

ÍNDICE

	<i>Pág.</i>
<i>Mensaje de la Administración</i>	1
<i>Chesf y el Sector Eléctrico Hoy</i>	2
<i>Coyuntura Económica</i>	3
<i>Perfil de la Empresa</i>	4
<i>Relación con Accionistas</i>	5
<i>Composición Accionaria</i>	6
<i>Gobierno Corporativo</i>	6
<i>Mercado de Energía</i>	9
<i>Comercialización de Energía</i>	10
<i>Nuevos Negocios</i>	10
<i>Desempeño Operativo</i>	12
<i>Inversiones</i>	15
<i>Desempeño Económico-Financiero</i>	18
<i>Participaciones Societarias</i>	23
<i>Relación con los Auditores Independientes</i>	26
<i>Programa de Investigación, Desarrollo e Innovación</i>	26
<i>Gestión de la Tecnología de la Información</i>	27
<i>Gestión de Personas</i>	28
<i>Proveedores</i>	31
<i>Relación con las Comunidades</i>	31
<i>Responsabilidad Ambiental</i>	33
<i>Programa del Reasentamiento de Itaparica</i>	35
<i>Cultura</i>	36
<i>Premios y Reconocimientos</i>	36
<i>Informaciones de Naturaleza Social y Ambiental</i>	36
<i>Estados Contables</i>	
<i>Estado de Situación Patrimonial</i>	
<i>Activo</i>	39
<i>Pasivo y Patrimonio Neto</i>	40
<i>Estado de Resultados</i>	41
<i>Estado de Resultados Completo</i>	42
<i>Estado de Evolución del Patrimonio Neto</i>	43
<i>Estado de Flujo de Efectivo</i>	44
<i>Estado de Valor Agregado</i>	45
<i>Notas Explicativas a los Estados Contables</i>	46
<i>Composición de los Consejos de Administración y Fiscal y del Directorio Ejecutivo</i>	144
<i>Informe de los Auditores Independientes</i>	145
<i>Informe del Consejo Fiscal</i>	148

MENSAJE DE LA ADMINISTRACIÓN

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf presenta sus resultados en 2012.

En el ejercicio, la Compañía computó una pérdida consolidada de R\$ 5.341,3 millones. Esta pérdida fue resultado de los ajustes contables provenientes de la renovación de las concesiones con vencimiento en 2015, teniendo como fundamento la Medida Provisional – MP nº 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013. La citada ley estableció que los activos de esas concesiones, aún no amortizados, deberían ser indemnizados a precios de reposición. La diferencia resultante entre el valor de la indemnización, calculado según el criterio establecido por la citada MP, y el valor registrado contablemente, fueron dados de baja como pérdida en el resultado de la Compañía.

En 2012, la Compañía prosiguió con la ejecución del gran programa de expansión de transmisión de los últimos 10 años, y obtuvo un avance significativo. Su Sistema de Transmisión amplió en 6.295 MVA su capacidad de transformación, incluyendo 8 nuevas subestaciones y 241 km de líneas de transmisión.

Durante el año, las inversiones para expandir y modernizar la capacidad productiva de Chesf totalizaron R\$ 1.388,9 millones.

La prospección de nuevos negocios es parte de la estrategia de Chesf para expandir sus sistemas de Generación y Transmisión. Durante el año 2012, la Compañía participó en forma aislada y obtuvo éxito en subastas de nuevos negocios, promovidas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – Aneel, que resultarán en el incremento aproximado de 320 km de líneas de transmisión y de 3.010 MVA en su capacidad de transformación.

En el segmento de generación, Chesf inició la implementación del Parque Eólico propio, Planta de Energía Eólica (UEE) Casa Nova, de 180 MW, localizado en el Estado de Bahia, con conclusión prevista para 2013. También en 2012, los proyectos propios de expansión en el área de generación eólica avanzaron con los parques de las UEEs Casa Nova II y III, con un total de 52 MW más. La Compañía solicitó a Aneel el otorgamiento de autorización de estos parques para la Producción Independiente de Energía. La construcción debe comenzar en el mismo 2013, inmediatamente después que se termine la UEE Casa Nova.

Se resalta además que, por medio de participaciones en 10 Sociedades de Propósito Específico (SPEs) en negocios de generación, Chesf está agregando 2.597,4 MW a su parque generador, valor correspondiente a la participación de la Compañía en esas sociedades, destacándose las participaciones con 20% en la UHE Jirau, de 3.750 MW, y 15% en la UHE Belo Monte, de 11.233,1 MW, con inicio de la operación comercial a partir de 2013 y 2015, respectivamente.

En apoyo a las directrices y acciones del Programa Nacional de Conservación de Energía Eléctrica (Procel) y del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PNEf), Chesf desarrolla proyectos y acciones en el ámbito regional. En especial, actúa junto a municipios desarrollando proyectos en el ámbito del Programa Nacional de Iluminación Pública y Señalización Semaforica Eficientes (Procel Reluz), lo que favorece el uso más eficiente de energía eléctrica, trae beneficios para el turismo, el comercio y la recreación nocturna, y contribuye al desarrollo socioeconómico de la población. Se destacan los más de R\$ 7,4 millones financiados en 2012, en colaboración con Procel Reluz, en proyectos con la Municipalidad de Recife (PE), con más de 4,5 mil puntos de iluminación pública eficiente, y con la Municipalidad de Teresina (PI), con más de 18 mil puntos de iluminación pública eficiente.

La Compañía generó 50.113 GWh, en 2012, representando una elevación de 3,0% con relación al año anterior. Los resultados alcanzados para los indicadores operacionales señalan también una mejora de desempeño en la atención a la carga, con relación a los últimos tres años.

En 2012 todos los requisitos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, exigidos por la norma reconocida internacionalmente Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001:2007, se implementaron en la Planta Xingó, lo cual culminó con la certificación de esa planta que cumple, incluso, con requisitos de gobernanza corporativa. Esta conquista representó un marco para Chesf y para el Sistema Eletrobras.

En el área de Investigación y Desarrollo + Innovación (P&D+I), el plan de inversión contempló proyectos en las áreas de generación solar termoeléctrica, nanotecnología y gestión de equipos e instalaciones. En el área de generación solar, la Compañía obtuvo aprobación de Aneel para implantar, en el ámbito del Programa de Investigación y Desarrollo (P&D+I), una planta fotovoltaica de 3MWp interconectada a la red eléctrica en un área cercana a la ciudad de Petrolina (PE). Esta planta, que tiene como objetivo proponer arreglos técnicos y comerciales para introducir proyectos de generación solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña, debe estar concluida hasta mediados de 2014. Además, Chesf participa en el proyecto heliotérmico de 1 MWp que

también será implantado en Petrolina, en colaboración con Cepel, y está implantando 15 estaciones solarimétricas en la parte semiárida del noreste, buscando aprovechar la energía solar con tecnologías fotovoltaicas y heliotérmicas.

En 2012, la Compañía continuó realizando inversiones en el área social y en el área ambiental orientada en los principios de eficiencia empresarial, rentabilidad y responsabilidad socioambiental, comprometiéndose con la preservación de los recursos ambientales y con la reducción de las desigualdades sociales y regionales.

En el campo de la gestión, Chesf entendió la necesidad de revisar su Planificación Empresarial. Entonces, se realizó el proceso de realineamiento estratégico considerando el nuevo contexto traído por la MP nº 579/2012 y Ley nº 12.783/2013. El resultado de ese realineamiento fue la definición del Mapa Estratégico Chesf 2013-2017. El nuevo mapa muestra una Compañía más enfocada en sus cuestiones fundamentales, donde los objetivos finales representan los negocios de la Compañía y los objetivos de gestión representan la actuación en actividades que proporcionan apoyo y respaldo para concretar las actividades-fines.

Con relación a la gestión de personas, la Compañía cerró el ejercicio de 2012 con un cuadro de 5.631 empleados, de los cuales 1.167 eran mujeres y 4.464 eran hombres, lo que registra un 0,64% de *turnover*.

En 2013, año en que cumple su aniversario 65, Chesf mantiene la confianza en su capacidad de enfrentar retos, adaptándose a las nuevas reglas del sector eléctrico, siguiendo su trayectoria de evolución con éxito y centrada en la sustentabilidad, de acuerdo con las directrices de Eletrobras.

El Consejo de Administración y el Directorio de Chesf manifiestan su irrestricta confianza en la competencia de su personal.

CHESF Y EL SECTOR ELÉCTRICO HOY

La Medida Provisional – MP nº 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, altera dispositivos de la legislación vigente con el objetivo de posibilitar la reducción del costo de la energía eléctrica para el consumidor. De esta manera, se busca propiciar una tarifa módica y la garantía de suministro de energía eléctrica, así como lograr que el sector productivo sea más competitivo, lo que contribuye al aumento del nivel de empleo y renta en Brasil.

Esa ley controla los contratos de concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, otorgadas anteriormente a la Ley nº 8.987/1995, y establece el régimen de comercialización de la energía generada por plantas hidroeléctricas, como complemento para el Nuevo Modelo del Sector Eléctrico instituido por la Ley nº 10.848/2004.

Los cambios introducidos en la legislación pretenden capturar la amortización y depreciación de las inversiones realizadas en los negocios de generación y en las instalaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica.

El Decreto-Ley nº 8.031, que creó a Chesf en 1945, autorizó que se aproveche progresivamente el potencial energético del río São Francisco durante 50 años en el tramo situado entre Juazeiro (BA) y Piranhas (AL), que abarca las plantas Xingó, Complexo de Paulo Afonso, Apolônio Sales (Moxotó) y Luiz Gonzaga (Itaparica). La concesión del tramo del río para construir la planta Sobradinho fue otorgada posteriormente, el 10/02/1972, por el Decreto nº 70.138. Además de esas plantas, otras hidroeléctricas, en diferentes ríos, se incorporaron a Chesf: Boa Esperança, Funil, Pedra, Araras y Curemas. En 1995, se prorrogó el plazo de concesión de las plantas de Chesf por 20 años más, después de lo cual tendría que licitarse una nueva concesión. Consecuentemente, entre julio y octubre de 2015 vencerían las concesiones de las plantas de Chesf, excepto Sobradinho y Curemas, que vencen el 9 de febrero de 2022 y el 25 de noviembre de 2024, respectivamente. La concesión del 97% de los activos de transmisión de Chesf también se encerraría en 2015.

Al acogerse a la mencionada Medida Provisional, la concesión de los activos de Chesf, que vencería en 2015, fue prorrogada (una única vez) por 30 años más, a partir de 2013, con la condición de que haya remuneración para la prestación de servicios de operación y mantenimiento (O&M), la adopción de nuevos estándares de calidad determinados por Aneel y el suministro de la energía generada en régimen de cuotas para las distribuidoras. También se contemplaron cambios en el marco regulatorio con la reducción o eliminación de cargos, reversión de los bienes e indemnización de parte de los activos no depreciados.

Además de la concesión objeto de la prorrogación, Chesf posee 23 concesiones más, obtenidas mediante participación corporativa en subastas.

