para la Compañía por la prestación de sus servicios es inherente al Contrato de Concesión, englobando reajustes y revisiones en la forma prevista en ese contrato y en la Ley de Concesiones. ANEEL tiene cualificación para regular la forma de cálculo y la fijación de los ingresos, editando normativas propias. La Ley de Concesiones prevé mecanismos para ajustes en los ingresos a lo largo de los contratos de concesión, los cuales fueron contemplados en el Contrato de Concesión de la Compañía: (i) reajuste tarifario anual; (ii) revisión tarifaria cada cuatro años; y (iii) revisión tarifaria extraordinaria. Los contratos son reajustados anualmente por ocasión del aniversario de la celebración del Contrato de Concesión. En la revisión tarifaria son compensados los efectos de la inflación sobre los ingresos, y tiene como objetivo garantizar el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de los contratos. Así, la Revisión Tarifaria Periódica de las tarifas ocurre cada cuatro años mediante determinación de la nueva base de remuneración de los activos y del cálculo de los respectivos ingresos necesaria para: (i). remuneración adecuada de las inversiones realizadas., (ii) cobertura de los costes operacionales eficientes y (iii) repase de los de los gravámenes sectoriales (iv) los costes de depreciación y amortización.

Además de los mecanismos mencionados arriba, en cualquier momento se puede solicitar la Revisión Tarifaria Extraordinaria para recomponer el equilibrio económico-financiero del Contrato de Concesión, siempre que la compañía compruebe la necesidad.

En el caso de los reajustes o revisiones tarifarios o, aún, la aplicación de la cláusula de restablecimiento del equilibrio económico-financiero, no remunere adecuadamente los activos de la Compañía o no restablece la condición financiera, los resultados operacionales de la Compañía pueden ser adversamente afectados.

b. ISA Capital puede ser obligada a hacer pagos sustanciales al Gobierno de Sao Paulo en relación con el Ajuste al Precio de Compra

La Ley No. 4,819 del 26 de agosto de 1958 del Estado de Sao Paulo, o Ley 4,819/58, creó un plan pensional complementario de beneficios definidos para empleados de compañías controladas por el Gobierno del Estado de Sao Paulo, o el Gobierno de Sao Paulo, el cual se aplica a jubilados y ex empleados de CTEEP y de predecesoras de CTEEP, vinculados hasta 1974. Antes de la adquisición por parte de ISA Capital del 21.00% del capital de CTEEP, el Gobierno de Sao Paulo a través de CTEEP hizo pagos a cuenta de pasivos pensionales relacionados con este plan a la Fundación CESP, una entidad sin fines de lucro organizada según las leyes de Brasil. Sin embargo, en 2004, el Gobierno de Sao Paulo determinó que su responsabilidad con los beneficiarios de la Ley 4,819/58 no incluía ciertas partidas de compensación extraordinarias, como compensación por tiempo extra y por ambiente de trabajo peligroso, y que dicha responsabilidad se reduciría más adelante a cuenta de retenciones por obligaciones de seguridad social y la aplicación de ciertas limitaciones presuntamente aplicables a pagos por parte del Gobierno de Sao Paulo. Como resultado de la posición asumida por el Gobierno de Sao Paulo, numerosos jubilados y ex empleados de CTEEP adquirieron derecho a los beneficios contemplados por la Ley 4,819/58 entablando procesos contra CTEEP y el Gobierno de Sao Paulo, y obtuvieron órdenes de la corte que exigían a CTEEP continuar pagando los beneficios completos contemplados por la Ley 4,819/58, sin perjuicio de la posición tomada por el Gobierno de Sao Paulo.

De conformidad con la Edital No. SF/001/2006 Alienação de Ações do Capital Social da CTEEP—Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, o la EDITAL, y el contrato de compra de acciones suscrito por ISA Capital con el Gobierno de Sao Paulo el 26 de julio de 2006, o el Contrato de Compra de Acciones, el Gobierno de Sao Paulo reconoció que es responsable de los pagos adeudados a dichos ex empleados y jubilados bajo la Ley 4,819/58 hasta por los montos señalados en el Contrato de Compra de Acciones, excluyendo las partidas por compensación extraordinarias y otras limitaciones descritas en la EDITAL y en el Contrato de Compra de Acciones. El Contrato de Compra de Acciones estima que las exclusiones de la responsabilidad del Gobierno de Sao Paulo ascienden aproximadamente a R\$135 millones por año en promedio hasta 2015. Además, el Contrato de Compra de Acciones contempla que el Gobierno de Sao Paulo reembolsará a CTEEP los montos que se le exijan pagar de conformidad con las sentencias falladas contra CTEEP, respecto a reclamaciones relacionadas con el plan pensional complementario creado por la Ley 4,819/58, sujetos a las deducciones y limitaciones referidas antes y que están descritas expresamente en el Contrato de Compra de Acciones. Como parte de la venta de 31,340 millones de Acciones Ordinarias de CTEEP que representan 50.10% de las Acciones Ordinarias de CTEEP y 21.00% del total emitido y en circulación de acciones del capital social de CTEEP vendido por el Gobierno de Sao Paulo a través de licitación pública especial, realizada en la BOVESPA de conformidad con la Ley Federal No. 8,987 del 13 de febrero de 1995, Leyes Estatales Nos. 9,361 del 5 de julio de 1996 y 11,930 del 20 de mayo de 2005, y Edital No. SF/001/2006 Alienação de Ações do Capital Social da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, o el Programa de Privatización de CTEEP, el Gobierno de Sao Paulo determinó un precio de compra mínimo por cada lote de 1,000 acciones de R\$24.11, suma que, de acuerdo con la EDITAL y el contrato de Compra de Acciones, refleja una reducción en la valorización del Gobierno de Sao Paulo de CTEEP en un monto igual a la diferencia entre los montos pagados y estimados por pagar por CTEEP a los beneficiarios de la Ley 4,819/58, y los montos que el Gobierno de Sao Paulo ha acordado pagar a ISA Capital a cuenta de dichas obligaciones de conformidad con el Contrato de Compra de Acciones.

De acuerdo con el mecanismo de ajuste del precio de compra señalado en la EDITAL y en el Contrato de Compra de Acciones, o el Ajuste del Precio de Compra, ISA Capital debe pagar al Gobierno de Sao Paulo de forma anual como contraprestación adicional, un monto igual a aproximadamente el 21% de la diferencia positiva entre los montos estimados en el Contrato de



Compra de Acciones incluyendo los que serán pagados por CTEEP de conformidad con las sentencias proferidas en contra respecto de la Ley 4,819/58 durante cada año y por los cuales CTEEP no tiene derecho a reembolso del Gobierno de Sao Paulo, y los montos que CTEEP efectivamente pague a dichos beneficiarios durante ese año y por los cuales CTEEP no recibe reembolso del Gobierno de Sao Paulo. En el evento de que CTEEP obtenga una sentencia no apelable que la exonere de cualquier responsabilidad adicional en relación con los pagos a los beneficiarios de la Ley 4,819/58, ISA Capital deberá pagar al Gobierno de Sao Paulo como contraprestación adicional, un ajuste al precio de compra final igual a aproximadamente 21% del valor presente neto de los estimados anuales restantes de dichos pagos señalados en el Contrato de Compra de Acciones, y ya no se exigirá a ISA Capital pagar el ajuste al precio de compra anual.

En adición a la contraprestación en dinero pagada por la oferta pública obligatoria de adquisición de acciones, ISA Capital debe pagar a los accionistas de CTEEP que vendieron sus acciones con ocasión de dicha oferta pública obligatoria, como contraprestación adicional, una suma por acción ordinaria de CTEEP igual al 80% de la suma por acción ordinaria de CTEEP que debe pagar al gobierno de Sao Paulo de conformidad con el ajuste del precio de compra.

ISA Capital tiene registrado en sus Estados Financieros a septiembre 30 de 2009 un pasivo a largo plazo de aproximadamente R\$350.29 para responder por sus obligaciones ante el Gobierno de Sao Paulo e inversionistas OPA respecto al ajuste al precio de compra, por Ley 4,819/58.

Los montos que a ISA Capital se le pueden exigir por parte del Gobierno de Sao Paulo a cuenta del ajuste al precio de compra, lo mismo que las obligaciones bajo la Ley 4,819/58 por las cuales ISA Capital no recibirá compensación del Gobierno de Sao Paulo, pueden ser significativas y pueden afectar adversamente el negocio de CTEEP, los resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos, razón por la cual se provisionaron en ISA Capital y se actualizan mensualmente por efecto de la variación monetaria.

c. Nuestra capacidad para administrar a CTEEP está sujeta a limitaciones y restricciones que surjan de las Normas que rigen el Programa de Privatización de CTEEP y los Contratos de Concesión de CTEEP

Al adquirir las acciones de CTEEP en el Programa de Privatización, ISA Capital acordó ciertas restricciones y compromisos relacionados con CTEEP, incluidas, entre otras cosas, restricciones con respecto a la terminación de contrato de empleados el hasta 31 de mayo de 2009, la reubicación de oficinas principales de CTEEP, la continuación del plan de beneficios y pensiones ofrecido por CTEEP a sus empleados, y la continuación del apoyo financiero de CTEEP a algunas organizaciones sin fines de lucro hasta 2008 y 2009.

Como resultado de estas restricciones y compromisos, la capacidad de CTEEP para tomar decisiones administrativas, incluidas las que se relacionen con la implementación de su estrategia de negocios, estará sujeta a limitaciones.

d. La capacidad de CTEEP para implementar su estrategia de negocios está sujeta a varios factores

La estrategia de expansión de las actividades de CTEEP en el sector de transmisión de electricidad depende de la capacidad de CTEEP para:

- Obtener los derechos para construir y operar nuevas líneas de transmisión y subestaciones, en licitaciones públicas;
- Completar satisfactoriamente la construcción de nuevos proyectos de transmisión, evitar

demoras en la construcción, costos imprevistos que excedan el presupuesto de CTEEP, problemas de ingeniería y ambientales, y evitar o resolver aspectos laborales y conflictos legales en conexión con la propiedad subyacente; y

- Mantener una caja con fondos disponibles y líneas de crédito para financiar proyectos de transmisión y operaciones de CTEEP.

Cualquiera de estos factores puede tener un impacto adverso sobre la capacidad de CTEEP para ejecutar su estrategia de negocios y generar fondos suficientes para pagar dividendos o hacer otros repartos para nosotros.

e. El Gobierno Federal Brasileño y el Gobierno de Sao Paulo, que pueden no tener nuestros mismos intereses, poseen una parte sustancial del capital social de CTEEP

El gobierno federal de Brasil, o el Gobierno Federal Brasileño, indirectamente posee un total aproximadamente de 9.85% de las Acciones Ordinarias de CTEEP, y aproximadamente 35.33% del capital social. El Gobierno de Sao Paulo directa e indirectamente posee cerca de 13.94% de las acciones preferenciales de CTEEP y aproximadamente 7.76% del capital social. Los derechos del Gobierno Federal Brasileño y el Gobierno de Sao Paulo como accionistas de CTEEP pueden limitar la flexibilidad de esta entidad para responder ante los avances del mercado, participar en ciertas transacciones o de otro modo hacer cambios en sus negocios y operaciones, y puede someter a CTEEP a la presión pública o política, lo cual puede afectar el negocios de CTEEP, sus resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

f. CTEEP está sujeta a una extensa regulación y legislación gubernamental relacionada con la industria eléctrica brasileña, que puede afectar sus negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera

Las actividades principales de CTEEP—implementación, operación y mantenimiento de sistemas de transmisión de electricidad—están reguladas y supervisadas por el Gobierno Federal Brasileño a través de distintas autoridades que incluyen a BMME, ANEEL y ONS. Históricamente, estas autoridades han ejercido un alto nivel de influencia sobre las actividades de CTEEP. BMME, ANEEL y ONS tienen autoridad discrecional para implementar, modificar e interpretar políticas y normas aplicables a los distintos aspectos del negocio de CTEEP. Las áreas afectadas de manera más significativa incluyen operaciones, mantenimiento y seguridad.

CTEEP tiene dos concesiones a largo plazo para la prestación de servicios de transmisión de electricidad en el Estado de Sao Paulo bajo contratos de concesión suscritos con ANEEL, en nombre del Gobierno Federal Brasileño (en adelante los “Contratos de Concesión”). El Contrato de Concesión No. 059/2001, fechado el 20 de junio de 2001, o el Contrato de Concesión 059/2001, se relacionan con las principales subestaciones y líneas de transmisión de electricidad del CTEEP y expira en 2015. El Contrato de Concesión No. 143/2001, fechado el 21 de diciembre de 2001, o el Contrato de Concesión 143/2001, se relaciona con la línea de transmisión de electricidad Chavantes–Botucatu y expira en 2031. Los Contratos de Concesión también están sujetos a la autoridad para la toma de decisiones regulatorias de ANEEL. Los Ingresos Regulados de CTEEP se determinan de conformidad con los Contratos de Concesión suscritos con ANEEL, y están sujetos a la autoridad para la toma de decisiones regulatorias de ANEEL. Los Contratos de Concesión contemplan dos tipos de revisión de tasas: (1) el ajuste anual, diseñado para compensar algunos de los efectos de la inflación sobre las tarifas; y (2) la revisión extraordinaria, relacionada con cambios en leyes o eventos imprevisibles que están por fuera del control de CTEEP y que pueden causar incrementos en sus costos operacionales. El Contrato de Concesión 059/2001 también



contempla una revisión periódica, que ocurre cada cuatro años y está diseñada para responder a otras variaciones en los costos de CTEEP y a la tasa de retorno del capital invertido, o la Revisión Periódica de los Ingresos Anuales Permitidos.