Debido a la renovación de las concesiones, Chesf recibirá una indemnización relativa a los activos de generación y transmisión, por valor de R\$ 6,765 mil millones, de los cuales R\$ 1,587 mil millones son para las instalaciones de transmisión y R\$ 5,178 mil millones, para las plantas hidroeléctricas. También recibirá, de acuerdo con el artículo 15 § 2º de la Ley nº 12.783/2013, el valor de indemnización relativo a los activos de transmisión considerados no depreciados, existentes el 31 de mayo de 2000, registrados por la concesionaria y reconocidos por Aneel, así como aquellos relativos a las Nuevas Inversiones en la Generación que, según el art. 2º del Decreto nº 7.850/2012, deberán ser sometidos a la consideración de Aneel hasta diciembre de 2013, para su evaluación y posible reconocimiento para la indemnización o incorporación en la base tarifaria.

Con la Primera Enmienda al Contrato de Concesión de Transmisión, nº 061/2001-Aneel, Chesf tendrá como remuneración el Ingreso Anual Permitido (RAP) de R\$ 590,6 millones para 2013, incluidos impuestos y cargos; y con la Primera Enmienda al Contrato de Concesión de Generación nº 006/2004-Aneel, Chesf tendrá como remuneración el Valor del Ingreso Anual de Generación (RAG), definido a partir del valor del costo de la Gestión de los Activos de Generación (GAG), donde se incluyen los cargos del sector e impuestos, que serán de R\$ 1.077,8 millones en 2013.

Desde el principio de 2012, Chesf ya estaba invirtiendo para mejorar su eficiencia operativa, considerando la perspectiva de la rescisión de los contratos de concesión en 2015, y en aquella ocasión estableció directrices, teniendo como meta inicial una reducción global de costos del orden del 15% hasta la fecha final de las concesiones. Entre las directrices establecidas, se destacan la revisión detallada de todos los contratos de suministro de bienes y servicios y el monitoreo sistemático de los costos variables, como horas extras, viajes, peligrosidad, régimen de alerta, transporte, comunicación, patrocinio y publicidad, evaluando de manera intensa los procesos organizativos y estableciendo políticas y directrices para renovar el personal.

Al acogerse Chesf a la MP nº 579/2012, se hizo necesario profundizar y anticipar muchas acciones previstas de optimización de procesos y reducción de costos, de manera que la Compañía pudiera hacer viable su camino de crecimiento y mantenerse como una empresa en expansión.

COYUNTURA ECONÓMICA

En el año 2012, Brasil presentó el menor superávit en la balanza comercial en un período de 10 años, debido a la retracción de la demanda internacional. Ese año fue marcado por los efectos de la crisis financiera internacional, destacándose el aumento del endeudamiento de los Estados Unidos de América y de gran parte de Europa, con varios países registrando niveles récord de desempleo.

En combate a la crisis internacional, Brasil vivió momentos de política monetaria expansiva. La reducción histórica de los intereses realizada por los bancos privados y públicos hizo que el crédito bancario llegara al 53,5% del PIB. Mantener la tasa Selic en el 7,25% al año, el nivel más bajo desde 1999, aplicar la exención/reducción de impuestos y crear rangos progresivos del impuesto a la renta, son ejemplos de la política monetaria adoptada por el Gobierno.

Deben resaltarse medidas adicionales, como las buscadas con la Medida Provisional nº 579/2012, transformada en la Ley nº 12.783/2013, de 11/01/2013, cuyo objetivo fue la reducción sustancial del costo de la energía eléctrica para los consumidores industriales y residenciales, mediante la renovación anticipada de las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía que vencerían en 2015 y 2017. Con eso las industrias brasileñas pueden hacerse más competitivas en el exterior; sin embargo, como consecuencia, se produce una caída acentuada de los valores de mercado de las compañías de energía (-17%) en Bovespa.

Las medidas instauradas no fueron suficientes para intensificar la economía. El PIB brasileño, en el primer trimestre de 2012, creció apenas el 0,2% con relación al cuarto trimestre de 2011. El crecimiento en el segundo trimestre de 2012 con relación al mismo trimestre de 2011 fue un poco mejor, pero aun modesto (el 0,4%). La expectativa de crecimiento del PIB brasileño en 2012 no debe ser superior al 1%. La inflación brasileña cerró el año con el 5,3% en el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) y la tasa de intereses real cerca del 2% al año. La Tasa de Intereses a Largo Plazo (TJLP) se redujo del 5,5% para el 5% al año.

Aun con el escenario internacional desfavorable y el lento crecimiento brasileño, el País no llegó a la recesión económica. De acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI), el escenario para 2013 es de crecimiento del orden del 3,5%, para Brasil.

PERFIL DE LA EMPRESA

Chesf, concesionaria de servicio público de energía eléctrica controlada por Eletrobras, es una sociedad de economía mixta-abierta, creada por el Decreto Ley nº 8.031, del 03 de octubre de 1945, y constituida en la 1a Asamblea General de Accionistas, realizada el 15 de marzo de 1948, teniendo como finalidad generar, transmitir y comercializar energía eléctrica.

Su sistema de generación es hidrotérmico, con predominancia de plantas hidroeléctricas, responsables por un porcentaje cercano a 97% de la producción total. Actualmente, su parque generador posee 10.615 MW de potencia instalada, estando compuesto de 14 plantas hidroeléctricas, abastecidas a través de 9 embalses con capacidad de almacenamiento máximo de 56,8 mil millones de metros cúbicos de agua, y una planta térmica biocombustible con 346,8 MW de potencia instalada, que se describen a continuación:

Plantas	Río	Capacidad
		Instalada (MW)
HIDROELÉCTRICAS:	-	10.268,328
Sobradinho	São Francisco	1.050,300
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400
Piloto	São Francisco	2,000
Xingó	São Francisco	3.162,000
Funil	de Contas	30,000
Pedra	de Contas	20,007
Boa Esperança	Parnaíba	237,300
Curemas	Piancó	3,520
Araras	Acaraú	4,000
TERMOELÉCTRICA:		346,803
Camaçari	-	346,803
TOTAL		10.615,131

Además, se debe destacar que Chesf posee participaciones en negocios de generación, mediante SPEs, con un total de 2.597,4 MW, según el siguiente cuadro:

SPEs	NEGOCIO	LOCAL	MW	PART.	INICIO DE OPERACIÓN	MW _{Equiv}
Energética Águas da Pedra S.A.	UHE Dardanelos	Aripuanã/MT	261,0	24,50%	ago/2011	63,9
ESBR Participações S.A.	UHE Jirau	Porto Velho/RO	3.750,0	20,00%	abr/2013	750,0
Norte Energia S.A.	UHE Belo Monte	Altamira/PA	11.233,1	15,00%	feb/2015	1.685,0
Pedra Branca S.A.	UEEPedra Branca	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	ene/2013	14,7
Sete Gameleiras S.A.	UEE Sete Gameleiras	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	ene/2013	14,7
São Pedro Lago S.A.	UEE São Pedro do Lago	Sento Sé/BA	30,0	49,00%	ene/2013	14,7
U. E. Eólica Junco I S.A.	UEE Junco I	Jijoca de Jericoacoara/CE	30,0	49,00%	ene/2016	14,7
U. E. Eólica Junco II S.A.	UEE Junco II	Jijoca de Jericoacoara/CE	30,0	49,00%	ene/2016	14,7
U. E. Eólica Caiçara I S.A.	UEE Caiçara I	Cruz/CE	30,0	49,00%	ene/2016	14,7
U. E. Eólica Caiçara II S.A.	UEE Caiçara II	Cruz/CE	21,0	49,00%	ene/2016	10,3
Total equivalente en SPEs						2.597,4

El sistema de transmisión de Chesf está compuesto por 18.973,8 km de líneas de transmisión en operación, de los cuales 5.163,8 km corresponden a circuitos de transmisión de 500 KV, 13.019,0 km a circuitos de transmisión de 230 KV, y 791,0 km a circuitos de transmisión en tensiones inferiores; 110 subestaciones (considerando en este total la subestación Sapeacu y Brumado), y 510 transformadores en operación en niveles de tensión superiores a 69 KV, totalizando una capacidad de transformación de 45.744 MVA, además de 6.337 km de cables de fibra óptica.

Chesf también posee participaciones en negocios de transmisión, por medio de SPEs, de aproximadamente 1.600,4 km, según el siguiente cuadro:

Empresa	LT	Circuito	Tensión (kV)	Extensión (Km)	Extensión (Equiv.)
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Teresina II/Fortaleza II	CD	500	327,0	160,2
Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	Sobral III/Fortaleza II	CD	500	219,0	107,3
TOTAL				546,0	267,5
Integração Transmissora de Energia S.A.	Colinas/Miracema	CS	500	173,0	20,8
Integração Transmissora de Energia S.A.	Miracema/Gurupi	CS	500	255,0	30,6
Integração Transmissora de Energia S.A.	Gurupi/Peixe II	CS	500	72,0	8,6
Integração Transmissora de Energia S.A.	Peixe II/Serra da Mesa II	CS	500	195,0	23,4
TOTAL				695,0	83,4
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Oriximiná/Silves	CD	500	335,0	65,3
Manaus Transmissora de Energia S.A.	Silves/Lechuga	CD	500	224,0	43,7
TOTAL				559,0	109,0
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	Porto Velho/Araraquara II	CS	600	2.375,0	581,9
TOTAL				2.375,0	581,9
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	São Luiz II/São Luiz III	CS	230	36,0	17,6
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	Secc. Sobral III/Fortaleza II C1/C2	CS	230	120,0	58,8
TOTAL				156,0	76,4
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Luiz Gonzaga/Garanhuns	CS	500	224,0	109,8
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Pau Ferro	CS	500	239,0	117,1
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Campina Grande III	CS	500	190,0	93,1
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	Garanhuns/Angelim	CS	230	13,0	6,4
TOTAL				666,0	326,3
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/João Câmara II	CS	500	64,0	31,4
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/Campina Grande III	CS	500	201,0	98,5
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Ceará Mirim/Extremoz II	CS	230	26,0	12,7
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	Campina Grande III/Campina Grande II	CS	230	8,5	4,2
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETNS.A.	Secc. J.Camara II/Extremoz/SE CearaMirim	CS	230	6,0	2,9
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETNS.A.	Secc. C. Grande II/Extremoz II C1/C2	CS	230	12,5	6,1
TOTAL				318,0	155,8
Total LTs en operación - SPE				1.241,0	350,9
Total LTs en construcción - SPE				4.074,0	1.249,5
Total General				5.315,0	1.600,4

RELACIÓN CON ACCIONISTAS

Chesf, como empresa de capital abierto, está sujeta a las reglas de la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM).

La política de relaciones de la Compañía está pautada por la divulgación de informaciones con transparencia, caracterizada por el respeto a los principios legales y éticos, alineados a las normas a las que está sometida como concesionaria de servicio público.

La Compañía tiene un canal de divulgación de informaciones en su portal corporativo en Internet, www.chesf.gov.br, en el link "Relación con Inversores". La comunicación con sus accionistas se efectúa por teléfono, correo estándar, presencial y correo electrónico.

COMPOSICIÓN ACCIONARIA

El Capital Social de la Compañía, en el importe de R\$ 9.753,9 millones, está representado por 55.905 mil acciones nominativas, divididas en 54.151 mil acciones ordinarias y 1.754 mil acciones preferidas, todas sin valor nominal. De este total, 99,5781% pertenecen a Eletrobras, 0,3467% al Ministerio de Hacienda, 0,0154% a Light, y 0,0598% a otros accionistas.

GOBIERNO CORPORATIVO

Administración

Chesf es administrada por un Consejo de Administración, órgano colegiado de funciones deliberativas con atribuciones previstas en la ley y en su Estatuto Social, y por un Directorio Ejecutivo.

Es privativo de brasileros el ejercicio de los cargos integrantes de la administración de Chesf, debiendo los miembros del Consejo de Administración ser accionistas, y los del Directorio Ejecutivo, accionistas o no accionistas.

El Consejo de Administración está integrado por hasta seis miembros, con reputación intachable e idoneidad moral, elegidos por la Asamblea General, los cuales, entre ellos, designarán al Presidente del Consejo, todos con plazo de gestión de un año, pudiendo ser reelectos.

Estatutariamente, en 2011, la Asamblea de Accionistas aprobó que uno de los miembros del Consejo de Administración sea indicado por el Ministro de Estado de Planificación, Presupuesto y Gestión, y otro miembro sea elegido como representante de los empleados, escogido por el voto directo de sus pares entre los empleados activos y en elección organizada por la Compañía en conjunto con las entidades sindicales que los representen, según los términos de la legislación vigente. La primera elección ocurrió en el año 2012 y el empleado elegido como miembro del Consejo de Administración tomó posesión en la AGO de 2012.

El Directorio Ejecutivo está compuesto por el Director Presidente y hasta cinco Directores, elegidos por el Consejo de Administración, que ejercerán sus funciones por tiempo integral, con plazos de gestión de tres años, pudiendo ser reelectos. El Director Presidente es elegido entre los miembros del Consejo de Administración, no pudiendo acumular la función de Presidente de este Consejo.

El Consejo Fiscal es permanente, constituido por tres miembros efectivos e igual número de suplentes, siendo uno de ellos indicado por el Ministerio de Hacienda, como representante de la Secretaría del Tesoro Nacional.

Gestión de Ética

En el Código de Ética están expresados los principios éticos y los compromisos de conducta que nortean a la Compañía en las interacciones con los diferentes públicos, como también lo que se espera de la conducta de sus empleados y de todo el público interno. Chesf, por medio de la Comisión de Ética, se dedica, realizando diversas acciones educativas, a que dichos principios y compromisos estén internalizados, por comprender que dicho procedimiento contribuye para perfeccionar prácticas y comportamientos que aseguren los derechos humanos individuales y colectivos y que preserven los intereses de la Compañía. En 2012 la Compañía realizó una campaña para la internalización de comportamientos éticos y estableció una política para la "Promoción del Respeto, Prevención y Enfrentamiento a la Violencia y al Asedio Moral en el Trabajo", vigente a partir del día 1º de enero de 2013. Además de actuar sistemáticamente en la divulgación de principios éticos, valores y compromisos de conducta expresados en el Código, la Comisión de Ética monitorea su cumplimiento, evalúa indicios de desvío de conducta y actúa determinando responsabilidades y adoptando medidas preventivas.

Oidoría

La Oidoría de Chesf es un canal permanente de diálogo con sus públicos de interés que busca atender de forma ágil, objetiva y transparente todas las demandas recibidas.

En sus cuatro años de actividades, desde enero de 2009, registró un total de 5.505 manifestaciones, de las cuales 1.257 sucedieron en el ejercicio de 2012.

En el ejercicio, las demandas del público externo representaron el 85% del total recibido.

Los temas más recurrentes en el período fueron *Recursos Humanos* (24%), que incluye las solicitudes de informaciones sobre oportunidades de empleo y pasantía en la Compañía, y *Concurso Público* (22%), abarcando tanto el concurso llevado a cabo en 2012 como concursos anteriores.

En 2012, el plazo promedio de respuesta a todas las manifestaciones recibidas fue de ocho días, quedando dentro del parámetro establecido por la Empresa para atender las manifestaciones (15 días).

Con la Ley nº 12.527/2011, vigente a partir del 16/05/2012, que reguló el Acceso a la Información, garantizando que cualquier ciudadano demande informaciones de interés particular o colectivo, Chesf implantó en mayo de 2012 el Servicio de Información al Ciudadano (SIC), que se incorporó a la Oidoría.

Ese nuevo servicio posee reglas, procedimientos y plazos legales específicos para divulgar informaciones y atender demandas de los ciudadanos, y la Contraloría General del Gobierno Federal (CGU) lo monitorea.

Entre mayo y diciembre de 2012, el SIC de Chesf registró un total de 58 demandas que, junto a aquellas recibidas por la Oidoría, totalizan las 1.257 manifestaciones registradas en este ejercicio.

Las solicitudes de información basadas en la citada Ley fueron atendidas dentro del plazo legal (20 días), prorrogable por 10 días más, mediante justificación. Cerca del 70% de dichas solicitudes trataban sobre asuntos relativos a Recursos Humanos, entre los que se destacaron las informaciones sobre el concurso público y sobre el efectivo de la Compañía para determinados cargos que fueron objeto del concurso.

Auditoría Interna

La Auditoría Interna, subordinada al Consejo de Administración, planea y ejecuta las actividades de auditoría interna en la Compañía, con evaluaciones independientes, imparciales y oportunas sobre la efectividad y la adecuación de los controles internos y el cumplimiento de las normas, reglamentos y de la legislación asociados a sus operaciones. La planificación de la Auditoría Interna consustanciada en el Plan Anual de Actividades de Auditoría Interna (PAINT), se somete a la aprobación de la Contraloría General del Gobierno Federal (CGU) y, posteriormente a los Consejos Fiscal y de Administración.

Sustentabilidad Empresarial

En 2012, se emitió el Informe de Sustentabilidad siguiendo las directrices mundiales de *Global Reporting Initiative (GRI)*, con grado de aplicación en el nivel B, autodeclarado y examinado por la *GRI (GRI checked)*, atendiendo también a la Comunicación de Progreso (COP) del Pacto Global. Además de esta adhesión, la Compañía mantuvo acciones para atender a los Principios de Aumento de Poder de la Mujer, de la ONU Mujeres, Programa Pro-Equidad de Género y Raza, de la Secretaría de Políticas para Mujeres de la Presidencia de la República, y al Pacto Nacional por la Erradicación del Trabajo Esclavo. Se elaboró el "Manual de Orientación sobre Proyectos Sociales" y se dio continuidad al desarrollo de un sistema informatizado para respaldar las informaciones necesarias a la gestión de sustentabilidad empresarial. Además, se llevó a cabo una campaña de divulgación de la Política de Sustentabilidad. Chesf también estuvo presente en Rio+20.

Chesf, como integrante del Núcleo de Coordinadores del Comité de Sustentabilidad del Sistema Eletrobras, participó activamente en el Informe de Sustentabilidad de la *Holding* y en las respuestas a los cuestionarios de *Dow Jones Sustainability Index (DJSI)* y del Índice de Sustentabilidad Empresarial (ISE) de BM&FBovespa.

Gestión de Riesgos Corporativos

Chesf ha desarrollado e implementado una política de gestión de riesgos corporativos, coordinada por Eletrobras, que considera las diversas naturalezas de riesgos - factores a los cuales la Compañía está expuesta y que causan impactos significativos en los resultados corporativos. Esos riesgos exigen constante monitoreo en función de las metas de crecimiento y de las expectativas de rentabilidad de la Compañía.

En 2012, Chesf dio continuidad a la gestión de riesgos provenientes:

- a) del proceso productivo (riesgos operativos);
- b) de las obligaciones asumidas con terceros (riesgo de crédito);
- c) de la exposición negativa de la marca (riesgos de reputación e imagen);
- d) de impactos al medio ambiente provocados por sus operaciones (riesgos ambientales);
- e) de los impactos a la producción o a los negocios, causados por fenómenos naturales (riesgos de desastres naturales); y

f) de los problemas causados por acciones en desacuerdo con las regulaciones y/o la legislación (riesgo de conformidad).

Chesf transfiere al mercado asegurador, por medio de la compra de seguros, los riesgos que deben ser obligatoriamente asegurados, por disposición legal o regulatoria.

Chesf posee también un Comité de Riesgos, constituido por representantes de todos los Directorios, responsables por la definición, aprobación y comprensión de los principales riesgos que provienen de factores internos y externos incurridos por Chesf, con el objetivo de asegurar que esos riesgos se identifiquen, evalúen, monitoreen, controlen y verifiquen de forma eficiente y eficaz por parte de la estructura jerárquica de la Compañía.

Gestión de Controles Internos

Chesf, como sociedad anónima de capital abierto, está sujeta a las normas de la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM). Sin embargo, como controlada y subsidiaria integral de Eletrobras, está sujeta al cumplimiento de normas de la *Securities and Exchange Commission (SEC)*, órgano regulador del mercado de acciones de Estados Unidos de América.

Anualmente, los controles internos de Chesf son revisados, auditados y certificados. Estas certificaciones contemplan sus principales procesos corporativos y de negocios, de acuerdo con los requisitos de CVM y de la Ley *Sarbanes-Oxley (SOX)*, a fin de garantizar la conformidad de Eletrobras con relación a esa Ley, necesaria para el mantenimiento de su registro de los *American Depository Receipts (ADR)*, nivel II.

En 2012, el proceso de certificación de SOX comprendió cuatro etapas:

- a) autoevaluación (revisión) de los controles internos a nivel de entidad (*entity level control*), para evaluar el ambiente de gobierno corporativo;
- b) autoevaluación (revisión) de los controles internos del negocio (narrativas, matriz de controles, y segregación de funciones);
- c) prueba de administración (auditoría interna); y,
- d) prueba de certificación (auditoría externa). Estas acciones buscan garantizar la conformidad con las leyes y reglamentos emanados por órganos supervisores nacionales y extranjeros, y que se cumplan las políticas y procedimientos internos de la Compañía.

Planificación Empresarial

En lo que se refiere a su planificación empresarial (PE Chesf), el año de 2012 tuvo enfoque en el control de la ejecución de las acciones planificadas, según el proceso definido en la Resolución Normativa *Sistematización de la Gestión Empresarial*. El control se efectuó a través de reuniones bimestrales de seguimiento, con la participación de los Directores y gestores de primer nivel, y transmitido a todos los empleados en sus estaciones de trabajo.

El control permitió realinear la PE Chesf a lo largo del año, de tal forma que se reorientaron las acciones cada vez que se encontraron desvíos entre lo previsto y lo realizado, así como se identificaron nuevas necesidades empresariales. Adicionalmente, permitió perfeccionar la planificación y contribuyó en forma significativa a consolidar el aprendizaje de gestión empresarial por parte de todos los involucrados, lo que es esencial para la perennidad de ese proceso en la Compañía.