Cualquier medida regulatoria significativa tomada por BMME, ANEEL y la ONS puede imponer una carga significativa sobre las actividades de CTEEP, y puede tener un efecto adverso sustancial sobre su negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera de CTEEP.

g. Decisiones contrarias en procesos judiciales en los cuales CTEEP sea parte pueden afectar adversamente nuestros resultados consolidados de las operaciones y la condición financiera.

CTEEP es parte en varios procesos judiciales que involucran reclamaciones sustanciales. Estos juicios implican una amplia gama de materias, incluidos procesos gubernamentales, demandas laborales, cargos regulatorios y de impuestos y disputas contractuales. Además, CTEEP es parte en varios juicios que comenzaron antes o posteriormente al proceso de escisión a través del cual se formó CTEEP en 1999, que implican obligaciones relacionadas con los activos que se escindieron de CESP—Companhia Energética de São Paulo, una compañía de generación, transmisión y distribución de electricidad de propiedad del estado e integrada verticalmente, o CESP, y transferidos a CTEEP y cuando EPTE—Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A., o EPTE, se fusionó con CTEEP. EPTE se formó después que Eletropaulo—Eleticidade de São Paulo S.A., una compañía de generación, transmisión y distribución de electricidad de propiedad del estado e integrada verticalmente, o Eletropaulo, aprobó el Protocolo de Escisión Parcial de Eletropaulo (Protocolo de Cisão Parcial da Eletropaulo), o el Protocolo de Escisión de Eletropaulo, según el cual los activos, pasivos y derechos de concesión de Eletropaulo fueron transferidos a tres compañías diferentes para separar los negocios de generación, transmisión y distribución de Eletropaulo en atendimento al nuevo modelo del sector eléctrico propuesto en la época. Bajo el Protocolo de Escisión de Eletropaulo, los activos, pasivos y derechos de concesión de transmisión de electricidad de Eletropaulo fueron transferidos a EPTE.

Varios de estos juicios, incluida la demanda ejecutiva presentada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A., una sociedad anónima controlada por el Gobierno Federal Brasileño, o Eletrobrás, contra Eletropaulo en 1989 y CTEEP como sucesor de EPTE, también involucran reclamaciones sustanciales. Debido a que derivamos el 37.50% de la utilidad neta de CTEEP, podemos resultar afectados negativamente en la medida en que una decisión final en cualquiera de estos juicios y/o la insuficiencia de dichas reservas afecte negativamente el negocio de CTEEP, su condición financiera y capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos a nuestro favor.

h. Las concesiones de CTEEP según las cuales está autorizada para transmitir electricidad, están sujetas a terminación anticipada y declaración de caducidad en ciertas circunstancias

Si CTEEP incumple sus obligaciones bajo los Contratos de Concesión o bajo las regulaciones y normas aplicables, puede quedar expuesto a sanciones por parte de ANEEL, incluidas advertencias, multas, suspensión temporal del derecho a participar en procesos licitatorios, intervención y terminación de la concesión correspondiente. Las sanciones que ANEEL puede aplicar varían dependiendo de la naturaleza de la violación y teniendo en cuenta la magnitud de los daños causados a los usuarios, así como sanciones anteriores impuestas a CTEEP por violaciones a estos Contratos de Concesión dentro de los últimos cuatro años. Si CTEEP presenta acciones legales o administrativas para enfrentar la imposición de cualquiera de dichas sanciones por parte de ANEEL, la aplicación de las mismas podrá posponerse de acuerdo con la decisión del juicio, pendiente de la resolución de dichos procesos.

Bajo ciertas circunstancias, después de un incumplimiento de un contrato de concesión, ANEEL podría asumir el control de la concesión de CTEEP a través de la expedición de una resolución estableciendo el periodo, las razones, los objetivos y las limitaciones de dicha toma de control de la concesión por parte de ANEEL, y nombrando un receptor o administrador para dirigir la concesión. Dentro de los 30 días siguientes a la expedición de dicha resolución, se requiere que ANEEL comience un proceso administrativo para justificar su toma del control y evaluar las consecuencias del incumplimiento que dio origen a la misma. Si este proceso no se completa dentro de los 180 días siguientes, la toma de control se considerará invalidada.

Además, ANEEL tiene la facultad de dar por terminadas las concesiones de CTEEP antes de su vencimiento, a través de un decreto de expropiación o declaración de caducidad.

Expropiación es la cancelación anticipada de una concesión en aras del interés público.

Declaración de caducidad implica la revocatoria de las concesiones de CTEEP como una consecuencia del incumplimiento de CTEEP de sus obligaciones bajo el contrato de concesión correspondiente. Si CTEEP incumple sus obligaciones bajo sus Contratos de Concesión en todo o en parte, ANEEL puede revocar la concesión correspondiente o imponer sanciones legales y contractuales aplicables. Específicamente, ANEEL puede declarar la caducidad de la concesión si:

- CTEEP presta un servicio inadecuado o deficiente con base en las normas, criterios, índices y parámetros que definen la calidad del servicio;
- CTEEP incumple las leyes y regulaciones aplicables;
- CTEEP suspende la prestación de los servicios de transmisión de electricidad, excepto en el evento de fuerza mayor ;
- CTEEP deja de contar con las condiciones económicas, técnicas u operacionales para mantener un nivel adecuado de servicio de la concesión;
- CTEEP incumple sanciones que le sean impuestas en caso de una infracción de su parte, dentro de límites de tiempo adecuados ;
- CTEEP no corrige interrupciones graves en la prestación de servicios de transmisión de electricidad después de que ANEEL instruya a CTEEP para hacerlo; o
- Una decisión final no apelable contra CTEEP proferida por una corte competente encuentra a CTEEP responsable del no pago de impuestos, incluidos los que se relacionan con aportes a la seguridad social.

Si ANEEL determina que CTEEP incumple cualquiera de sus Contratos de Concesión, primero deberá dar a CTEEP información detallada del incumplimiento alegado e indicar el tiempo durante el cual CTEEP puede tratar de remediarlo. Para declarar la caducidad de la concesión, ANEEL necesitará demostrar el incumplimiento alegado en un proceso administrativo y CTEEP tendrá la oportunidad de defenderse. Si se emite una decisión adversa, ANEEL puede declarar la caducidad de la concesión de CTEEP.

Si se cancela un contrato de concesión, o si se expide un decreto que solicita la expropiación o declaración de caducidad de la concesión de CTEEP, esta última tendrá derecho a compensación de ANEEL por las inversiones hechas en activos relacionados con la prestación de servicios de transmisión de electricidad, en la medida en que CTEEP no haya recuperado ya dichas



inversiones a través de los Ingresos Regulados que recibe bajo sus Contratos de Concesión. Sin embargo, la declaración de caducidad puede ocurrir sin esperar una decisión en cuanto a si ANEEL debe compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con la concesión que ha recibido la declaración de caducidad.

Una vez que se ha declarado la caducidad de la concesión, el Gobierno Federal Brasileño no será responsable ante ningún tercero o empleados del concesionario en relación con el periodo a partir de la fecha de la caducidad. Además, si ANEEL cree que un contrato de concesión causaría detrimento para la adecuada prestación de los servicios de transmisión de electricidad contemplados bajo dicho contrato, ANEEL podría comenzar un proceso administrativo para cancelar dicho contrato de concesión.

CTEEP, a su vez, puede buscar la terminación de sus Contratos de Concesión si una corte determina que el Gobierno Federal Brasileño incumplió un contrato de concesión.

La compensación a la cual CTEEP tiene derecho por cualquier terminación anticipada de sus Contratos de Concesión por expropiación, caducidad o cancelación puede ser menor que el valor actual de los activos bajo dichas concesiones. Además, si cualquiera de los Contratos de Concesión se diera por terminado como resultado del incumplimiento de las obligaciones por parte de CTEEP, la compensación por ello no sería pagadera por parte del Gobierno Federal Brasileño hasta después que la terminación hubiera ocurrido, y el monto de dicha compensación podría reducirse significativamente por multas, sanciones y daños causados al Gobierno Federal Brasileño y/o ANEEL.

i. ANEEL podría penalizar a CTEEP o asumir el control de sus concesiones si CTEEP incumple los términos de sus Contratos de Concesión o normas y regulaciones aplicables

CTEEP debe mantener ciertos estándares de calidad, seguridad y mantenimiento con respecto a sus activos de transmisión de electricidad. ANEEL puede imponer sanciones y restricciones a CTEEP por incumplimiento o violaciones de sus obligaciones legales y contractuales con respecto a dichos estándares. Dependiendo de la naturaleza de la infracción o violación, CTEEP puede estar sujeto a cualquiera de las siguientes medidas:

- Advertencias;
- Sanciones hasta del 2% de los ingresos de cteep obtenidos en un periodo de 12 meses anterior a la violación;
- Requerimientos judiciales que impidan la construcción de nuevas instalaciones de transmisión o la compra de nuevos equipos;
- Restricciones sobre la operación de equipos e instalaciones de transmisión existentes;
- Suspensión temporal de la participación en procesos licitatorios para nuevas concesiones; y
- Terminación anticipada de concesiones de CTEEP.

Además de las sanciones descritas antes, ANEEL puede asumir el control (intervención) de las concesiones de CTEEP o asumir sus operaciones para garantizar el funcionamiento adecuado de las instalaciones de transmisión de electricidad de CTEEP y el cumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables. Cualquiera de las sanciones señaladas o la intervención de ANEEL en concesiones de CTEEP o la toma de sus operaciones puede tener un efecto adverso sustancial

en el negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y la capacidad de CTEEP para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

j. CTEEP es responsable por las pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en sus líneas de transmisión de electricidad lo mismo que por las interrupciones o perturbaciones que no se atribuyan a ningún participante identificado en BSIN

CTEEP es responsable de:

- Pérdidas y daños causados a terceros como resultado de fallas en la operación de su equipo o instalaciones de transmisión, lo cual puede causar interrupciones o perturbaciones en los sistemas de reparto y/o transmisión; o
- Interrupciones o perturbaciones que no pueden atribuirse a un participante específico en el BSIN. Los daños se distribuyen aproximadamente como sigue: 35.7% a distribuidores, 35.7% a generadores y 28.6% a compañías de transmisión, incluida CTEEP.

Ni ANEEL, ONS o los usuarios del sistema de transmisión de electricidad de CTEEP están asegurados contra estas pérdidas e interrupciones. Como resultado, cualesquier pérdidas u obligaciones que resulten de tales eventos podrían tener un efecto adverso sustancial sobre el negocio de CTEEP, los resultados de las operaciones, la condición financiera y su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

k. CTEEP tiene pasivos pensionales significativos que podrían aumentar por ajustes actuariales en el futuro y por el resultado de los litigios en curso que involucran planes pensionales de CTEEP

El 30 de septiembre de 1997, Eletropaulo suscribió un contrato con EPTE según el cual ciertos pasivos pensionales de Eletropaulo a Fundação CESP, una entidad organizada sin fines de lucro según las leyes de Brasil, o Fundação CESP, fueron transferidos a EPTE en conexión con la escisión de EPTE a partir de Eletropaulo. Dichos pasivos pensionales fueron proporcionales a la cantidad de trabajadores que estaban originalmente empleados por Eletropaulo y que luego fueron transferidos a EPTE y después a CTEEP. El 28 de noviembre de 1997, antes de la escisión de sus activos de transmisión de electricidad, CESP suscribió un contrato con Fundação CESP, según el cual cambió su plan de pensiones de un plan de beneficios definidos, a un plan mixto constituido por comisiones definidas (30%) y beneficios definidos (70%). Para implementar dicho cambio en su plan pensional, CESP acordó pagar el total de la deuda del plan de beneficios definidos, el cual fue financiado en cuotas mensuales por un periodo de 20 años, con una última cuota a pagar en el año 2017.

Al término de cada año fiscal, una compañía independiente realiza una valoración actuarial y redefine los superávit o déficit relacionados con las obligaciones pensionales de CTEEP respecto de los empleados de CESP y EPTE, monto que entonces se agrega o se resta del saldo por vencer de la deuda con Fundação CESP y el monto resultante se divide entre la cantidad de cuotas restantes. En años recientes, las valoraciones actuariales han producido superávit, pero no puede haber certeza de que se mantendrá el superávit como resultado de las valoraciones actuariales en el futuro, y en el evento de que se presente un déficit, el monto de la deuda de CTEEP aumentará y sus resultados operacionales y condición financiera serán afectados, lo cual puede tener un efecto adverso sobre su capacidad para pagarnos dividendos o hacer otros repartos.

CTEEP ha registrado en sus Estados Financieros una cuenta por cobrar con un monto igual a la diferencia entre el valor del que CTEEP cree que el gobierno de Sao Paulo es responsable de conformidad con la Ley 4,819/5, y el monto que el Gobierno de Sao Paulo realmente paga a



cuenta de dicho pasivo. Si una corte considera que la posición del Gobierno de Sao Paulo con respecto a su obligación bajo la Ley 4,819/58 es correcta, nosotros tendremos que cancelar dichas cuentas por cobrar y reconocer una pérdida correspondiente. Si se requiere que CTEEP reconozca dicha pérdida, sus resultados de las operaciones, condición financiera y capacidad para pagarnos dividendos futuros y otros repartos pueden verse afectadas adversamente de manera sustancial.