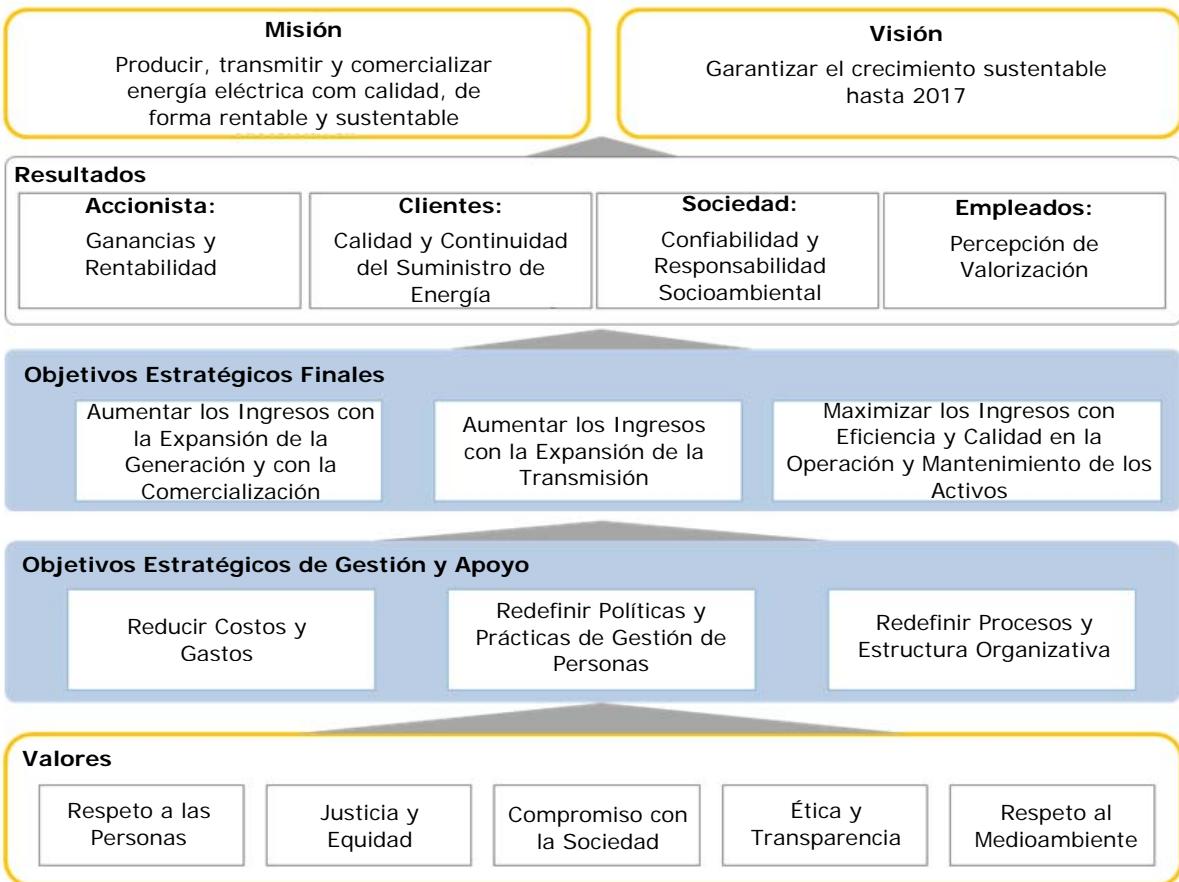
A partir del mes de septiembre, con la emisión de la MP nº 579/2012, Chesf entendió la necesidad de revisar su Planificación Empresarial en función de los cambios significativos que se introdujeron en el marco regulatorio del sector eléctrico.

De este modo, se efectuó el proceso de realineamiento estratégico, considerando el nuevo contexto traído por la mencionada MP 579 y por la Ley 12.783/2013.

De ese realineamiento resultó la definición del Mapa Estratégico Chesf 2013-2017, aprobado en reunión del Directorio Ejecutivo con todos los gestores de primer nivel, en el mes de diciembre.

El nuevo mapa, atendiendo a una de las directrices del realineamiento, presenta a Chesf más enfocada en sus cuestiones fundamentales, donde los "Objetivos Estratégicos Finales" representan los negocios de la Compañía y los "Objetivos Estratégicos de Gestión y Apoyo" representan su actuación en actividades que ofrecen apoyo para concretar las actividades-fines.

MAPA ESTRATÉGICO CHESF 2013-2017



Entonces, esos son los nuevos Objetivos Estratégicos que serán monitoreados a lo largo del año 2013, utilizando las experiencias vividas por Chesf a lo largo de este año, en el proceso de Monitoreo de la Planificación Empresarial.

Seguramente, aun van a ponerse en marcha los desdoblamientos internos de esa reconfiguración del Mapa Estratégico, a la vez que se buscará mantener la PE Chesf como una pieza de gestión continuamente actualizada de forma que refleje los retos de la Compañía frente a los escenarios externos e internos que se configuran.

MERCADO DE ENERGÍA

La energía eléctrica total consumida en 2012 en Brasil alcanzó 448.293 GWh y representó un aumento de 3,5% con relación al año 2011. Entre las clases de consumo se destacaron el desempeño del mercado comercial y del mercado residencial, con crecimientos de 7,9% y de 5,0%, respectivamente, y que, juntas, representan cerca del 44% del consumo total. El mercado industrial, por otro lado, se mantuvo estancado y no registró variación significativa con relación a 2011.

Al compararlo con los últimos años, el crecimiento registrado en 2012 fue inferior a los crecimientos observados en 2011 (el 4,17%) y 2010 (el 8,16%), poniendo en evidencia el enfriamiento del mercado de energía. De hecho, el desempeño menos expresivo está relacionado con la coyuntura económica que el País ha mostrado, al haber disminución del nivel de inversión, reducción de la producción industrial, deterioro de la balanza comercial y bajo crecimiento del PIB.

Sin embargo, ese dinamismo no se observa uniformemente en el País. La región Centro-Oeste, por ejemplo, registró un incremento del 9,0% en el consumo y alcanzó los 30.735 GWh, mientras que la región Nordeste consumió 75.294 GWh, lo que representó un crecimiento del 4,7% con relación a 2011. Dichas variaciones son reflejo, entre otros aspectos, del incremento de la renta familiar y del empleo, que ha sostenido el crecimiento de la actividad en esas regiones en niveles superiores al nivel nacional.

Al observarse por el subsistema geoeléctrico, el consumo del Nordeste, sin incluir el Estado de Maranhão, sumó 63.721 GWh (lo que equivale al 14,2% del total nacional) y registró un crecimiento del 6,5% frente al año de 2011. Para atender a este subsistema, Chesf contribuyó con 65% de la energía, mientras que el intercambio con los subsistemas Norte y Sudeste respondió por el 16% y las otras Generadoras (hidroeléctrica, térmica y eólica) participaron con 19%.

En lo concerniente a las perspectivas del mercado, las proyecciones divulgadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) presentan un crecimiento en el consumo nacional de energía eléctrica, en las regiones atendidas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), del orden de 4,4% al año para el período 2011-2021. Este desempeño está sustentado por la expansión del mercado comercial (5,9% al año), residencial (4,6% al año) e industrial (3,9% al año). El mercado residencial gana participación en el consumo total, pasando de 25,9% en 2012 para 26,4% en 2021. El mercado comercial también aumenta su participación a lo largo del período, saliendo de 17,1% en 2012 para 19,6% al final del horizonte. El mercado industrial, por su parte, pierde participación, pues va del 43% en 2012 al 40,7% en 2021.

Para la carga de energía, el incremento será del orden de 30.684 MW promedio al final de 2021, evolucionando de los 58.237 MW promedio de 2011 para 88.921 MW promedio, considerando la interconexión de sistemas aislados de la región Norte. Entre los subsistemas eléctricos, el Norte presenta el mayor crecimiento (el 7,1% a.a.), justificado por la interconexión de los sistemas Tucuruí-Macapá-Manaus y Boa Vista, además de la entrada de grandes cargas industriales. Para el subsistema Nordeste se prevé una expansión media de 4,6% al año, con crecimiento superior al previsto para Brasil, pasando de 8.405 MW promedio de 2011 para 13.144 MW promedio en 2021, representando un incremento de 4.739 MW medios al final del último año.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

La energía comercializada por Chesf en 2012 alcanzó el monto total de 49.089 GWh, distribuido entre 22 Estados de Brasil y el Distrito Federal. De ese monto, 42.963 GWh se destinaron al Ambiente de Contratación Regulada (ACR), para atender a las distribuidoras y a los consumidores cautivos, que representan 87,52% del total comercializado, mientras que 6.126 GWh se destinaron al Ambiente de Contratación Libre (ACL), para atender a los comercializadores y a los consumidores libres, representando 12,48% de ese total.

En 2012, la venta de energía para las distribuidoras representó el porcentual de 74,42% del total de la energía comercializada por Chesf. Dentro de ese mercado, se destacan las ventas efectuadas para las distribuidoras localizadas en los siguientes Estados: São Paulo (23,00%), Rio de Janeiro (12,08%), Paraná (10,97%), Minas Gerais (6,92%), Bahia (6,33%) y Rio Grande do Sul (6,33%).

En el Ambiente de Contratación Libre, el proceso de negocio de venta de energía es realizado por la Compañía por medio de subastas. Para ello, Chesf cuenta con el apoyo de una plataforma computacional.

En el año 2012, Chesf promovió 14 subastas, que resultaron en 112 nuevos contratos con comercializadores y consumidores libres. Esos nuevos contratos en el ambiente libre representaron 33,21% de la energía contratada en el ejercicio para ese ambiente.

La región Nordeste, donde está la sede de la Compañía, fue responsable por la compra de una parte de 30,92% de lo que Chesf comercializó en el año 2012. Parte de esa energía se destinó a la atención de 21 grandes consumidores industriales de la región.

NUEVOS NEGOCIOS

La prospección de nuevos negocios es parte de la estrategia de Chesf para expandir sus sistemas de Generación y Transmisión. Durante el año 2012, la Compañía participó con éxito en diversas subastas de nuevos negocios, promovidas por Aneel, que se listan a continuación:

- Subasta 002/2012, Lote D, compuesto por las siguientes instalaciones en el Estado de Bahia:

- LT 230 KV Camaçari IV/Pirajá, 45 km;
- LT 230 KV Pituaçu/Pirajá, 5 km;
- Subestación Pirajá 230/69 KV 2x180 MVA.

Descripción: Instalaciones de Transmisión compuestas por la línea de transmisión Camaçari IV/Pirajá, de 230 kV, circuito simple, con extensión aproximada de 45 km, con origen en la subestación Camaçari IV y término en la subestación Pirajá; por la línea de transmisión Pituaçu/Pirajá, de 230 kV, circuito simple, con extensión aproximada de 5 km, con origen en la subestación Pituaçu y término en la subestación Pirajá y por la subestación Pirajá con transformación 230/69 KV – 2x180 MVA.

- Subasta 003/2012, Lote A, compuesto por las siguientes instalaciones en el Estado de Pernambuco:

- Subestación Mirueira II, de 230/69 kV, 2 x 150 MVA; y,
- Subestación Jaboatão II, de 230/69 kV, 2 x 150 MVA.

Componen, también, el Lote A:

- Subestación Jaboatão II: un tramo de línea de transmisión, de 230 kV, circuito doble, con extensión aproximada de 14 km, entre el punto de sección de la línea de transmisión 230 kV Recife II/Pirapama II y la subestación Jaboatão II, dos entradas de línea correspondientes en la subestación Jaboatão II y la adquisición de los equipos necesarios para las modificaciones, sustituciones y adecuaciones en la entrada de línea de las subestaciones Recife II y Pirapama II.
- Subestación Mirueira II: dos entradas de línea de 230 kV en la subestación Mirueira II, asociadas a la LT 230 kV Pau Ferro/Mirueira II CD.

- Subasta 003/2012, Lote B, compuesto por las siguientes instalaciones en los Estados de Rio Grande do Norte y Ceará:

A) Instalaciones de Red Básica:

- LT Mossoró II/Mossoró IV, CS, de 230 kV;
- LT Ceará-Mirim II/Touros, CS, de 230 kV;
- LT Russas/Banabuiu C2, CS, de 230 kV;
- Subestación Touros, 230 kV; y,
- Subestación Mossoró IV, 230 kV.

Descripción: Instalaciones de Transmisión de Red Básica compuesta: por la línea de transmisión Russas/Banabuiu C2, de 230 kV, circuitos simples, con extensión aproximada de 110 km, con origen en la subestación Russas y término en la subestación Banabuiu, localizadas en el estado de Ceará; por la línea de transmisión Touros/CearáMirim II, de 230 kV, circuitos simples, con extensión aproximada de 56,17 km, con origen en la subestación Touros y término en la subestación Ceará Mirim II, ubicadas en el estado de Rio Grande do Norte; por la línea de transmisión Mossoró IV/Mossoró II, de 230 kV, circuitos simples, con extensión aproximada de 40 km, con origen en la subestación Mossoró IV y término en la subestación Mossoró II, localizadas en el estado de Rio Grande do Norte; por la subestación Touros de 230 kV y por la subestación Mossoró IV de 230 kV, localizadas en el estado de Rio Grande do Norte;

B) Instalaciones de Transmisión de Interés Exclusivo de Centrales de Generación para Conexión Compartida (ICG):

- Transformador 230/69 kV 1 x 150 MVA en la Subestación Touros;
- Subestación Touros, 69 kV;
- Transformador 230/69 kV 1 x 100 MVA en la Subestación Mossoró IV; y;
- Subestación Mossoró IV, 69 kV.

Descripción: ICG compuesta por el transformador 230/69 kV, 150 MVA, en la subestación Touros, por el transformador 230/69 kV, 100 MVA, en la subestación Mossoró IV, ambas localizadas en el estado de Rio Grande do Norte.

- Subasta 003/2012, Lote C, compuesto por las siguientes instalaciones en el Estado de Bahia:

A) Instalaciones de Red Básica:

- LT Igaporã II/Igaporã III C1, CS, 230 kV;
- LT Igaporã II/Igaporã III C2, CS, 230 kV;
- LT Igaporã III/Pindaí II, CS, 230 kV;
- Subestación Igaporã III, de 500/230 kV, (6+1) x 250 MVA; y,
- Subestación Pindaí II, 230 kV.

Descripción: Instalaciones de Transmisión de Red Básica compuesta: por la línea de transmisión Igaporã III/Pindaí II, de 230 kV, circuito simple, con extensión aproximada de 46 km, con origen en la subestación Igaporã III y término en la subestación Pindaí II; por las líneas de transmisión Igaporã III/ Igaporã II C1 y C2, de 230 kV, circuitos simples, con extensión aproximada de 2 km, con origen en la subestación Igaporã III

y término en la subestación Igaporã II; por la subestación Igaporã III de 500/230 kV y por la subestación Pindaí II, de 230 kV, localizadas en el estado de Bahia.

También componen el Lote C, como Red Básica:

Subestación Igaporã III: dos tramos de línea de transmisión, de 500 kV, circuito simple, con extensión aproximada de 39 km cada tramo, comprendidos entre el punto de sección de la línea de transmisión de 500 kV BomJesus da Lapa II/Ibicoara y la subestación Igaporã III, las entradas de líneas correspondientes en la subestación Igaporã III, y la adquisición de los equipos necesarios para las modificaciones, sustituciones y adecuaciones en las entradas de líneas de las subestaciones Bom Jesus da Lapa II y Ibicoara.

B) Instalaciones ICG:

- Transformador 230/69 kV, 2 x 150 MVA en la subestación Pindaí II; y,
- Subestación Pindaí II, 69 kV.

Descripción: ICG compuesta por dos transformadores 230/69 kV, 150 MVA en la subestación Pindaí II, localizada en el Estado de Bahia.

En el área de generación, la Compañía desarrolló nuevos proyectos propios, los Parques Eólicos UEEs Casa Nova II y III, con un total de 52 MW más, y le solicitó a Aneel, en agosto de 2012, el otorgamiento de autorizaciones correspondientes para la Producción Independiente de Energía, con inicio de construcción previsto para 2013, inmediatamente después que se concluya la UEE Casa Nova.

Además, con relación a la generación eólica, Chesf está realizando mediciones de viento para desarrollar proyectos eólicos en varias áreas seleccionadas en el Nordeste, con un total de 20.000 ha, lo que corresponde a un potencial que puede llegar hasta 1.000 MW, que podrán implantarse a través de futuras subastas de venta de energía de Aneel en el ambiente regulado (ACR) o incluso podrán destinarse a la venta directa en el mercado libre (ACL). Chesf busca también ampliar alianzas para hacer viable la explotación del gran potencial eólico de la citada región.

DESEMPEÑO OPERATIVO

El sistema electroenergético de Chesf integra el Sistema Interconectado Nacional - SIN y realiza intercambio de energía con los sistemas Norte, Sur y Sudeste/Centro-Oeste.

Dada la ubicación de sus principales plantas en la cuenca del São Francisco, la generación de energía es influenciada por los regímenes hidrológicos de las Regiones Nordeste y Sudeste. Debido a esa ubicación y a las afluencias ocurridas en el período húmedo 2011/2012, el principal embalse de la Región Nordeste, Sobradinho, alcanzó en el mes de abril de 2012, su almacenamiento de 76,02% y, al 31 de diciembre, alcanzó 27,14% de su volumen útil.

La Compañía generó 50.113 GWh, en 2012, contra 48.663 GWh en 2011, representando una elevación de 3,0%. Ese resultado se originó debido a las condiciones energéticas del Sistema Interconectado Nacional – SIN y al intercambio de energía practicado con las otras regiones, de acuerdo con la política de despacho centralizado adoptada por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS.

Se mantuvieron las inversiones para el perfeccionamiento de los instrumentos de planificación de las intervenciones e implementación de nuevas técnicas y procesos de mantenimiento de equipos, líneas de transmisión y dispositivos de protección, control y supervisión y para la capacitación de recursos humanos.

En 2012, continuó la implantación de mejoras en los sistemas de generación y transmisión, con la sustitución de equipos obsoletos y digitalización de sistemas de protección e instalación de nuevos dispositivos de supervisión y control del sistema electroenergético, especialmente para las Redes de Oscilografía, Cualimetría y de Transmisores de Protección, ampliando el nivel de control y observación de las instalaciones.

Durante el año 2012, Chesf también actuó en el monitoreo y gestión del consumo de energía eléctrica de sus instalaciones. En 2012 se elaboraron 15 Proyectos de Mejoras en Eficiencia Energética (PMEE), cuyos beneficios, después de la implantación, contribuirán para elevar los resultados empresariales y favorecer la ampliación de la oferta de energía y de seguridad operativa.

Reforzando la red de telecomunicación de Chesf, se agregaron nuevos soportes y servicios al sistema de transmisión óptico digital, destacándose la activación de la Ruta Sudoeste de Bahia a través de los enlaces SDH 622 Mbits/s entre Senhor do Bonfim- Irecê – Brotas de Macaúbas - BomJesus da Lapa, así como a las nuevas localidades de Natal III, Santa Rita, Zebu y Brumado, además de la ruta derivada vía radio digital para atender la Subestación Pilões. Otro importante caso atendido involucró las nuevas instalaciones de las SEs

Suape II y Suape III, que implicó importantes alteraciones en las configuraciones de la arquitectura de telecomunicaciones de las subestaciones Recife II, Ribeirão y Messias. Adicionalmente, se activaron, para hacer pruebas, las Redes *Wireless Lan (WLAN)* para voz y datos en Campina Grande II y Rio Largo II, con cobertura tanto en las áreas operativas como en las administrativas.

Con relación al Plan Nacional de Banda Ancha (PNBL) del Gobierno Federal, se concluyeron las actualizaciones y alteraciones que permitieron liberar las fibras ópticas e infraestructura para las estaciones de Telebras en la ruta Presidente Dutra – Fortaleza – Natal – Campina Grande – Recife – Xingó – Jardim (Aracaju) – Camaçari – Salvador.

Indicadores de Desempeño

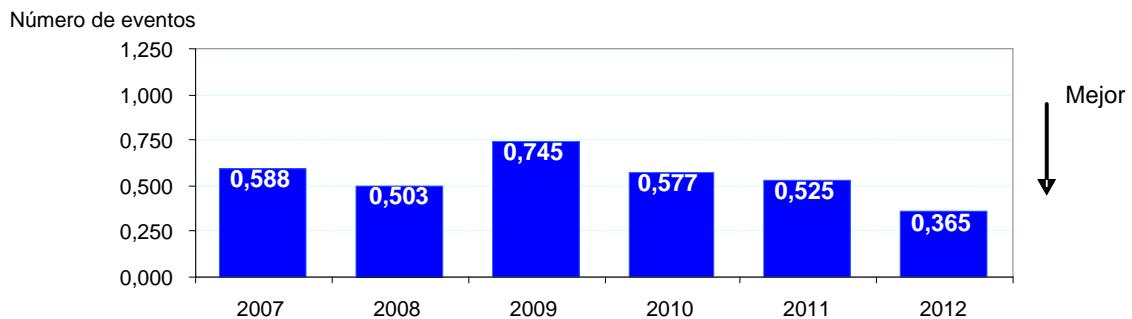
Los resultados en 2012 para los indicadores de Frecuencia Equivalente de Interrupción – FREQ, y Duración Equivalente de Interrupción – DREQ muestran uno de los mejores desempeños en la atención a la carga, considerando el historial operativo. La incidencia de eventos con demanda interrumpida inferior a 50 MW, que corresponde al 85% de los casos, y la continua mejora en la planificación de las intervenciones y en la pronta atención en las desconexiones inoportunas, contribuyeron a estos resultados.

Los indicadores de Disponibilidad Operacional de Generación y de Líneas de Transmisión presentan valores próximos al promedio de los últimos años que indican buen desempeño en el servicio prestado.