Además, de conformidad con la Resolución No. 158/2005 de ANEEL, o Resolución 158, si ONS solicita que CTEEP implemente ciertos refuerzos respecto a sus instalaciones de transmisión de electricidad para efectos de ampliar la capacidad de transmisión o mejorar la confiabilidad del BSIN, CTEEP implementará dichos refuerzos sin necesidad de autorización previa de ANEEL. Sin embargo, la Resolución 158 no establece un procedimiento para determinar el límite en que se aumentarán los Ingresos Anuales Permitidos de CTEEP, para compensar a CTEEP por las inversiones hechas en relación con dichos refuerzos.

Tratando de equilibrar los intereses de los consumidores de electricidad para obtener electricidad a un precio razonable, por un lado, y las necesidades de CTEEP y de otras compañías que operan en el sector eléctrico para ser rentables, del otro, ANEEL puede emprender acciones que impacten en forma adversa sobre la rentabilidad de CTEEP. La discreción de ANEEL para revisar las tarifas de CTEEP crea una incertidumbre significativa en la operación de su negocio e ingresos. En la medida en que ANEEL no otorgue oportunamente aumentos significativos de tarifas, el negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y la capacidad de CTEEP para pagarnos dividendos o hacer otros repartos podrían afectarse adversamente.

I. Los esfuerzos del Gobierno para combatir la inflación pueden provocar significativamente incertidumbre económica en Brasil, y podrían perjudicar a CTEEP y nuestros resultados consolidados

En el pasado, Brasil experimentó tasas de inflación extremadamente altas. La inflación y las medidas del Gobierno Federal Brasileño para combatirla han tenido efectos negativos significativos sobre la economía brasileña, contribuyendo a la incertidumbre económica y elevando la volatilidad de los mercados de valores brasileños. Las medidas de Gobierno Federal Brasileño para controlar la inflación con frecuencia han incluido mantener una estricta política monetaria con altas tasas de interés, restringiendo de ese modo la disponibilidad de crédito y reduciendo el crecimiento económico. A finales 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008 las metas de tasas de interés oficiales en Brasil fueron 17.75%, 18.00%, 13.25%, 11.25% y 13.75% respectivamente. A 30 de septiembre de 2009, la tasa de interés oficial en Brasil fue 8.75%. (Fuente del Banco Central do Brasil www.bcb.gov.br).

La tasa anual de inflación, medida por el índice de inflación IGP-M, ha caído de 20.10% en 1999 a -0.13% en 2008. Sin embargo, las medidas del Gobierno Brasileño, incluida la disminución de las tasas de interés, la intervención del mercado cambiario y las acciones para ajustar o fijar el valor del Real, pueden generar aumentos de la inflación. Si Brasil experimenta de nuevo una inflación elevada, las provisiones para ajustes anuales por inflación en nuestros contratos de concesión pueden no ser suficientes para protegernos completamente contra los efectos de dichos aumentos.

Adicionalmente, en caso de un aumento de la inflación, el Gobierno Federal Brasileño puede optar por aumentar las tasas de interés oficiales. Los incrementos en las tasas de interés no sólo afectarían el costo de financiación de CTEEP, sino que también tendrían un efecto adverso sustancial sobre CTEEP y, en consecuencia, sobre nosotros.

m. La inestabilidad de la tasa de cambio puede tener un efecto adverso sustancial sobre nosotros y sobre el precio de negociación de nuestras ADS

Durante las últimas décadas, la moneda brasileña ha experimentado devaluaciones frecuentes y sustanciales en relación con el dólar estadounidense y otras monedas extranjeras. A lo largo de este periodo, el Gobierno Federal Brasileño ha implementado varios planes económicos y ha utilizado diferentes políticas de tipo de cambio, incluidas devaluaciones repentinas, minidevaluaciones periódicas durante las cuales la frecuencia de los ajustes ha variado de diaria a mensual, sistemas de tasa de cambio flotante, controles cambiarios y mercados cambiarios duales. De tiempo en tiempo ha habido fluctuaciones significativas en la tasa de cambio entre el real brasileño y el dólar estadounidense y otras monedas. Por ejemplo, el real brasileño se depreció frente al dólar estadounidense 9.30% en 2000, 18.66% en 2001 y 52.27% en 2002. A 31 de diciembre de 2008, CTEEP no tiene deuda en monedas extranjeras. Aunque el real brasileño se apreció 8.12%, 11.81%, 8.65% y 17.15% frente al dólar estadounidense en 2004, 2005, 2006 y 2007 respectivamente y depreció 31.94% al 31 de diciembre de 2008 (de acuerdo con la información publicada por el Banco Central de Brasil –Banco Central do Brasil-), no se puede dar ninguna certeza de que el real brasileño no se depreciará frente al dólar estadounidense otra vez. El 30 de septiembre de 2009, se apreció en 23.92% siendo que la tasa de cambio era R\$1.7781 por US\$1.00.

La depreciación del real brasileño frente al dólar estadounidense podría crear presiones inflacionarias adicionales en Brasil y causar aumentos en las tasas de interés, lo cual podría afectar negativamente la economía brasileña como un todo y producir un efecto adverso sustancial sobre nosotros.

n. Es posible que nuestros accionistas no reciban la misma información financiera acerca de CTEEP que reciben otros accionistas de CTEEP, como resultado de diferencias en las obligaciones de divulgación de información entre Colombia y Brasil

Como toda compañía que cotiza en bolsa en Brasil, CTEEP tiene la obligación de cumplir con obligaciones de reportar y entregar información financiera al público de conformidad con las normas brasileñas que gobiernan el mercado público de valores, y las normas y regulaciones de la autoridad competente en este tema (Comissão de Valores Mobiliários – CVM), las cuales difieren en ciertos aspectos materiales respecto de las normas colombianas y las obligaciones de divulgación de información a la SFC y la BVC. Como resultado, los accionistas de CTEEP pueden tener derecho a recibir información adicional de CTEEP bajo las normas de valores brasileñas, en comparación con la que reciben nuestros accionistas de conformidad con las normas colombianas.

O. ADQUISICIÓN DE ACTIVOS DISTINTOS A LOS DEL GIRO NORMAL DEL NEGOCIO DEL EMISOR

No se evidencian en forma directa riesgos asociados a la adquisición de activos distintos a los del giro normal de nuestro negocio que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen.

P. VENCIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO

No se evidencian en forma directa riesgos asociados al vencimiento de contratos de abastecimiento que puedan afectar el nivel de riesgo de la inversión en las Acciones Ordinarias que se ofrecen.



Q. IMPACTO DE LAS REGULACIONES Y NORMAS QUE ATAÑEN AL EMISOR Y DE POSIBLES CAMBIOS EN LAS MISMAS

1. Existen restricciones a la inversión extranjera en Colombia

El Régimen General de Inversiones de capital del exterior en Colombia, Decreto 2080 de 2000, establece la forma como las personas naturales o jurídicas no residentes en Colombia pueden invertir y participar en el mercado público de valores. Entre otros requisitos, este régimen exige el registro de las inversiones de portafolio la cual deberá realizarse de acuerdo con lo dispuesto en este Decreto y conforme al procedimiento que establezca el Banco de la Republica, señalando el tipo de fondo, el monto de la inversión, el administrador local y el objeto exclusivo de dicha inversión. El registro se realizará en cabeza de la persona extranjera, en el caso de fondos individuales, y en cabeza del fondo mismo, en el caso de fondos institucionales.

Los administradores locales deberán tener la responsabilidad en materia cambiaria de la asesoría que deben prestar a los inversionistas, además sobre la responsabilidad del envío de información a los entes de control, la Superintendencia Financiera de Colombia y al Banco de la Republica en los términos y condiciones que estas autoridades lo soliciten.

Bajo estas regulaciones, si un no residente o su apoderado omite reportar o registrar a tiempo ante el Banco de la República las operaciones de cambio relacionadas con inversiones en Colombia, puede perder sus derechos para remitir dineros al exterior, constituyendo una infracción a las normas cambiarias que puede resultar en la imposición de una multa. El gobierno colombiano, el Congreso de la República de Colombia o el Banco de la República pueden optar por no reducir las restricciones aplicables a inversiones extranjeras, y podrían implementar reglas más restrictivas en el futuro.

Adicionalmente, de acuerdo con las normas cambiarias colombianas, el Banco de la República puede limitar, temporalmente, el envío de dividendos al exterior y/o las inversiones denominadas en moneda extranjera, en el evento en que las reservas internacionales de la República de Colombia caigan por debajo una suma igual a tres meses de importaciones. Desde la creación del régimen de cambios en 1991, esta medida no ha sido utilizada. Si embargo, no podemos asegurar que el Banco de la República no la implementará en el futuro.

2. Estamos sujetos a una extensa legislación y regulación gubernamental que puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera

Nuestras redes de transmisión de electricidad están sujetas a leyes y regulaciones extensas sobre energía, medioambiente y de otra índole a nivel nacional y local, que afectan muchos aspectos de nuestras operaciones. Dichas leyes y regulaciones se relacionan, entre otras cosas, con concesiones, licencias, permisos y otras aprobaciones requeridas, las tasas que podemos cobrar por nuestros servicios, los términos y condiciones que se aplican a nuestros servicios, nuestra capacidad para recuperar varias categorías de costos y la adquisición, construcción y disposición de instalaciones por parte nuestra.

Aunque creemos que nuestras redes de transmisión de electricidad se han operado en cumplimiento sustancial de las leyes, regulaciones, concesiones, licencias, permisos y aprobaciones aplicables, nuestras operaciones pueden no cumplir en algún momento todas las leyes y regulaciones, y todas las demás condiciones establecidas mediante concesiones, licencias, aprobaciones y permisos aplicables. Además, podemos no estar en capacidad de renovar o mantener todas las concesiones, licencias, permisos y aprobaciones requeridos para poseer u operar nuestras redes de transmisión de electricidad. La imposibilidad de renovar o mantener cualquiera de las concesiones, licencias,

permisos o aprobaciones requeridas o nuestra incapacidad para satisfacer cualquier requerimiento legales aplicable puede resultar en el aumento de costos de cumplimiento, la necesidad de gastos adicionales en bienes de capital o una suspensión de las operaciones, lo cual podría tener un efecto adverso sustancial sobre nuestros flujos de caja, la condición financiera y los resultados de las operaciones.

La naturaleza y grado de regulación y legislación que afectan a las compañías de electricidad en los países donde operamos se ha vuelto significativamente más compleja en años recientes y no existe ninguna certeza de que no ocurrirán cambios sustanciales o que las políticas y normas existentes no se aplicarán, interpretarán o cumplirán de una manera nueva o diferente, incluso en relación con la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad en los países donde operamos.

Históricamente las autoridades gubernamentales competentes, que expiden y evalúan la aplicación de las normas, han ejercido un alto grado de influencia sobre nuestras actividades. Las áreas afectadas más significativamente incluyen operaciones, mantenimiento y seguridad. No podemos asegurar que el marco regulatorio del sector eléctrico actualmente vigente en los países donde operamos continuará siendo interpretado o aplicado por las autoridades competentes de esos países de manera tal que no afecte negativamente nuestras operaciones o nuestros resultados financieros. Adicionalmente, no podemos asegurar que nuevas regulaciones introducidas en los países donde operamos no tendrán un efecto adverso sustancial sobre los ingresos y calificación crediticia de nuestros clientes, nuestros negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

También podemos estar sujetos a ajustes adversos de nuestros Ingresos Regulados y a otras medidas tomadas por agencias que regulan nuestro negocio y los clientes en los países donde operamos.

En Colombia, la CREG actualmente está finalizando la revisión de la metodología de cálculo de Ingresos Regulados que remuneran la actividad de transmisión de energía eléctrica, en desarrollo de la cual expidió la Resolución CREG 011 de 2009, por la cual “Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional”. Continuando con el desarrollo de este proceso de revisión, estamos pendientes de la publicación por parte de la CREG de una resolución particular para cada una de las empresas de transmisión donde se apruebe la base de activos a remunerar, con base en la cual el Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional liquidará y facturará los ingresos correspondientes a los transmisores nacionales con la metodología definida en la Resolución CREG 011 de 2009 y aplicando las compensaciones por calidad del servicio, conforme también a lo establecido en esta misma Resolución.

De acuerdo con evaluaciones preliminares esperamos que el ingreso tienda a mantenerse en los niveles actuales como consecuencia de esta revisión, sin embargo, el resultado final y su impacto sólo se conocerá una vez se expida y aplique la resolución particular de la CREG para cada transmisor nacional. Ahora, con relación a su aplicación, y de acuerdo con la información del regulador, la expedición de esta resolución particular debe darse en los próximos meses. Ver “Capítulo 5 – Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas – Tendencias, compromisos o acontecimientos conocidos que puedan o vayan a afectar significativamente la liquidez del emisor, sus resultados de operación o situación financiera”.

Además, la introducción de requerimientos regulatorios más exigentes relacionados con la integridad de nuestras redes de transmisión de electricidad, podría requerir gastos adicionales en bienes de capital para cumplir con dichos requerimientos nuevos.



Por otra parte, dado que estamos controlados por la Nación Colombiana, podemos estar sujetos a control fiscal por parte de la Contraloría General de la República. Las regulaciones relativas a dicho control y su interpretación también pueden ser modificadas o interpretadas de tal manera que otorguen a la CGR mayor autoridad sobre nosotros.