Frecuencia Equivalente de Interrupción - FREQ

Indica el número de veces que una carga equivalente a la demanda máxima atendida por Chesf habría sido interrumpida, considerando todas las interrupciones que ocurrieron en el período.

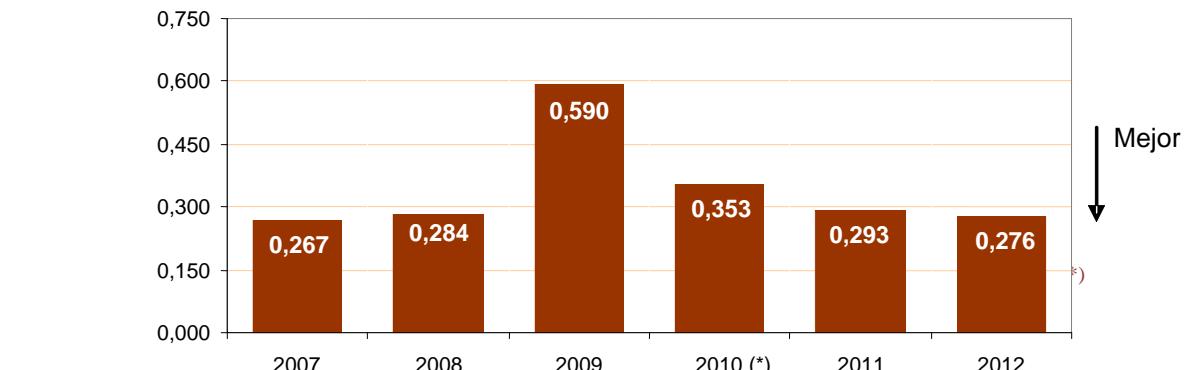
Frecuencia Equivalente de Interrupción FREQ



Duración Equivalente de Interrupción – DREQ

Indica el tiempo que una carga equivalente a la demanda máxima atendida por Chesf habría permanecido interrumpida, considerando todas las interrupciones que ocurrieron en el período.

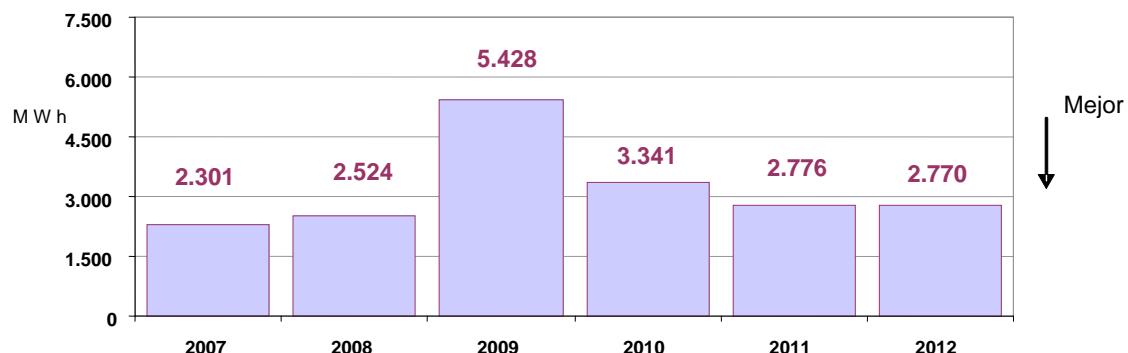
Duración Equivalente de Interrupción - DREQ



Energía Interrumpida - ENES

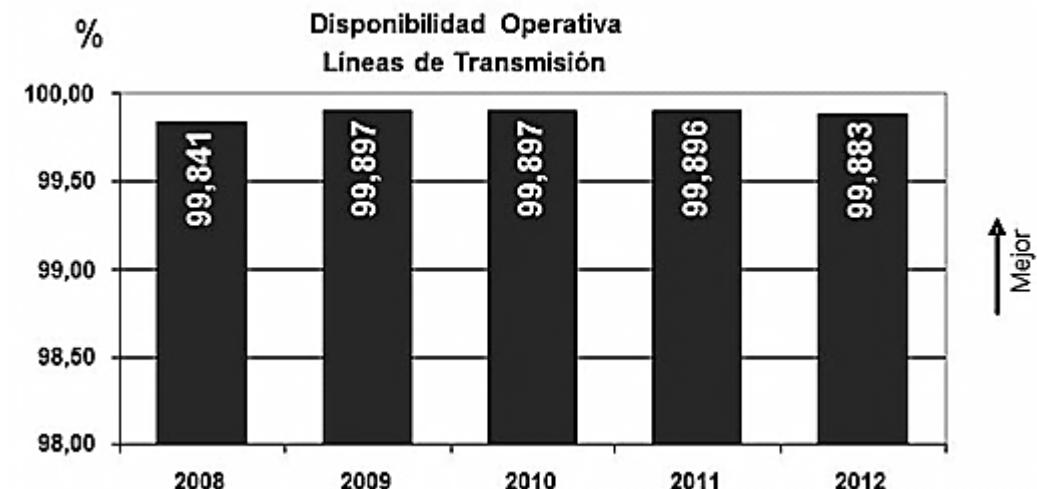
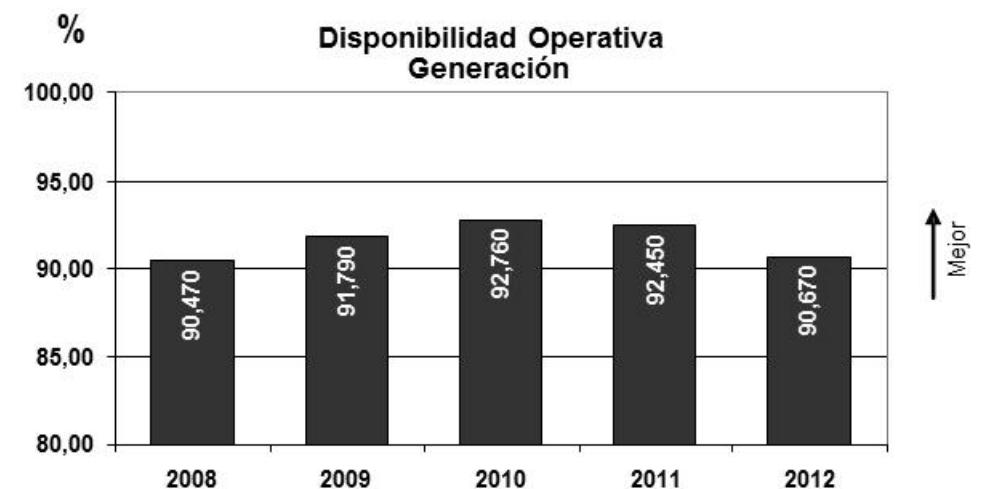
Es la energía interrumpida no suministrada como consecuencia de la interrupción de abastecimiento, motivada por eventos originados en el Sistema Chesf.

Energía Interrumpida - ENES



Disponibilidad Operativa – DO

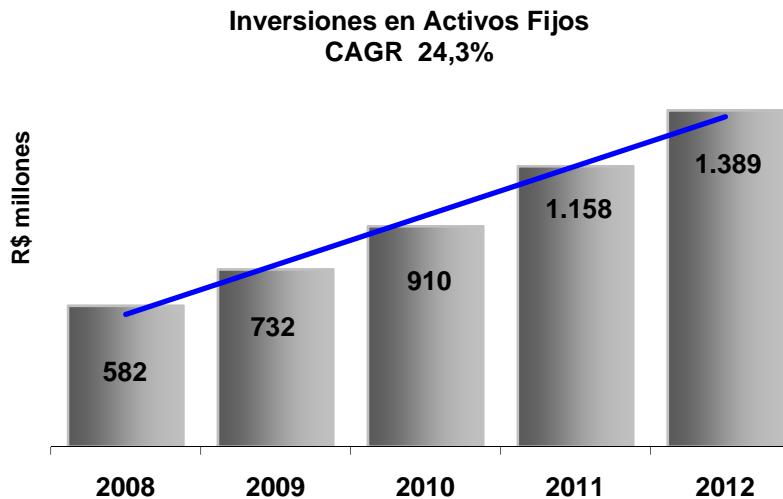
Indica la probabilidad de que, en un momento dado, el equipo esté operando, desempeñando su función o listo para operar.



INVERSIONES

En el año 2012, las inversiones en bienes de uso para la expansión y modernización de la capacidad productiva de Chesf, de acuerdo con el presupuesto, totalizaron R\$ 1.388,9 millones. Este monto está distribuido de la siguiente forma: R\$ 352,1 millones en generación de energía; R\$ 826,5 millones en obras del sistema de transmisión; R\$ 105,4 millones en el reasentamiento de Itaparica; y R\$ 104,9 millones en infraestructura. En el período 2008 a 2012, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de 24,3%.

El siguiente gráfico presenta las inversiones a lo largo de los últimos cinco años.



Sistema de Generación

En 2012, se invirtieron R\$ 138,8 millones en las plantas hidroeléctricas, a fin de mantener niveles de continuidad y disponibilidad satisfactorios para atender la demanda, destacándose las siguientes realizaciones:

- Revisión General de la Unidad Generadora nº 4 de la Planta Apolônio Sales.
- Modernización de las Unidades Generadoras con cambio de la clase de aislamiento B para F en los Generadores: concluidas las UGs nº 1 y 2 de la Planta Paulo Afonso II; y en curso las UGs nº 03 de las Plantas Paulo Afonso I y II.
- Implementación de Sistemas Digitales (MPCCSR) en las Plantas: concluidas las Plantas Paulo Afonso I y III; y en curso las Plantas Paulo Afonso II y Boa Esperança.
- Elaboración del Proyecto Básico de los Sistemas Digitales (MPCCSR) de la Planta y Subestación de Sobradinho;
- Ejecución de monitoreo y tratamiento para control de filtraciones en la estructura de concreto vertical en la represa de UHE Xingó.
- Modernización de cuatro puentes-grúa en las Plantas Paulo Afonso I y III, de tres máquinas limpia-rejas en las entradas de agua de las Plantas Paulo Afonso I, II y III y de una grúa pórtico en la represa móvil de Moxotó.
- Instalación de instrumentos de auscultación civil complementaria en el vertedero de la Planta Paulo Afonso IV.
- Implementación de caja separadora de agua y aceite en los transformadores de las subestaciones elevadoras de Paulo Afonso I, II y III.

Con relación a nuevas plantas hidroeléctricas, la Compañía ya había concluido, en asociación con empresas privadas, los Estudios de Viabilidad Técnica y Económica (EVTE) de cinco aprovechamientos hidroeléctricos situados en el río Parnaíba: Ribeiro Gonçalves (113 MW), Uruçuí (134 MW), Cachoeira (63 MW), Estreito (56 MW) y Castelhano (64 MW). El Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables (Ibama) negó la Licencia Previa (LP) para Uruçuí y emitió LPs para Estreito y Cachoeira, en diciembre/2010; para Castelhano, en noviembre/2011; y para Ribeiro Gonçalves, en junio de 2012. Se constata que, sin embargo, el precio máximo de venta de energía estipulado en las Subastas de Aneel para las cuatro hidroeléctricas con LP no proporciona rentabilidad suficiente para hacer viable esos aprovechamientos hidroeléctricos, sin que se hayan hecho lances en las Subastas realizadas por Aneel para esas plantas.

En el área Submédio Rio São Francisco, la Compañía concluyó el Estudio de Viabilidad Técnica y Económica (EVTE) de aprovechamiento de Riacho Seco (276 MW) y está esperando obtener la LP del Ibama en el 3º trimestre de 2013, después de buscar efectuar los ajustes solicitados en el EIA/Rima (estudios ambientales) y realizar audiencias públicas para que este aprovechamiento hidroeléctrico pueda participar en la Subasta A-5 de 2013.

En el área de energía eólica, la Compañía invirtió R\$ 148,4 millones en 2012, en la implantación del Parque Eólico Casa Nova, de 180 MW, situado en el municipio de Casa Nova, en Bahia; avanzó en los contactos con emprendedores, en los estudios y actividades de campo para viabilizar la implantación de nuevos parques eólicos en la región noreste.

En el área de generación solar, la Compañía obtuvo en marzo de 2012 la aprobación de Aneel para implantar, en el ámbito del Programa de Investigación y Desarrollo (P&D+I), una planta fotovoltaica de 3MWp interconectada a la red eléctrica en un área cercana a la ciudad de Petrolina (PE), mediante Llamada de Proyecto Estratégico no. 013/2011 de esa Agencia. Esta planta tiene como objetivo proponer arreglos técnicos y comerciales para introducir proyectos de generación solar fotovoltaica en la matriz energética brasileña, en un proyecto de P&D+I titulado "Central Fotovoltaica de la Plataforma Solar de Petrolina" elaborado en colaboración entre Chesf, Cepel, UFPE y UPE, con conclusión prevista para mediados de 2014. Además, Chesf participa en el proyecto heliotérmico de 1 MWp que también será implantado en Petrolina, en colaboración con Cepel, y está implantando 15 estaciones solarimétricas en el área semiárida del noreste, buscando aprovechar la energía solar con tecnologías fotovoltaicas y heliotérmicas.

Sistema de Transmisión

Chesf continuó ejecutando el gran programa de expansión de transmisión de los últimos 10 años y tuvo un gran avance, especialmente, en 2012. El Sistema de Transmisión de Chesf, este año, se amplió en 6.295 MVA en su capacidad de transformación y en 241 km de nuevas líneas.

El siguiente cuadro contempla las nuevas Subestaciones que fueron energizadas en 2012:

SUBESTACIÓN	TIPO	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN
Camaçari IV	500 kV	2800 MVA
Suape II	500 kV	800 MVA
Suape III	230 kV	200 MVA
Zebú II	230 kV	200 MVA
Santa Rita II	230 kV	300 MVA
Natal III	230 kV	300 MVA
Brotas do Macaúba	230 kV	Seccionadora
Pilão	138 kV	Seccionadora

Se implantaron también nuevos transformadores de tierra en las SEs Sobral II, Russas II, Pituaçu, Goianinha y Penedo, además de sustituirse los transformadores instalados en las SEs de Bom Nome, Cícero Dantas y Banabuiú.

En el siguiente cuadro se muestran detalles de las Subestaciones cuya capacidad de transformación se elevó en 2012.

SUBESTACIÓN	TIPO	AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN
Milagres	230 kV	100 MVA
Catú	230 kV	100 MVA
Sobral III	500 kV	600 MVA
Funil	230 kV	100 MVA
Picos	230 kV	50 MVA
Santana do Matos II	138 kV	50 MVA
Modelo Reduzido	69 kV	12 MVA
Jardim	500kV	600 MVA
Cícero Dantas	230 kV	50 MVA
Bom Jesus da Lapa	230 kV	33 MVA

Se construyeron y se pusieron en funcionamiento 3 nuevas líneas de transmisión, presentadas en el siguiente cuadro:

LÍNEA	TIPO	KM
Ibicoara/Brumado II	230 KV	95 KM
Paulo Afonso III/Zebú II	230 KV	6 KM
Casa Nova/Sobradinho	Subterráneo	0,5 KM

Además de esas líneas, se realizó la recapacitación de la LT Camaçari/Cotegipe de 230 KV y se implantaron las siguientes secciones en LTs de Chesf:

LÍNEA	DESTINO SECCIONES	TIPO	KM
Campina Grande II/Santa Cruz	Pilões	230 KV	70 KM
Campina Grande II/Natal II	Natal III	230 KV	2 KM
Goianinha/Mussuré	Santa Rita II	230 KV	14 KM
Termopernambuco/Pirapama	Suape II y III	230 KV	5,5 KM
Messias/Recife II	Suape II	500 KV	46 KM
Milagres/Banabuiú	Icó	230 KV	2 KM

Se encuentra en curso la construcción de la LT 230 KV Picos/Tauá II, con extensión de 183 km, de los cuales 149 km ya están concluidos, y la sección de la LT 230 KV Rio Largo/Penedo.

Los principales eventos del Programa de Mejoras de Instalaciones (PMI) autorizadas por Aneel, concluidos en el año 2012 fueron:

- Dos entradas de líneas (ELs) 69 KV en la Subestación Zebu II, para Delmiro Gouveia
- Una entrada de línea (EL) 69 KV en la Subestación Rio Largo II, para São Luis do Quitunde
- Una entrada de línea (EL) 69 KV en la Subestación Juazeiro II, para Petrolina I
- Una entrada de línea (EL) 69 KV en la Subestación Joairam, para Tejipió
- Una entrada de línea (EL) 69 KV en la Subestación Eliseu Martins, para Bom Jesus
- Sustitución de cable pararrayos y del sistema de tierra (aterramiento) por superación de la corriente de cortocircuito en cinco SEs 230 KV
- Instalación de registradores de calidad de energía en diversas SEs, para respaldar el análisis de perturbación

También se realizaron los siguientes comisionamientos: del sistema de teleprotección de las LTs Campina Grande II/Natal III/Natal II y red nivel 2 del sistema; de la protección diferencial de la LT CMD/CMQ/JRD, red nivel 2 del sistema digital de MPCCS y red de cableado estructurado para voz y datos; de la red de nivel 2 del sistema digital de MPCCS y red de cableado estructurado para voz y datos en la Subestación Pilões II.

Se concluyó la aplicación de regulación y paralelismo para autotransformadores de potencia (500/230/13,8 KV), vía Sage, con aplicación práctica en las SEs Camaçari IV y Suape II.

Con el objetivo de recuperar los atrasos de obra y perfeccionar la gestión de los nuevos negocios se adoptaron, este año, nuevas prácticas de gestión en la Superintendencia de Proyectos y Construcción de Transmisión (SPT) de Chesf. Entre ellas se destacan:

- Implantación del Comité de Monitoreo de los Negocios de Transmisión (CMET), en el cual participan representantes de la SPT y de todas las unidades organizativas de Chesf involucradas en los negocios, tales como el área jurídica, de medioambiente y de suministro;
- Modelaje del macro proceso de Gestión de Implementación de Negocios de Transmisión. El objetivo de este macro proceso es acompañar la implantación de los negocios de transmisión de Chesf, cubriendo todo su ciclo de desarrollo, desde los estudios y proyecto hasta la energización y solución de pendencias, de manera que sea posible efectuar adecuadamente una planificación, monitoreo y control de las principales etapas del negocio, además de ofrecer informaciones consistentes y consolidadas a fin de apoyar a la alta gestión al tomar decisiones para minimizar riesgos y maximizar los resultados de los negocios de transmisión de Chesf;

- Implementación de la función de Gestor de Negocios mediante resolución normativa y elaboración de la Guía del Gestor de Negocios de Transmisión, que contempla todas las informaciones necesarias para el buen desempeño de la función, en base al proceso modelado.

DESEMPEÑO ECONÓMICO-FINANCIERO

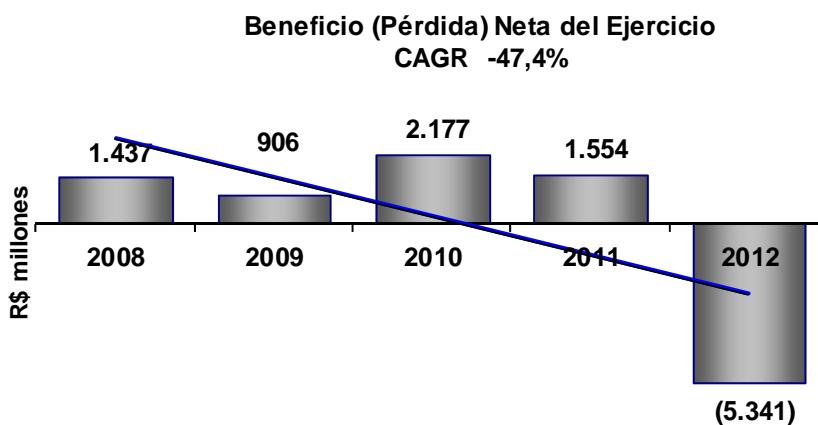
El desempeño económico-financiero está presentándose de acuerdo con los estados contables consolidados de la Compañía en los ejercicios de 2011 y 2012.

Beneficio (Pérdida) Neta del Ejercicio

La Compañía registró, en el ejercicio de 2012, una pérdida de R\$ 5.341,3 millones, contra un beneficio neto de R\$ 1.554,1 millones en 2011.

En contraste con esa pérdida, la Compañía obtuvo el mayor ingreso operativo bruto de su historia, en el monto de R\$ 7.672,1 millones de reales, representando un crecimiento del 18,0% con relación al año 2011, mientras que los cargos regulatorios y tributos crecieron en un 10,2% y los costos y gastos de explotación en 14,7%. Considerando apenas esos números, se puede observar que ese resultado negativo no ocurrió por un desempeño operativo insatisfactorio.

Debido al hecho descrito anteriormente, de 2008 a 2012, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue negativa en 47,4%.

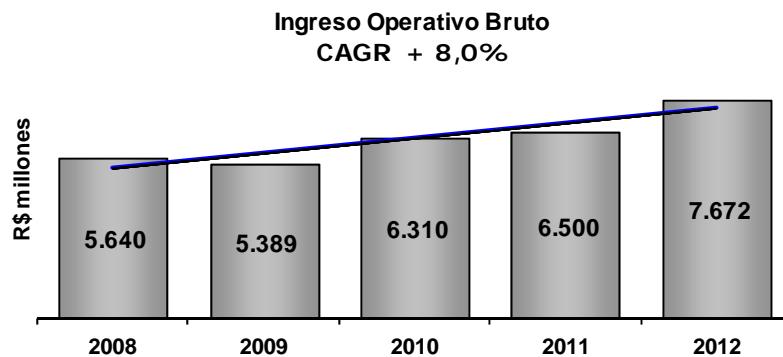


El factor decisivo para que se llegara a ese resultado ocurrió a partir de la edición de la Medida Provisional nº 579 del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, que estableció las reglas para la renovación anticipada de las concesiones del sector eléctrico que vencen en 2015 y 2017, con el objetivo de reducir las tarifas de energía eléctrica a partir de enero de 2013. Una de las reglas estableció que los activos aun no amortizados, serían indemnizados a precio de reposición.