3. Una disminución significativa de nuestros Ingresos Regulados o la introducción de nuevas regulaciones que eliminen la indexación de nuestros Ingresos Regulados o el sistema de garantías que nos protege frente al incumplimiento en los pagos por parte de nuestros clientes, podrían afectar negativamente y de forma significativa nuestro negocio, resultados de las operaciones y condición financiera, y nuestra capacidad para pagar dividendos y hacer otros repartos

Todos los ingresos de nuestro negocio Colombiano de transmisión de electricidad están sujetos a la regulación del gobierno. De conformidad con las leyes y regulación, nuestros ingresos servicios de transmisión de electricidad están indexados con base en cambios mensuales en el IPP para activos en operación no sometidos a convocatoria (en general red existente antes de enero de 2000), y en el PPI para activos que sometidos a procesos de convocatoria, así como revisiones cada cinco años con base en criterios establecidos por la CREG. En Colombia, nuestros Ingresos Regulados relacionados con activos no sometidos a procesos de convocatoria (red existente), que representan aproximadamente 83.12% de nuestros ingresos por activos de uso del STN, actualmente están sujetos a un proceso de revisión conducido por la CREG. Ver “Impacto de las Regulaciones y Normas que Atañen al Emisor y de Posibles Cambios en las Mismas. Estamos sujetos a una extensa legislación y regulación gubernamental que puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera”.

4. Bajo la ley colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, podemos ser requeridos para pagar dividendos aún cuando no tengamos suficiente dinero en caja para efectuar dichos pagos

Bajo la ley colombiana, nuestros estatutos y la declaración de la Nación colombiana como accionista mayoritario, estamos compelidos a pagar un dividendo mínimo obligatorio igual al 50% de nuestras utilidades líquidas anuales ajustadas, según las cifras consignadas en los estados financieros presentados para aprobación de nuestra Asamblea General de Accionistas anual, los cuales se preparan de manera no consolidada. Sin embargo, en ciertos casos ese dividendo mínimo obligatorio puede ser igual al 70% de la cifra de nuestras utilidades líquidas de cada año que aparezca consignada en los estados financieros presentados para aprobación de nuestra Asamblea General de Accionistas anual, los cuales se preparan de manera no consolidada. El único evento en el cual no estamos obligados a pagar dividendos obligatorios se da cuando nuestra Asamblea General de Accionistas, con el voto afirmativo de al menos el 78% de las Acciones Ordinarias representadas en la reunión, decide no distribuir dividendos. Ver “Política de dividendos de la sociedad”. Dado que nuestras utilidades líquidas se calculan con base en contabilidad de causación y no de caja, podemos ser requeridos para pagar dividendos respecto de nuestra utilidad neta (que incluye la utilidad neta de nuestras subordinadas y de otras sociedades participadas para el mismo periodo, en la medida de nuestra participación en tales sociedades) aunque no hayamos recibido ningún dividendo en dinero distribuido por nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para dicho periodo, y aún cuando no tengamos disponibilidad de recursos y debamos recurrir a otras fuentes de financiación o de estrategia para efectuar el pago de tal dividendo mínimo obligatorio.

La utilidad neta al cierre de septiembre 30 de 2009 y para los años terminados a diciembre 31 de, 2008, 2007 y 2006, fue Col\$315,096 millones, Col\$236,593 millones, Col\$226,021 millones y Col\$150,469 millones, respectivamente; la utilidad generada por método de participación en nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para los mismos periodos fue Col\$154,989

millones, Col\$62,521 millones, -Col\$2,492 millones y -Col\$56,644 millones, respectivamente; y los dividendos recibidos en dinero por nuestras subordinadas y otras sociedades participadas para los mismos periodos fueron de Col\$22,651 millones, Col\$39,261 millones, Col\$43,720 millones, y Col\$33,951 millones, respectivamente.

Adicionalmente, nuestra filial ISA Capital, bajo los acuerdos que gobiernan sus emisiones de bonos, no puede pagarnos dividendos o hacer otras distribuciones en dinero a nuestro favor (incluyendo dividendos recibidos de CTEEP) incluso en circunstancias en las cuales estaría legalmente facultada para hacerlo. Ver “Comentarios y análisis de la administración sobre los resultados de la operación y la situación financiera del emisor y sus subordinadas - Restricciones acordadas con las subordinadas para transferir recursos a la sociedad”.

Si no tenemos suficiente dinero disponible para pagar tal dividendo de conformidad con lo que establece la ley colombiana, nuestros estatutos y la declaración de nuestro accionista mayoritario, es posible que tengamos que incurrir en deudas significativas para financiar dichos pagos de dividendos, lo que afectaría adversamente nuestro negocio, resultado de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

R. IMPACTO DE DISPOSICIONES AMBIENTALES

Podemos estar sujetos a costos sustanciales, incluidas indemnizaciones y sanciones por daños al medioambiente o cambios en las leyes relacionadas con la protección del medioambiente, que podrían tener un efecto adverso sobre nuestros negocios, la condición financiera o los resultados de las operaciones.

Estamos sujetos a leyes y regulaciones extensas, nacionales y locales, relacionadas con la protección del medioambiente. Debido a que suministramos servicios de transmisión de electricidad en países que tienen áreas con protección ambiental, estamos sujetos a regulaciones que podrían exponernos a responsabilidades por daños en cualquiera de dichas áreas protegidas. Bajo la ley de esos países, cualquiera que directa o indirectamente cause daño al medioambiente puede ser considerado objetivamente responsable de dicho daño, sin considerar si los mismos fueron ocasionados por falta de esa persona.

Adicionalmente, en algunos de los países donde operamos, las compañías del sector de transmisión de electricidad deben obtener licencias y autorizaciones ambientales de agencias gubernamentales para dirigir el negocio. El incumplimiento de las leyes y regulaciones de los países donde operamos puede resultar en la imposición de sanciones administrativas, civiles y penales, imposición de requerimientos de alivio por mandato judicial y la expedición de medidas cautelares para garantizar el cumplimiento futuro. El cumplimiento de tales obligaciones puede producir (i) costos significativos para instalar y mantener controles de contaminación, (ii) multas y sanciones que resulten de cualquier incumplimiento, y (iii) limitaciones potenciales sobre nuestras operaciones, las cuales podrían incluir la declaración de caducidad de licencias o concesiones o de nuestro derecho a suministrar servicios de transmisión de electricidad. Las obligaciones de dar alivio pueden resultar en costos significativos asociados con la investigación y alivio o limpieza de propiedades contaminadas, lo mismo que en reclamaciones por la contaminación de propiedades o el impacto sobre recursos naturales.

Aunque consideramos que las operaciones de nuestras redes de transmisión de electricidad cumplen sustancialmente las leyes y regulaciones de seguridad y medioambiente aplicables, los riesgos de costos y responsabilidades importantes, incluidos los derivados de fugas y explosiones, son inherentes a las operaciones de líneas de electricidad y se puede incurrir en costos y



obligaciones significativas, incluidos aquellos relacionados con reclamaciones por daños a la propiedad, lesiones o pérdida de vidas, como resultado de las operaciones de la línea de electricidad.

Además, agencias gubernamentales y otras autoridades en los países donde operamos pueden implementar leyes, regulaciones y políticas de cumplimiento más estrictas de las que actualmente están vigentes o buscar interpretaciones más restrictivas de las leyes y regulaciones existentes, lo cual puede requerir el gasto de fondos adicionales respecto del cumplimiento ambiental (incluidas licencias ambientales para instalaciones y equipo que no requerían previamente licencias ambientales o para las cuales el requerimiento de licencia fue exceptuado por ley, además de los requerimientos para la renovación de la licencia existente). Es posible que la ampliación de leyes y regulaciones ambientales y de salud pudieran forzarnos a asignar montos presupuestales para gastos de capital dirigidos al cumplimiento de dichas leyes y regulaciones y, en consecuencia, destinar fondos a inversiones diferentes a las planificadas. Dicho cambio de destinación, lo mismo que la imposición de multas o la revocación de licencias o concesiones y otras acciones similares por parte de agencias gubernamentales, podrían tener un efecto adverso sustancial sobre nuestro negocio, resultados de las operaciones y condición financiera, y sobre nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

S. EXISTENCIA DE CRÉDITOS QUE OBLIGUEN AL EMISOR A CONSERVAR DETERMINADAS PROPORCIONES EN SU ESTRUCTURA FINANCIERA

1. Compromisos relacionados con empréstitos

Acordamos el cumplimiento de los siguientes indicadores durante la vigencia de nuestros contratos de crédito:

2. Con Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento:

El (i) contrato de empréstito relacionado con el Proyecto de Desarrollo del Mercado de Energía, y (ii) el contrato de empréstito (Préstamo en Moneda Única con Tasa Flotante) suscritos entre el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, como prestamista, nosotros, como prestatarios, y la República de Colombia, como garante, con fecha 26 de marzo de 1996, cuyas fechas finales de pago está programada para el 15 de agosto y 15 de octubre de 2012, respectivamente, contienen compromisos que incluyen limitaciones para incurrir en endeudamiento, a menos que nuestra utilidad neta para el año inmediatamente anterior a incurrir en el endeudamiento, o para un periodo de doce meses terminado antes de dicha fecha, sea al menos 1.5 veces nuestras necesidades máximas de crédito estimadas.

Adicionalmente, requiere que cumplamos con los siguientes compromisos financieros: (i) debemos mantener para cada periodo fiscal un porcentaje del total de gastos operacionales frente al total de ingresos operacionales no mayor al 23%, y (ii) los fondos de fuentes internas debe ser equivalente a no menos del 30% de nuestro promedio anual de gastos de capital incurridos o en los que esperemos incurrir en un año determinado y en el periodo fiscal siguiente.

T. OPERACIONES A REALIZAR QUE PODRÍAN AFECTAR EL DESARROLLO NORMAL DEL NEGOCIO

No hemos asumido compromisos para llevar a cabo procesos de fusión o escisión. Tampoco tenemos compromisos en relación con el desarrollo de procesos de adquisición de otras sociedades, salvo lo anunciado en el Literal L del Capítulo IV – “Información Financiera -Compromisos

en Firme para la Adquisición de Inversiones Futuras”, ni se han abierto procesos de reestructuración económica y/o financiera, disolución, liquidación y/o concurso de acreedores en relación con nuestra compañía.

U. FACTORES POLÍTICOS, TALES COMO INESTABILIDAD SOCIAL, ESTADO DE EMERGENCIA ECONÓMICA, ETC.

1. La Nación colombiana, que puede no tener los mismos intereses de los tenedores de las Acciones Ordinarias, es dueña de una parte sustancial de nuestro capital social

La Nación posee directamente un total de 52.94% de nuestras Acciones Ordinarias. En circunstancias que involucren un conflicto de intereses entre la República de Colombia, de un lado, y los demás accionistas, del otro, el gobierno colombiano puede ejercer su capacidad para controlarnos de una manera que la beneficiaría, en detrimento de los demás accionistas.

Los derechos de la Nación, como nuestro accionista mayoritario, pueden limitar nuestra flexibilidad para responder a los avances del mercado, vincularnos en ciertas transacciones o de otro modo hacer cambios a nuestro negocio y operaciones, y puede someternos a presión política y pública, todo lo cual puede afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

2. Algunas obligaciones relacionadas con ciertos préstamos y otras deudas pueden ser aceleradas si la Nación colombiana deja de controlarnos

Nuestras obligaciones de pagar ciertos préstamos y otras deudas bajo nuestros contratos de crédito pueden ser aceleradas si la Nación colombiana deja de controlarnos. La aceleración de nuestras obligaciones de pago en el evento de cambio de control puede afectar nuestro negocio, resultado de las operaciones, condición financiera y nuestra capacidad para pagar dividendos y efectuar otros repartos.

3. Una parte sustancial de nuestros ingresos consolidados está denominada en pesos colombianos, mientras que una parte considerable de nuestro endeudamiento consolidado está denominada en dólares estadounidenses y, por tanto, somos altamente dependientes de las condiciones económicas y políticas de Colombia

Somos una sociedad anónima inscrita en bolsa organizada como una empresa de servicios públicos según las leyes de Colombia. Una parte sustancial de nuestra propiedad, operaciones y clientes están localizados en Colombia, y a 30 de septiembre de 2009 aproximadamente el 37.05% de nuestros ingresos consolidados están denominados en pesos colombianos, mientras que el 16.45% de nuestras obligaciones financieras consolidadas están denominada en dólares estadounidenses. Muchos de nuestros proveedores están localizados fuera de Colombia, y sus precios se denominan en monedas extranjeras. De acuerdo con ello, nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones dependen en gran parte de las condiciones macroeconómicas y políticas imperantes periódicamente en Colombia, y de las tasas de cambio entre el peso colombiano y estas otras monedas.

4. Colombia ha experimentado varios periodos de violencia e inestabilidad, y dicha inestabilidad podría afectar la economía colombiana y a nosotros

Colombia ha experimentado varios periodos de violencia criminal durante las pasadas cuatro décadas, principalmente debido a las actividades de grupos al margen de la ley. En respuesta,



el gobierno colombiano ha implementado diversas medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas policiales y militares mediante la creación de unidades especializadas. A pesar de estos esfuerzos, la actividad de los grupos al margen de la ley sigue existiendo en Colombia.

Sin embargo, hemos tomado medidas que son prácticas estándar en la industria en Colombia para proteger nuestro negocio contra actos de violencia. Ejemplos de estas medidas incluyen la participación en contratos con las fuerzas armadas colombianas para garantizar la protección de nuestros activos localizados en áreas de conflicto, implementar tecnología de seguridad y obtener seguros contra terrorismo, incendio, sabotaje y vandalismo, entre otras medidas. Estas actividades, su posible aumento y la violencia asociada con ellas, pueden tener un impacto negativo en la economía colombiana o en nuestro negocio en el futuro.

V. COMPROMISOS CONOCIDOS POR EL EMISOR, QUE PUEDEN SIGNIFICAR UN CAMBIO DE CONTROL EN SUS ACCIONES

No se tiene conocimiento de compromiso de esta naturaleza.

W. DILUCIÓN POTENCIAL DE INVERSIONISTAS

Los tenedores de las Acciones Ordinarias están sujetos a la dilución de su participación en nuestro capital social.

Para financiar nuestras iniciativas de crecimiento, podemos necesitar conseguir capital adicional a través de emisiones de acciones públicas o privadas o de títulos de deuda convertibles en acciones. De conformidad con la ley colombiana y nuestros estatutos, estas emisiones de valores pueden realizarse sin dar derechos preferentes a nuestros accionistas si dicha emisión sin derechos preferentes es aprobada en una Asamblea de Accionistas mediante el voto afirmativo de por lo menos el 70% de las Acciones Ordinarias presentes en dicha asamblea. Si nuestra Asamblea de Accionistas aprobara la emisión de nuevas acciones sin derechos preferentes para nuestros accionistas actuales, entonces la participación de dicho accionista puede diluirse.

X. RIESGOS RELACIONADOS CON LA COBERTURA DE SEGUROS

Nuestra cobertura de seguros puede no ser adecuada.

Creemos que en la actualidad mantenemos coberturas de seguros de los tipos y montos que son generalmente otorgadas por el mercado asegurador y contratadas por las empresas dedicadas a la transmisión de electricidad y que además se adecuan a los requerimientos legales aplicables para sistemas de transmisión de electricidad de un tamaño y naturaleza similar en los países donde operamos.

Estamos asegurados contra pérdidas o daños a la propiedad, incluidos daños por mal funcionamiento eléctrico, tornados, huracanes, terremotos y terrorismo en los países donde operamos y existe dicho riesgos. Este seguro cubre, en nuestro caso, y en TRANSELCA e INTERNEXA, pérdidas hasta por un monto de US\$50 millones, excepto en el caso de daños causados por acciones terroristas, los cuales están sujetos a un límite de US\$20 millones y, en el caso de ISA Bolivia, cubre pérdidas hasta por un monto de US\$10 millones en todos los casos. En el caso de CTEEP, el seguro cubre pérdidas hasta por un monto aproximado de US\$80 millones. En el caso de ISA Perú, REP, Consorcio TransMantaro e INTERNEXA Perú, nuestro seguro cubre pérdidas hasta por un monto

de US\$50 millones. Con la excepción de Perú, nuestras torres y líneas de transmisión están excluidas de la cobertura. No existe certeza de que esta cobertura de seguros continuará estando disponible en términos comerciales razonables o a tasas comercialmente razonables, o que los montos por los cuales estamos asegurados o que el producido de dichos seguros nos compensarán totalmente por nuestras pérdidas. Nuestra cobertura de seguros está sujeta a límites y exclusiones o limitaciones de cobertura que consideramos son razonables, dado el costo de obtener el seguro y las condiciones de operación actuales.

En el evento de una pérdida total o parcial de nuestros activos o equipos cualquier indemnización del seguro que podamos recibir con respecto de ello, puede no ser suficiente en una situación particular para efecto de la restauración de nuestros activos o equipos a la condición en que se encontraban antes de dicha pérdida. Es posible que no se logre un reemplazo o reposición inmediato, aunque se cuente con el seguro, puesto que ciertas piezas pueden ser tan específicas para el sistema que no están rápidamente disponibles. En consecuencia, sin perjuicio de que tengamos seguro, la ubicación de nuestras redes de transmisión de electricidad o las limitaciones sobre nuestra capacidad para adquirir equipo de reemplazo puede dar origen a retrasos significativos en la reposición y, por tanto, causar pérdidas en la capacidad de transmisión que podrían tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio, resultado de las operaciones y en nuestra capacidad para pagar dividendos o hacer otros repartos.

Y. CAMBIOS EN LAS NORMAS TRIBUTARIAS

Cambios en los impuestos colombianos pueden tener un impacto adverso sobre los impuestos aplicables en relación con nuestras Acciones Ordinarias.

La tarifa del impuesto sobre la renta para sociedades en Colombia se encuentra en un 33%, desde el año 2006 no se han producido cambios en la legislación tributaria colombiana. Durante el año 2008 ISA y la Nación (Ministerio de Minas y Energía) suscribieron el contrato de estabilidad jurídica para la actividad de transmisión de energía eléctrica por un período de 20 años. Mediante este contrato se estabilizaron básicamente normas de impuesto sobre la renta entre las cuales se destacan: tarifa de impuesto de renta vigente (33%), deducción del componente inflacionario de los gastos financieros, deducción especial del 40% por nuevas inversiones en activos fijos reales productivos, descuento tributario por el IVA pagado en la importación de maquinaria para el transporte de energía y la renta presuntiva como un 3% del patrimonio líquido, así como la temporalidad del impuesto al patrimonio. Con este contrato se garantiza que, en caso de modificaciones adversas de las normas estabilizadas en el contrato, continuarán aplicándose dichas normas durante la vigencia del mismo.

No puede haber ninguna certeza de que no habrá cambios en los impuestos colombianos en el futuro que puedan aumentar las tarifas del impuesto y/o porcentajes de retención del impuesto de renta aplicables a dividendos, o que puedan afectar adversamente la disposición de nuestras Acciones Ordinarias.

Z. LITIGIOS PENDIENTES

Decisiones adversas en litigios en que seamos parte pueden afectar adversamente los resultados de las operaciones y la condición financiera.

Nosotros, directamente o por intermedio de nuestras subordinadas y compañías relacionadas somos parte en una serie de procesos judiciales que involucran reclamaciones importantes.



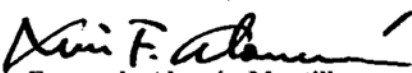
Estos procesos involucran un rango diverso de materias, incluyendo procesos administrativos, reclamaciones laborales, cargos regulatorios y controversias contractuales.

Al 30 de septiembre de 2009 tenemos una reserva por la suma de Col\$441,358 millones reflejada en nuestros Estados Financieros Consolidados, relacionada con estos litigios, siendo esta una práctica consistente con los principios generales de contabilidad aplicables en Colombia y nuestras políticas de aprovisionamiento. Sin embargo, el resultado final de estos procesos legales es incierto y en el caso de una decisión final adversa en cualquiera de estos litigios, nuestro negocio, condición financiera y la capacidad para pagar dividendos o efectuar otros repartos pueden verse adversamente afectados. Ver "Riesgos Relacionados con Nuestras Operaciones en Brasil".

**CERTIFICACIÓN DEL GERENTE GENERAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.**

El suscrito, Gerente General de la sociedad Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. hago constar dentro de mi competencia, que empleé la debida diligencia en la verificación del contenido del presente prospecto en forma tal que certifico la veracidad del mismo y que no presenta omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas.

En constancia se firma a los veintitrés (23) días del mes de noviembre de dos mil nueve (2009).


M^{te} Luis Fernando Alarcón Mantilla
Gerente General
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.



ANEXO B

CONSTANCIA DEL REVISOR FISCAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.,
DENTRO DE LO DE SU COMPETENCIA

IA-20091109-1848

Señores
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
Medellín

Medellín, Antioquia
23 de noviembre de 2009

Los estados financieros de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., NIT 860.016.610-3, por el año terminado el 31 de diciembre de 2008, 2007 y 2006 fueron auditados por otro Revisor Fiscal, quien emitió un informe sin salvedades sobre los mismos el 27 de febrero de 2009, 15 de febrero de 2008 y 14 de febrero de 2007, respectivamente. Fui elegida como Revisor Fiscal de la Compañía el 30 de marzo de 2009, desde esa fecha he desarrollado los procedimientos necesarios para cumplir con mis funciones como Revisor Fiscal.

He revisado el contenido del prospecto de emisión y colocación de acciones ordinarias de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. al cual se anexa este documento, para certificar, en lo de mi competencia: (i) que las cifras de los estados financieros al 30 de septiembre de 2009, no auditadas, incluidas en dicho prospecto, se encuentran de acuerdo con los registros contables y libros oficiales de la Compañía; y (ii) basada en las manifestaciones de la Administración, no conozco de omisiones de información que revistan materialidad y puedan afectar la decisión de los futuros inversionistas..

La información financiera, contable y tributaria es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía.

Alba Lucía Guzmán L.
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 35265 - T
Designada por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

ANEXO C

INFORMES DE GESTIÓN E INFORMACIÓN FINANCIERA

Favor remitirse a los Cd correspondientes a los años 2006, 2007 y 2008 los cuales incluyen informes de gestión e información financiera de la empresa, entre otros.



ANEXO D

FORMATO QUE INCLUYE EL BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR
CON CORTE AL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR

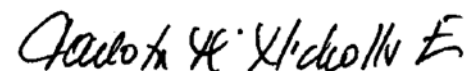
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

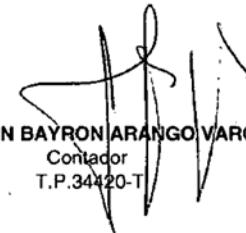
ESTADO DE RESULTADOS

COMPARATIVO SEPTIEMBRE 2009 - SEPTIEMBRE 2008

Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad neta por acción que está expresada en pesos)

	<u>SEPTIEMBRE 2009</u>	<u>SEPTIEMBRE 2008</u>
INGRESOS OPERACIONALES		
Servicios de transmisión de energía	609,788	571,336
Cargos por conexión	57,050	52,798
Proyectos de infraestructura	12,550	16,033
Telecomunicaciones	13,910	11,956
Otros Ingresos Operacionales	13,923	12,580
Total ingresos operacionales	707,221	664,703
COSTOS Y GASTOS OPERACIONALES		
Costos de operación	260,665	261,854
Gastos de administración	59,508	52,466
Total costos y gastos operacionales	320,174	314,320
Utilidad operacional	387,048	350,383
INGRESOS (GASTOS) NO OPERACIONALES		
Ingresos no operacionales	242,714	225,229
Gastos no operacionales	(208,244)	(306,168)
Pérdida no operacional	34,470	(80,939)
Utilidad antes de impuestos	421,518	269,444
Provisión impuesto de renta	106,422	87,706
Utilidad neta	315,096	181,738
Utilidad neta por acción	292.93	168.95


CARLOTA MARIA NICHOLLS ESTRADA
Segundo Suplente del Gerente General


JOHN BAYRON ARANGO VARGAS
Contador
T.P.34420-T

ANEXO D

**FORMATO QUE INCLUYE EL BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR
CON CORTE AL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR**

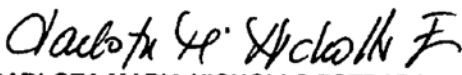
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.

BALANCE GENERAL

COMPARATIVO SEPTIEMBRE 2009 - DICIEMBRE 2008

Valores expresados en millones de pesos colombianos

	<u>SEPTIEMBRE 2009</u>	<u>DICIEMBRE 2008</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE:		
Efectivo	72,948	45,326
Inversiones e instrumentos derivados	101,010	196,778
Deudores - neto	206,777	201,828
Inventarios	1,647	1,872
Diferidos y otros activos	87,959	97,230
Total Activo Corriente	470,341	543,034
Inversiones Permanentes	2,141,089	1,735,050
Deudores a largo plazo	28,805	29,017
Inventarios	62,504	60,891
Propiedades, planta y equipo - neto	2,423,838	2,442,825
Diferidos y otros activos	326,299	331,574
Valorizaciones	2,185,306	2,185,306
Total Activo No Corriente	7,167,841	6,784,663
Total activo	7,638,182	7,327,697
Cuentas de orden:		
Deudoras	2,636,546	2,681,805
Acreedoras por contra	1,399,447	1,268,655


CARLOTA MARIA NICHOLLS ESTRADA


JOHN BAYRON ARANGO VARGAS

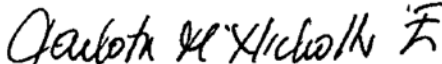


ANEXO D

FORMATO QUE INCLUYE EL BALANCE Y ESTADO DE RESULTADOS DEL EMISOR
CON CORTE AL TRIMESTRE CALENDARIO INMEDIATAMENTE ANTERIOR

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
BALANCE GENERAL
COMPARATIVO SEPTIEMBRE 2009 - DICIEMBRE 2008
Valores expresados en millones de pesos colombianos

	<u>SEPTIEMBRE 2009</u>	<u>DICIEMBRE 2008</u>
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS		
PASIVO CORRIENTE :		
Bonos en circulacion	-	102,938
Obligaciones financieras	103,369	269,695
Cuentas por pagar	163,447	125,807
Obligaciones laborales	10,770	6,495
Pasivos estimados y provisiones	107,121	51,708
Otros pasivos	1,014	1,189
Total Pasivo Corriente	385,721	557,832
PASIVO A LARGO PLAZO :		
Bonos en circulacion	1,031,365	821,865
Obligaciones financieras	313,356	518,876
Vinculados económicos	264,629	259,768
Cuentas por pagar	51,837	42,753
Obligaciones laborales	1,587	1,323
Pasivos estimados y provisiones	125,061	121,136
Otros pasivos	239,364	194,881
Total Pasivo No Corriente	2,027,199	1,960,602
TOTAL PASIVO	2,412,920	2,518,434
PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS :		
Capital suscrito y pagado	35,866	35,866
Superavit de capital	1,062,361	1,062,361
Reservas	504,965	431,872
Resultado del ejercicio	315,096	236,593
Superávit por valorizaciones	2,185,306	2,185,306
Superavit por método de participación	529,649	245,073
Revalorización del patrimonio	592,019	612,192
Total patrimonio de los accionistas	5,225,262	4,809,263
Total Pasivo y patrimonio de los accionistas	7,638,182	7,327,697
Cuentas de orden:		
Acreeadoras	1,399,447	1,268,655
Deudoras por contra	2,636,546	2,681,805


CARLOTA MARIA NICHOLLS ESTRADA
Segundo Suplente del Gerente General


JOHN BAYRON ARANGO VARGAS
Contador
T.P.34420-T

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Empresas Públicas de Medellín	2000-1877	Tribunal Administrativo. Sala Séptima	Nulidad de actos y contratos	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Empresas Públicas de Medellín	2009-00140	A reparto	Responsabilidad civil	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	UTE APS	2008-00996	Tribunal Administrativo de Antioquia, Sala Quinta de Decisión		
Rubén Darío Zuleta Flórez y Beatriz Inés Vélez Calle	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00491	18 Civil Municipal	Ejecutivo singular	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Gómez Cajiao y Asociados	1998-03971	Tribunal Administrativo de Antioquia, Sala Octava	Nulidad de actos y contratos	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Lilia María Morales	2008-00251	12 Administrativo del Circuito		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Nelson Arturo Parsons	2009-0083	29 Administrativo del Circuito	Acción popular	
Ovelesa S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y Construcciones y Equipos S.A.	1996-7705	1o Civil del Circuito	Ordinario general civil	
José Pástor Álvarez Ortiz	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	1999-0388	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Martha Vidal Collado	2009-090	4o Administrativo del Circuito	Ordinario general civil	
Sofonías Correa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0204	Juzgado Cuarto Civil del Circuito	Ejecutivo singular	
Ministerio de Minas y Energía, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y Consorcio S.O.T.	Patricia Elena Zuluaga Urrea	2008-0086	Juzgado Trece administrativo	Acción popular	
SISTEP y Seguros Confianza	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2000-490. 2007-3093	Tribunal Administrativo. Sala Séptima		



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Por registro de fronteras comerciales de las plantas de Muña y Techo	Etapa Probatoria	Alta	15	946,670,400
	Remuneración por propiedad compartida	Nulidad por falta de jurisdicción y remisión al Tribunal Administrativo	Alta	15	2,750,701,546
Acción contractual	Mayor valor del contrato 4500029529	Contestación a la adición a la demanda	Alta	15	32,018,325,993
	Incumplimiento contrato de mutuo garantizado con hipoteca	Embargo	Alta	10	10,984,264
Nulidad y restablecimiento del derecho	Nulidad del contrato por nulidad del acto administrativo del 10 de oct./96, por el cual ISA adjudicó el Contrato al Consorcio ACI Ltda. – CEDIC S.A.	Emplazamiento	Alta	20	2,000,000,000
Reparación directa	Fallecimiento cónyuge por contacto con línea	Notificación	Baja	20	200,000,000
Acción popular	Pago de transferencias de ISAGEN y ECOPEL al municipio de Villavicencio	Contestación de la demanda	Baja	3	Sin cuantía
	Incumplimiento contractual de una empresa que se declaró en quiebra	Embargo	Baja	20	526,047,736
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Emplazamiento	Alta	15	3,299,932
Ordinario general civil	Servidumbre de hecho	Nulidad por falta de jurisdicción y remisión a los juzgados administrativos, donde le correspondió por reparto al Juzgado 4o del Circuito	Alta	15	199,795,500
	Incumplimiento contrato de Mutuo garantizado con Hipoteca	Integración del litisconsorcio	Alta	6	35,000,000
Acción popular	Demoras en la ejecución de un contrato de obra	Contestación de la demanda	Baja	2	Sin cuantía
Acción contractual	Incumplimiento contractual	Auto niega nulidad	Alta	18	4,459,189,151

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Orlando Antonio Salas Villa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-86679	Fiscal Quinto Especializado	Constitución de parte civil en proceso penal	
Efraín Rivera Muñoz y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-00865	Juzgado Primero Penal del Circuito Especializado	Incidente de reparación integral de perjuicios	
Nación-Mincomunicaciones	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2004-1819	Consejo de Estado		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	MERILECTRICA	2006-2123	Tribunal Administrativo Sección Tercera		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	MERILECTRICA	2006-2124	Tribunal Administrativo Sección Tercera		
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-246	Tribunal Administrativo Sección Primera		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Electrificadora del Atlántico S.A. E.S.P	2000-344	Tribunal Administrativo		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Electrificadora de Bolívar S.A. E.S.P. en Liquidación	2001-1185	Tribunal Administrativo		
Jhon Gallaguer Barranco	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2002-1631	Tribunal Administrativo		
Claudia Andrea Córdoba	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2000-388	Tribunal Administrativo	Ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jairo Navarro	2000-29634	Juzgado de Circuito Civil	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Eliás Martínez Altamar	2000-29666	Juzgado de Circuito Civil	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Wilfredo Bermeo	2000-450	Juzgado Promiscuo	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Hernando Botero Maya	2000-481	Juzgado Promiscuo	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Virginia Gómez De Cervantes	2000-498	Juzgado Promiscuo	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
	Prevaricato por acción, falsedad material en documento público y falsedad ideológica en documento público	Orden de captura	Alta	5	7,418,170,193
	Atentados terroristas contra torres de ISA	Apelación de la sentencia	Alta	2	850,000,000
Contractual	Indebido cobro de sanción por extemporaneidad e intereses moratorios, contrato de concesión	Recurso de apelación	Alta	2	244,320,572
Reparación directa	Que se reliquide el cargo por capacidad correspondiente al año 2005	Etapas probatorias	Baja	6	1,000,000,000
Reparación directa	Que se reliquide el cargo por capacidad correspondiente al año 2006	Etapas probatorias	Baja	6	1,000,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Que se declare la nulidad de la Resolución No. SSPD-20082400007415 de 26 de marzo de 2008 y del acto ficto producido por el silencio administrativo negativo producido por la omisión de la SSPD de resolver en término los recursos interpuestos en su contra.	Notificación demanda	Alta	8	923,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Solicitud Nulidad Resoluciones que niegan intereses por mora en las cuentas por uso del STN, y por Bolsa de Energía	Transacción parcial	Baja	2	12,962,252,636
Nulidad y restablecimiento del derecho	Solicitud Nulidad Resoluciones que niegan intereses por mora en las cuentas por uso del STN, y por Bolsa de Energía	Etapas probatorias	Baja	4	916,947,711
Reparación directa	Reparación por ocupación de un inmueble	Alegatos de conclusión	Baja	3	130,000,000
	Responsabilidad civil extracontractual	Contestación de la demanda	Baja	7	4,000,000,000
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	En decisión de fallo	Alta	1	432,454
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	En decisión de fallo	Alta	1	928,000
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	Etapas probatorias	Alta	2	3,032,052
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	Etapas probatorias	Alta	2	7,385,600
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	Alegatos de conclusión	Alta	3	109,200

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Arnulfo Dante Rodriguez	2000-462	Juzgado Promiscuo	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Gabriel Diago	2001-032	Juzgado Promiscuo	Civil ordinario	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CORELCA	1997-12642	Consejo de Estado		
Inmobiliaria SREDNI	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2000-1424	Tribunal Administrativo		
Fernando Cadavid	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1996-11884	Juzgado de Circuito Civil	Ordinario	
Cencar S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1997-13793	Juzgado de Circuito Civil	Ordinario	
Jaime Gómez Velásquez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1996-10864	Juzgado de Circuito Civil	Ordinario	
Rafael Gross B	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1998-988	Consejo de Estado		
Flores III Ltda SCA ESP	Ministerio de Minas - CREG e ISA	2000-8499	Consejo de Estado		
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2001-132	Tribunal Administrativo		
Jesus Roa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1995-15692	Consejo de Estado		
Luz Mery Ramirez	Municipio de Tuta	2005-1410	Juzgado de Circuito Administrativo		
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Kenzo Jeans S.A. y DIKAR S.A.	2008-0546	Tribunal Administrativo. Sección Tercera		
Manuel Antonio Gómez y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00009	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Pedro Antonio Osorno y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00010	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Adolfo León Angarita Angarita	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA		Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Gladys Teresa Herrera Monsalve	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA		Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Cristóbal Pineda Pérez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA		Promiscuo Municipal	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	Recurso de apelación	Alta	2	4,297,760
Servidumbre	Imposición de una servidumbre de energía	Alegatos de conclusión	Alta	1	402,400
Nulidad y restablecimiento del derecho	Cobro indebido de un impuesto	Recurso de apelación	Alta	3	744,000,000
Reparación directa	Indemnización por servidumbre de hecho	Etapas probatorias	Alta	4	494,550,068
	Reivindicatorio por el no pago de una servidumbre	En decisión de fallo	Baja	3	400,000,000
	Reivindicatorio por el no pago de una servidumbre	Etapas probatorias	Baja	4	400,000,000
	Reivindicatorio por el no pago de una servidumbre	Etapas probatorias	Baja	5	400,000,000
Reparación directa	Daños en inmueble demandante por río Lengupa - descarga Central Chivor	En decisión de fallo	Baja	1	77,490,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Nulidad y restablecimiento del derecho de resolución de CREG	En decisión de fallo	Alta	2	2,343,523,046
Nulidad y restablecimiento del derecho	Nulidad y restablecimiento del derecho. Resoluciones Super	En decisión de fallo	Alta	2	1,424,829,534
Reparación directa	Reparación por daños	En decisión de fallo	Baja	2	30,000,000
Reparación directa	Indemnización por muerte del menor	Alegatos de conclusión	Baja	4	20,000,000
Reparación Directa	Ocupación de inmueble	Contestación a la demanda	Alta	9	7,000,000,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapas probatorias	Alta	5	21,466,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Conciliación	Alta	5	12,818,580
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	726,658
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	5,128,500
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	5,422,960

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Maria Teresa Carbonel y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00683	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Jaime Rafael Rodríguez Monterrosa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00097	Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Eduardo Camacho Piñeres	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00504	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
María Stela Quintero y Cia S en C	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00401	7 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Libby Yilena Medina	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00438	5 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Propietario Indeterminado	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00119	6 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Angel María Valle Rivera	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00079	5 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Lilian Andrea Vargas Garzón	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00652	13 Administrativo	Civil ordinario	
Libardo Cabrera Caballero	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00004	Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Sara María Puccini Miranda	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00027	Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Willer Vargas Garzón	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00038	Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Javier Hernández Gil	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00203	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Edith Sanjuan de Bayona y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00070	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
García Villegas y Cia S en C	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00109	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Sucesión Roberto Ebrath Rojas	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00020	Civil del Circuito	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	11,999,200
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado de nulidades	Alta	5	5,816,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado de nulidades	Alta	5	6,383,200
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	4,150,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	13,831,340
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	360,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	5,643,200
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Admisión demanda	Alta	5	2,743,500
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	5	1,258,400
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado de nulidades	Alta	5	759,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	15,511,532
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	4,700,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	9,400,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Conciliación	Alta	5	12,100,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	4,088,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Urbano María Arzuaga Córdoba	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00019	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Altagracia Mejía Peinado	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00024	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Luis Peinado Gómez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00023	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Julio Alberto Calderón Lacouture	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00026	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Rafael Julio Maestre Cardiles	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00035	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Eleovigildo García Rojas	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00051	Civil del Circuito	Civil ordinario	
José Didier Blandón Noreña y otra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00150	Promiscuo Municipal	Civil ordinario	
Ruth Marina Rojas Gómez y otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00095	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
María Nicolaza Polo de Arias	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00096	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
José Guillermo Castro Castro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00097	3 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Nelly Valera de Castilla	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00085	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Antonio Rafael Villa Rodríguez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00098	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Cesar Enrique Almenares Quiroz	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00044	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Julio Lomanto Díaz y otra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00036	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
L.C.M. Y Asociados Ltda.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00006	3 Civil del Circuito	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	6,022,200
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	10,968,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	17,248,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	12,793,404
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	6,889,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	624,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Conciliación	Alta	5	3,348,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado para alegar	Alta	5	5,060,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	En apelación de fallo	Alta	5	3,257,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	6,007,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	4	8,385,500
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado para alegar	Alta	4	2,380,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	4	2,084,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	4	2,429,578
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Conciliación	Alta	5	19,764,500

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Giovanny Lacouture Pupo y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00060	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Himelda Ovalle Aragón	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00024	4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Iván de Jesús Jiménez Zuleta	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00033	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Gabriel Giraldo Vergara	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00034	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Miguel Salomón Arzuaga Almenares	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00045	3 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Valentina Lacouture Manrique y otra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00065	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Jorge Eliecer Fernández de Castro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA		4 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Jorge Díaz Restrepo y otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-00052	Civil del Circuito	Civil ordinario	
José Antonio Varón Tafur	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00105	Civil del Circuito	Civil ordinario	
West Star Company S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00119	Civil del Circuito	Civil ordinario	
MIG Sánchez Medina y Cía S en C	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00116	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Dikar S.A.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00165	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Luz Helena Larotta Medina y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00164	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Antonio Galvis Forero	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00163	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Felipe Restrepo Acosta	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00173	Civil del Circuito	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	6,560,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	11,686,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado segunda instancia	Alta	5	3,620,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Traslado para alegar	Alta	5	12,685,750
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	En apelación de fallo	Alta	5	1,553,480
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Inspecciones judiciales	Alta	5	22,137,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	5	8,597,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	6	22,309,850
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	5,328,200
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	58,415,999
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	21,230,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	92,040,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	8,894,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	3,600,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	7,060,328

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Hernando Moreno Bulla	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA		Civil del Circuito	Civil ordinario	
Gustavo Moreno Ascucha	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00065	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Jesús Nicolás Moreno Veloza	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00063	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Luis Alberto López Medina	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00078	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Eliecer Bernal Vásquez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00026	Civil del Circuito	Civil ordinario	
Carmelo Guzmán Ortiz	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00017	Consejo de Estado	Civil ordinario	
Carlos Hernán Arbelaez y otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00112	Consejo de Estado	Civil ordinario	
Maria Berta Noemi Correa de Muñoz y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00007	Consejo de Estado	Civil ordinario	
Luis Fernando Zambrano Caballero	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00028	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Ganadería Caballero Pérez y Cia S en C	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00032	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00030	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Vergara	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00031	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Propietario Indeterminado	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00049	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Propietario Indeterminado	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00059	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Manuel Antonio Álvarez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00066	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	5,040,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	10,298,903
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	759,600
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	950,400
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	2,198,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Admisión demanda	Alta	6	10,000,457
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Admisión demanda	Alta	6	5,332,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Admisión demanda	Alta	6	9,093,108
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	5	39,759,552
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Sentencia	Alta	5	43,104,600
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	15,950,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	9,175,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	5,416,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	2,460,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	8,491,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00138	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00139	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00140	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Gonzalo Carreño	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00004	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Efraín Sanabria de Caro y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-000286	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Luis Antonio Alquichire y Otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00285	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Marta Cecilia Ramírez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00403	5 Civil Municipal	Civil ordinario	
Miguel Armando Martínez Rivera	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00284	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Jairo Antonio Sanabria de Caro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00478	5 Civil Municipal	Civil ordinario	
Martha Cecilia Solano Naranjo	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00395	1 Civil Municipal	Civil ordinario	
Fabio Alberto Maya y otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00270	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Pamocol Ltda	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00414	4 Civil Municipal	Civil ordinario	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 0003	Tribunal Administrativo de Cundinamarca	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	4,175,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	1,350,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapla probatoria	Alta	5	7,000,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	4,304,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	6,658,400
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	9,876,650
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	9,684,125
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	45,030,845
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	12,018,485
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Inspecciones Judiciales	Alta	4	12,020,350
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	28,171,725
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	10,397,450
Nulidad y restablecimiento del derecho	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Recurso de apelación	Baja	18	8,737,560,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00138	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00139	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
José Rosario Gamarra Sierra	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-00140	Promiscuo del Circuito	Civil ordinario	
Gonzalo Carreño	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-00004	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Efraín Sanabria de Caro y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-000286	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Luis Antonio Alquichire y Otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00285	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Marta Cecilia Ramírez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00403	5 Civil Municipal	Civil ordinario	
Miguel Armando Martínez Rivera	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00284	1 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Jairo Antonio Sanabria de Caro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00478	5 Civil Municipal	Civil ordinario	
Martha Cecilia Solano Naranjo	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00395	1 Civil Municipal	Civil ordinario	
Fabio Alberto Maya y otro	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00270	2 Civil del Circuito	Civil ordinario	
Pamocol Ltda	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-00414	4 Civil Municipal	Civil ordinario	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 0003	Tribunal Administrativo de Cundinamarca	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapas probatorias	Alta	5	4,175,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapas probatorias	Alta	5	1,350,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Etapas probatorias	Alta	5	7,000,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Notificación de la demanda	Alta	5	4,304,000
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	6,658,400
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	9,876,650
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	9,684,125
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	45,030,845
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	12,018,485
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Inspecciones judiciales	Alta	4	12,020,350
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	28,171,725
Servidumbre	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Presentación demanda	Alta	4	10,397,450
Nulidad y restablecimiento del derecho	Imposición de servidumbre de conducción de energía eléctrica y telecomunicaciones	Recurso de apelación	Baja	18	8,737,560,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2001 1091	Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Sección Primera	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2004 05441	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 2366	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2004 0841	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2005 5918	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2004 4619	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 1293	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Séptima de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Solicitud de nulidad	Baja	18	8,405,140,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Contestación demanda	Baja	18	13,102,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 30 de abril de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	1,222,458,738
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,737,560,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de reposición	Baja	18	138,127,502,200
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	143,287,202,200
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	4,104,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2003 1841	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2004 4312	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2004 6284	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	FIDUCIARIA LA PREVISORA S.A	2007 03323	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Décima de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4720	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2005 7199	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2006 0118	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y Restablecimiento del Derecho	Liquidación de venta de energía en el período comprendido entre el 1 y el 31 de diciembre de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Traslado de nulidades	Baja	18	130,286,847
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,615,350,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,396,160,000
Acción contractual	Incumplimiento del contrato comercial de mandato celebrado entre Electro Sucre e ISA (hoy XM)	Etapas probatorias	Alta	18	911,523,879
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	3,374,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	1,990,730,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Notificación de la demanda	Baja	18	4,884,200,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2006 0126	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	024721 – 2001 0367	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A. E.S.P.	2003 1288 - 2008 0082	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 0046 - 0198-8	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 2463	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 2501	Juzgado 4º Civil de Circuito de Cartagena	Nulidad de actos y contratos
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 2367	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Contestación demanda	Baja	18	5,546,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	81,581'688,859
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,772,730,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 31 de julio de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	15	2,374,678,919
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	2,102,130,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	2,082,150,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de septiembre de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	651,554,227

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 3254	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 2066	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 3504	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 2364 - 2006 0273	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 3506	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 3521	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2372	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	2,080,860,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía el período comprendido entre el 1 y el 30 de noviembre de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Fijación en lista	Baja	18	421,022,941
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de reposición	Baja	18	8,568,150,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Mediante Oficio 958 del 24/05/07, se devolvió el expediente al Tribunal Administrativo de Antioquia	Baja	18	8,343,150,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Apelación recurso de apelación	Baja	18	2,914,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	2,247,090,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	2,858,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2001 4853	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 3501	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4207	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2362	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 3126	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 1640	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 4260	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sección Primera	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,858,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Denegación recurso de apelación	Baja	18	8,599,280,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	3,330,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,971,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de mayo de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de queja	Baja	18	2,680,770,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,095,630,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,265,370,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 2370	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 1642 - 2007 0315	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 1645 - 2007 0319	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 1643 - 2008 0065	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 0896	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 3502	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 2775	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,115,240,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de agosto de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,015,670,478
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de junio de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	707,766,246
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,082,640,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,072,080,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,944,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de enero de 2002 con base en las Resoluciones CREG 034 y 038 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	1,386,402,219

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 1641 - 2007 0561	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 2448	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 1638 - 2007 00209	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 1193	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 3235 - 2002 04728	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 0897	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 3500	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,071,560,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de diciembre de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de reposición	Baja	18	588,143,753
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de junio de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	597,401,170
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de octubre de 2001 con base en la Resolución CREG-034 de 2001	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	651,554,227
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 28 de febrero de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de apelación	Baja	7	10,000,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,019,760,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,600,870,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4711	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 4541	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4716	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 3878	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4709	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4715	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 0418	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	3,336,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,217,720,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal remite el proceso a juzgados civiles del circuito	Baja	18	8,596,410,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de abril de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de apelación	Baja	18	829,004,789
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,683,420,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	7,272,050,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de ventas de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de julio de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001.	Llamamientos en garantía	Baja	18	540,201,431

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 2365	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4378 - 2007 0041	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 3922	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 3507 - 2007 0216	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 3561	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 3880	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4719	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	8,602,920,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	3,351,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,247,090.000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,910,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 31 de marzo de 2002 con base en la Resolución CREG-034 de 2001	Recurso de apelación	Baja	18	969,081,432
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 30 de abril de 2002 con base en la Resolución CREG-034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	511,387,491
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,953,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4741	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2002 1644	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 1635	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 2073	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Octava de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2002 2071 - 2007 0513	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Octava de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 1646	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 0289	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de queja	Baja	18	38,588,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de mayo de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001.	Reforma demanda	Baja	18	1,222,458,738
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,034,760,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Reforma demanda	Baja	18	2,074,220,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Reforma demanda	Baja	18	19,096,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de mayo de 2001 con base en la Resolución CREG-034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	4,129,524,590
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	3,369,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2371	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	2003 0293	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 0479	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 2074	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 0295	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 0626	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 4543	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,823,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de agosto de 2002 con base en las Resoluciones CREG-034 y 038 de 2001.	Traslado segunda instancia	Baja	18	6,053,935,198
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,351,870,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de noviembre de 2001 con base en las Resoluciones CREG-034 y 038 de 2001.	Llamamientos en garantía	Baja	18	1,508,162,473
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,231,560,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,573,680,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 30 de junio de 2002 con base en las Resoluciones CREG-034 y 038 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	1,132,186,052

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2003 0288 - 2007 0098	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4723 - 2006 0446	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0625 - 2007 0529	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0292 - 2007 0080	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4710 - 2007 00076	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0296 - 2007 0343	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0294	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de agosto de 2002 con base en las Resolución CREG-034 de 2001.	Llamamientos en garantía	Baja	18	300,775,084
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	7,079,570,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	9,086,850,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	44,500,050
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	7,188,380,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	7,267,200,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	7,176,990,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 0290	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 0291	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Octava de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2003 0037	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 0478	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Octava de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 3505	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 2361	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2359	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de reposición y subsidiario apelación	Baja	18	2,275,730,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	33,822,558,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de julio de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de apelación	Baja	18	255,113,322
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	3,481,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,925,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,656,570,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Reforma demanda	Baja	18	2,911,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2358	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 4712	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0817	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2003 1081	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	2003 1082	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4722	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 0477 - 2007 0287	Tribunal Administrativo de Antioquia	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de reposición	Baja	18	2,926,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	7,175,990,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,464,400,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 31 de octubre de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Recurso de apelación	Baja	18	132,801,317
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del período comprendido entre el 1 y el 31 de octubre de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Archivo	Baja	18	3,960,741,388
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	3,219,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	7,510,340,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 1292	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 1290	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 1665	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2003 1490 - 2007 00120	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 1288	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 1491	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 1760	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	3,810,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	2,650,640,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	8,536,460,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de venta de energía período comprendido entre el 1 y el 30 de noviembre de 2002 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Tribunal remite el proceso a juzgados civiles de Cartagena	Baja	18	72,157,234
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,772,730,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	3,945,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Contestación y aclaración reforma demanda	Baja	18	32,986,800,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 0816	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 2293	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Quinta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 3498	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 2357	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 2291	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P	2003 2887	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2002 1634 - 2007 0098	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Novena de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	3,924,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,597,780
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Fijación en Lista	Baja	18	8,557,120,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	2,837,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	6,739,160,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de marzo de 2001 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Llamamientos en garantía	Baja	18	117,486,914
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Contestación adición demanda	Baja	18	8,014,160,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	EMGESA S.A. E.S.P.	2003 3125 - 2008 0093	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 3387	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2003 2851	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 3509	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	BETANIA S.A. E.S.P.	2003 3126	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sección Primera	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	PROELÉCTRICA & CÍA. S.A. E.S.P.	2003 2288	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	CHIVOR S.A. E.S.P.	2002 4724	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Primera de Decisión	Nulidad de actos y contratos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Tribunal Administrativo avoca conocimiento	Baja	18	6,928,840,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Recurso de apelación	Baja	18	9,324,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	4,163,000,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,682,520,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,680,770,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de enero de 2003 con base en la Resolución CREG 034 de 2001	Tribunal deja sin efecto acto que declaró falta de jurisdicción	Baja	18	223,244,217
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la CRT con base en las Resoluciones CREG 077 y 111 de 2000	Llamamientos en garantía	Baja	18	2,923,000,000

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 4259	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Nulidad de Actos y Contratos	
La Nación - Ministerio de Minas y Energía - Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	TERMOCANDELARIA C.S.A E.S.P.	2002 3499 - 2006 14500	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Nulidad de Actos y Contratos	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Mario David Jiménez	2002-0351	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Wilfrido Castro	2002-0150	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Luis Carlos Padilla	2002-0147	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Hector de León Pacheco	2002-0152	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	José Banda Cabarcas	2002-0350	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Osvaldo Salcedo Martínez	2002-0151	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Cuarta de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Alfredo Avendaño G.	2002-0148	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Yesith Adecheny S.	2002-0149	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Oscar Molinares Blanco	2002-0352	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Liquidación de la venta de energía del periodo comprendido entre el 1 y el 31 de mayo de 2002	Recurso de Apelación	Baja	18	250,377,695
Nulidad y restablecimiento del derecho	Aplicación de la Resolución CREG-095 y 130 de 2001	Se devolvió el expediente al Tribunal Administrativo de Antioquia	Baja	18	6,882,649,458
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	2,233,833
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	827,290
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	792,578
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	2,144,326
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	678,259
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	995,89
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	1,914,484
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	1,788,977
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	646,978

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Iván Romero Ensuncho	2002-0308	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Segunda de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Virgelina del S. Urango	2002-0531	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Yadith Margoth Montiel	2002-0529	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Justo Fontalvo Suárez	2002-0528	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Sexta de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Pedro Elías Alvarez	2002-0530	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	William Pacheco S.	2002-0588	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Evelio del Cristo Alvarez	2002-0589	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala Tercera de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jairo José Rivera	2002-0535	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Francisco Ruiz	2002-0177	Tribunal Administrativo de Antioquia. Sala de Decisión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Ricardo E. Castillo	2002-0210	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito de Descongestión Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	José Domingo Colorado	2002-0178	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	José Morón Alvarez	2002-0532	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Luis Segundo Durante	2002-0540	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	883,275
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	789,417
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	726,477
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	453,958
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	706,657
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapla probatoria	Baja	20	852,34
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	891,577
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapla probatoria	Baja	20	2,060,287
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	En decisión de fallo	Baja	20	831,239
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapla probatoria	Baja	20	2,605,719
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapla probatoria	Baja	20	1,774,426
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	891,575
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	1,774,426

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Maris Basilio Mendoza	2002-0590	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito de Descongestión	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Maritza Romero Coy	2002-0591	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito de Descongestión Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Blanca Manjarres	2002-0587	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito de Descongestión Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	José Germán Madera	2002-0442	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Yoleima Helena Causil	2002-0441	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Verónica Esther Camacho	2002-0389	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Mercedes Paternina Benavides	2002-0592	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Luis Cristobal Monterrosa	2002-0622	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Emiro Alvarez Bello	2002-0623	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Carmen Romero Benavides	2002-0626	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	María Eugenia Merlano	2002-0628	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Enrry Sánchez Suárez	2002-0627	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jairo Miguel Garcés	2002-0625	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Serafina Madera Ramírez	2002-0624	Juzgado Segundo Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Serina e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Rafael Monterosa Pacheco	2002-0927	Juzgado Primero Promiscuo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapas probatoria	Baja	20	616,861
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapas probatoria	Baja	20	801,134
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Etapas probatoria	Baja	20	612,695
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	728,425
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	780,643
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	1,566,463
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	765,097
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	663,233
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	883,877
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	781,697
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	616,694
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	1,769,144
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	584,059
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	573,256
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	Contestación demanda	Baja	20	883,275

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Luis Alfonso Gil Morales y otros	1999-0334	Juzgado Séptimo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jorge Enrique Bayona Bautista	2002-0873	Juzgado Séptimo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Rosalba Gonzalez y otros	2002-1068	Juzgado Octavo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Nelfa Inés Duque Martínez y otros	2001-0826	Juzgado Noveno de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jaime H. Cardona Callejas y otros	2004-0044	Juzgado Doce de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Martha Ligia Monsalve y otros	2002-1075	Juzgado Trece de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Lucio Hernán Burbano	2009-0123	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Héctor M. Hernández Ramírez	2007-0489	Juzgado Quinto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Alicia Manuela Hurtado C.	2006-0911	Juzgado Séptimo de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jorge Enrique Bayona Bautista	2004-1257	Juzgado Tercero de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	María Hermilda Mazo M. y otros	2002-1002	Juzgado Cuarto de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Carlos A. Aristizábal G.	2006-0730	Juzgado Octavo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Jorge Henao González	2005-0009	Juzgado Sexto de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otro	Nelson Vásquez R.	2008-0308	Juzgado Once de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otro	Wilson Guillermo Aguilar R.	2007-1438	Juzgado Once Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otro	Jaime H. Agudelo T.	2005-0304	Juzgado Doce de Circuito Laboral	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Solidaridad pago de salario y prestaciones sociales	En decisión de fallo	Baja	11	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Indemnización por despido injusto, perjuicios morales e indexación	Casación	Alta	8	300,000,000
Ordinario laboral	Liquidación auxilio cesantía e intereses conforme convención colectiva	Casación	Baja	8	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad pago de prestaciones sociales e indemnización total de perjuicios por muerte	Traslado segunda instancia	Alta	10	50,000,000
Ordinario laboral	Liquidación auxilio cesantía e intereses conforme convención colectiva	Casación	Baja	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Liquidación auxilio cesantía e intereses conforme convención colectiva	Casación	Baja	10	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad salario, prestaciones sociales, vacaciones e indemnizaciones.	Contestación demanda	Alta	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Indexación pensión extralegal	Contestación demanda	Alta	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Pensión jubilación extralegal	Etapla probatoria	Alta	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación auxilio cesantía e intereses, indemnización moratoria e indexación	Sentencia	Baja	6	42,52
Ordinario laboral	Solidaridad Indemnización total de perjuicios	Traslado segunda instancia	Alta	9	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad Pensión invalidez e indemnización total perjuicios	Contestación demanda	Alta	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad salarios, prestaciones e indemnización por despido injusto	Etapla probatoria	Alta	8	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Contrato realidad indemnización por terminación del contrato de trabajo sin justa causa e indexación	Contestación demanda	Baja	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Contrato realidad salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones	Etapla probatoria	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad Indemnización por merma de capacidad laboral, prestaciones sociales e indemnizaciones	Contestación demanda	Baja	9	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Juan Carlos Londoño H.	2004-1218	Juzgado Séptimo de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Michael Edwin Agudelo Vega	2007-1042	Juzgado Catorce Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Astrid Liliana Mesa M.	2008-0537	Juzgado Dieciséis de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otro	Franciso Luis Campo	2007-0174	Juzgado Dieciséis de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Wilfredo Saldarriaga	2006-0719	Juzgado Segundo de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otro	Margarita Quintero y otro	2008-0263	Juzgado Diecisiete de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Jorge Salazar L. y otros	2002-0073	Juzgado Segundo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Luis Alfonso García D. y otros	2004-0330	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Jhon Jairo Cano	2008-0070	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Jorge Luis Pérez P.	2008-0122	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	José Normán Pedraza C.	2007-1014	Juzgado Sexto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jorge Enrique Méndez Castañeda	2007-0817	Juzgado Décimo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Eduardo Alvarez C.	2008-1148	Juzgado Doce de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Victor Julio Díaz B.	2006-0536	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Luis Ramón Arciniegas C.	2007-0354	Juzgado Cuarto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Solidaridad Pensión invalidez de origen profesional, salarios y prestaciones sociales	Sentencia	Alta	7	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Indemnización por terminación del contrato sin justa causa e indexación	Etapas probatorias	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones	Contestación demanda	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad vacaciones, prestaciones sociales e indemnizaciones	Etapas probatorias	Alta	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Indemnización total de perjuicios	Etapas probatorias	Baja	6	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Pensión sobreviviente	En decisión de fallo	Alta	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad salarios, prestaciones, indemnización moratoria e indexación	Etapas probatorias	Baja	10	11,200,000 más indemnización moratoria e indexación
Ordinario laboral	Solidaridad indemnización total perjuicios por culpa patronal	Traslado segunda instancia	Alta	8	131,000,000
Ordinario laboral	Solidaridad indemnización total de perjuicios por culpa patronal	Contestación demanda	Alta	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad indemnización total de perjuicios por culpa patronal	Contestación demanda	Alta	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Indexación de la pensión sanción pensión jubilación	Traslado segunda instancia	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad prestaciones sociales, vacaciones, incapacidades, aportes seguridad social, indemnización moratoria e indexación	Sustentación del recurso de apelación sentencia	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Solidaridad pagar condena que le fue impuesta a Fundación Progesar	Etapas probatorias	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Sustitución pensional por muerte de pensionado de ISA	En decisión de fallo	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA y otros	Luz Marina Rivera de B.	2008-0621	Juzgado Tercero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Jorge Gonzalez Osorio	2009-0388	Juzgado Tercero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Rogelio Alcides Ruiz y otros	2009-0474	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Hernán Humberto Moreno M.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0021	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Luz Marina Vasco de Zuluaga	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-0437	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Nelly Amparo Gómez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-01336	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	Nelly Amparo Gómez	2008-1336	Juzgado Primero de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Luis J. García M.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1328	Juzgado Tercero de Circuito Laboral Juzgado Cuarto	Ordinario laboral	
Edgar Pachón Mateus	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1244	Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Julián Ocampo Gómez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0096	Juzgado Quinto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Tulia Rosa Chaverra R.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1514	Juzgado Sexto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Luis E. Mosquera R.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1293	Juzgado Noveno de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Marco Tulio Sánchez	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0018	Juzgado Noveno de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Guillermo A. Yepes S.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-0431	Juzgado Once de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Jairo Leon García	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0021	Juzgado Once de Circuito Laboral	Ordinario laboral	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Sustitución pensional por muerte de pensionado de ISA	Contestación demanda	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reintegro y pago de salarios y prestaciones sociales sin solución de continuidad o indemnización por terminación del contrato sin justa causa y reconocimiento y pago de perjuicios, indexación.	Contestación demanda	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación auxilio cesantia e intereses, indemnización moratoria e indexación	Notificación demanda	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Contestación demanda	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Contestación demanda	Alta	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapas probatorias	Baja	2	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Jesús Aguirre Tabares	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-1243	Juzgado Once de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
José Adalberto Vallejo G.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-1112	Juzgado Trece de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Rocio del S. Idárrga O.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0038	Juzgado Trece de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Adalberto Valencia G.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1179	Juzgado Catorce Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Fabio de F. Ospina V.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-0349	Juzgado Catorce de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Gloria Osorio S.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1214	Juzgado Quince de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
José G. Rojas B.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0020	Juzgado Quince Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Gustavo Marín	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-1600	Juzgado Diecisiete Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Victor J. Zapata M.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1282	Juzgado Diecisiete Adjunto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Dario Ederardo Urrego	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-1127	Juzgado Segundo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Luis A. Santana M.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0164	Juzgado Cuarto de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Julio A. Quintero	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2006-1084	Juzgado Segundo de Circuito Laboral de Descongestión	Ordinario laboral	
Luis Domingo Silva	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2007-1175	Juzgado Décimo de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Luis S. González B.	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0247	Juzgado Veinte de Circuito Laboral	Ordinario laboral	
Municipio de Medellín y otros	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	1999-3802	Tribunal Administrativo	Nulidad de actos	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapla probatoria	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapla probatoria	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Contestación demanda	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapla probatoria	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapla probatoria	Baja	2	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En decisión de fallo	Baja	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	En casación	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Sustentación del recurso de apelación sentencia	Alta	2	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Traslado segunda instancia	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Etapla probatoria	Baja	4	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Ordinario laboral	Reliquidación de la pensión de jubilación extralegal	Traslado segunda instancia	Alta	3	Cuantía mayor a 10 SMLMV, sin valor
Nulidad de actos	Nulidad Resoluciones 330 del 27/08/1999, 226 del 24/08/1999 y 148 del 27/04/1999	En decisión de fallo	Baja	15	Sin cuantía

Nombre de la entidad o de persona demandada	Nombre de la entidad o de la persona demandante	Número de expediente	Nombre del despacho judicial	Tipo de proceso en jurisdicción ordinaria	
Municipio de Facatativa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0042	Tribunal Administrativo de Cundinamarca- Sección Cuarta	Repetición de pago de lo no debido	
Municipio de Sabanalarga	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2008-0734	Tribunal Administrativo del Atlántico- Sección Cuarta		
Municipio de Palermo	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2009-0085	Juez de circuito administrativo	Repetición de pago de lo no debido	
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2002-0324300	Tribunal Administrativo de Antioquia	Administrativo - ordinario	
Municipio de San Carlos, Antioquia	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2001-0341900	Tribunal Administrativo de Antioquia	Administrativo - ordinario	
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2000-0380900	Tribunal Administrativo de Antioquia	Administrativo - ordinario	
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2000-0424400	Tribunal Administrativo de Antioquia	Administrativo - ordinario	
Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales - DIAN	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA	2005-0675700	Tribunal Administrativo de Antioquia	Administrativo - ordinario	



Acción	Motivo de la demanda	Nombre de la última actuación	Probabilidad de condena (Resol. 356/07 CGR)	Tiempo probable de duración del proceso (en años)	Valor en pesos colombianos
Nulidad y restablecimiento del derecho	Nulidad de las resoluciones 34 y 36 de 207 de la secretaria de hacienda del municipio	Notificación demanda	Baja	7	244,290,000
Nulidad	Nulidad del acuerdo 19 de 2005	Notificación demanda	Baja	8	Sin cuantía
Nulidad y restablecimiento del derecho	Nulidad del acto ficto por el silencio administrativo frente a la reclamación por el pago de lo no debido correspondiente al impuesto de industria y comercio de los años 1998 a 2003	Notificación demanda	Baja	9	438,323,032
Nulidad y restablecimiento del derecho	Devolución de intreses motarios por devolución extemporánea de la devolución del impuesto sobre la renta del año gravable 1995	El proceso se encuentra a despacho para sentencia	Alta	9	4,779,581,814
Nulidad y restablecimiento del derecho	Se discute el debido cobrar por impuesto por ocupación y afectación del espacio público	El proceso se encuentra a despacho para sentencia	Baja	9	1,838,872,125
Nulidad y restablecimiento del derecho	Sanción por corrección - renta año gravable 1996	El proceso se encuentra a despacho para sentencia	Baja	9	126,383,920
Nulidad y restablecimiento del derecho	Sanción por inexactitud renta 1995	El proceso se encuentra a despacho para sentencia	Baja	9	750,021,000
Nulidad y restablecimiento del derecho	Sanción por no enviar información de medios magnéticos del grupo empresarial año 2000	Etapla probatoria	Baja	10	217,300,000



PROSPECTO DE INFORMACIÓN DE LA EMISIÓN DE ACCIONES
ORDINARIAS DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.