El uso de ese criterio de indemnización tuvo como resultado que se diera de baja a una parte significativa de los activos, como pérdida, en el resultado. El efecto negativo en el resultado de la Compañía, proveniente de esa Medida Provisional, fue de R\$ 8.245,2 millones. Sin ese efecto, el resultado operativo de la Compañía antes de los impuestos correspondería a R\$ 1.829,9 millones.

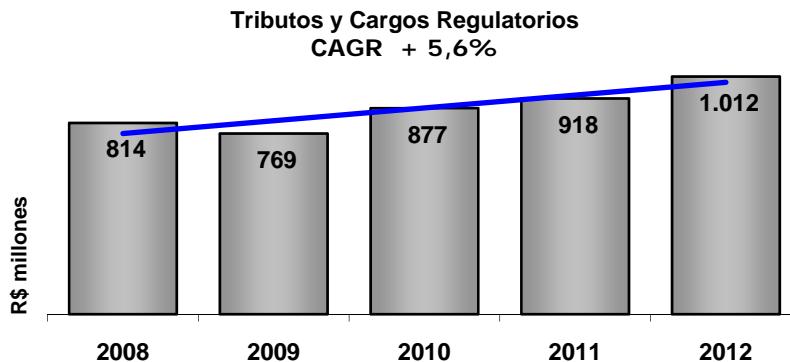
Ingreso Operativo Bruto

El ingreso operativo bruto de Chesf, en 2012, alcanzó el monto de R\$ 7.672,1 millones, lo cual representó un aumento de 18,0% con relación a los R\$ 6.500,4 millones de 2011. Tal resultado surgió de las siguientes variaciones: ingresos de suministro/abastecimiento de energía eléctrica (+6,7%); ingreso de transmisión (-3,8%); ingreso de construcción (+20,0%); en la comercialización de energía en el mercado de corto plazo se registró un aumento de 630,5 millones. La variación positiva en los ingresos de abastecimiento, suministro y comercialización en la CCEE, fueron resultado de nuevos contratos, de la revisión de contratos existentes y del aumento del precio de energía en el ámbito de la CCEE. En el período 2008 a 2012, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +8,0%.



Tributos y Cargos Regulatorios sobre Ventas

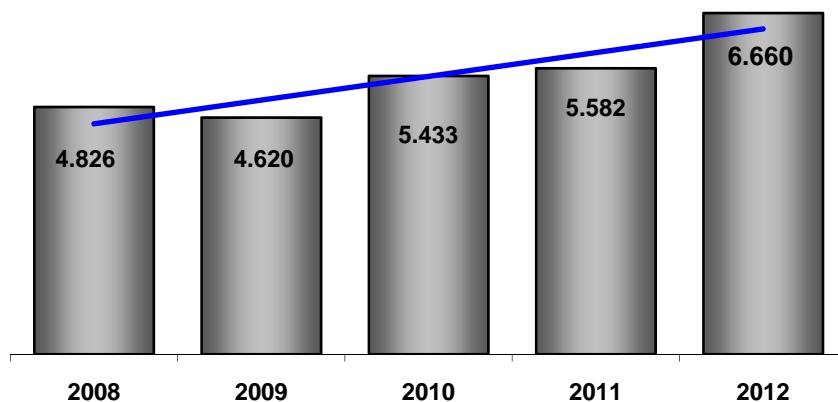
Los tributos y cargos regulatorios sobre ventas totalizaron R\$ 1.011,7 millones en el año 2012 (+10,2% con relación a 2011). De este total, R\$ 619,2 millones corresponden a impuestos y contribuciones sociales (+11,7% con relación a 2011) y R\$ 392,5 millones a cargos regulatorios (+8% con relación al año anterior). La Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) en el período 2008 a 2012 fue de +5,6%.



Ingreso Operativo Neto

El ingreso operativo neto, que considera las deducciones de impuestos y cargos del sector, registró un aumento de 19,3% (+ R\$ 1.078,0 millones) con relación al año de 2011, alcanzando R\$ 6.660,4 millones en 2012. De 2008 a 2012, la Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +8,4%.

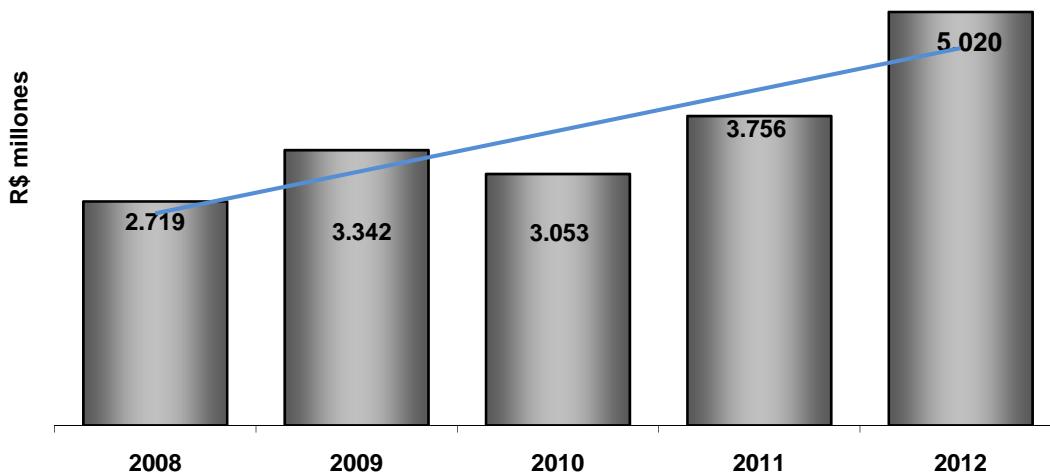
Ingreso Operativo Neto
CAGR + 8,4%



Costos y Gastos de Explotación

Los costos y gastos de explotación, sin los efectos de la Medida Provisional No. 579/2012, totalizaron R\$ 5.020,4 millones en 2012, +33,7% con relación al año anterior. Este aumento refleja, principalmente, las siguientes variaciones: +8,2% en el rubro personal; +20,0% en los costos de construcción; +7,8% en cargos por el uso de la red eléctrica; +7,0% en la compensación financiera por la utilización de recursos hídricos y +31,7% en provisiones para contingencias. La Tasa de Crecimiento Anual Compuesta (CAGR) fue de +16,6% en el período 2008 a 2012.

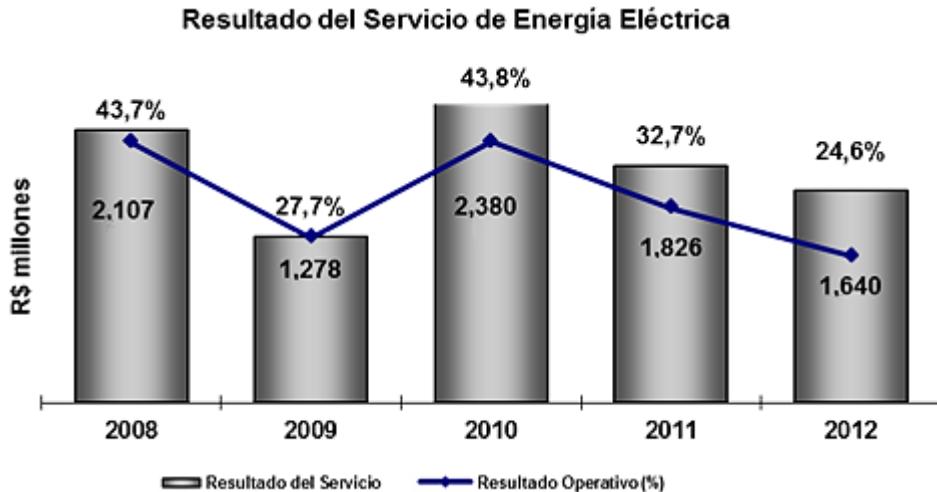
Costos y Gastos de Explotación
CAGR + 16,6%



Tales costos y gastos de explotación, considerando los efectos de la Medida Provisional antes citada, totalizarían R\$ 13.265,7 millones.

Resultado del Servicio de Energía Eléctrica y Resultado Operativo

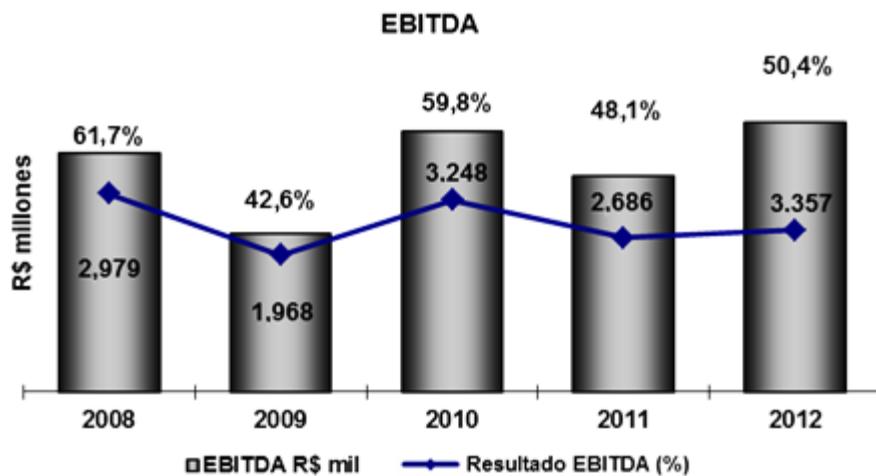
Como consecuencia de los hechos anteriormente mencionados, el resultado del servicio (EBIT), sin los efectos de la Medida Provisional No. 579/2012, fue de R\$ 1.640,0 millones, presentando una reducción de 10,2% con relación al monto de R\$ 1.825,9 millones obtenido en 2011. Con este resultado, el resultado operativo del servicio (resultado del servicio/ingreso operativo neto), pasó de 32,7% en 2011, para 24,6% en 2012, una disminución de 8,1 puntos porcentuales.



Considerando los reflejos de la Medida Provisional nº 579/2012, el resultado del servicio y el resultado operativo serían negativos en R\$ 6.605,3 y el 99,2%, respectivamente.

Generación de Explotación de Efectivo (EBITDA)

La generación de explotación de efectivo expresada por el EBITDA (resultado antes de los intereses, impuestos, depreciación y amortización), ajustado por el ingreso financiero, provisión para contingencias, contrato oneroso - Jirau y los efectos de la MP nº 579/2012, fue de R\$ 3.357,5 millones, representando un aumento del 25,0% con relación a los R\$ 2.686,4 millones registrados en 2011. El resultado EBITDA (EBITDA/Ingreso operativo neto) es de 50,4% y, con relación al 48,1% obtenido en 2011, representa un aumento de 2,3 puntos porcentuales.



	(R\$ millones)	
	2012	2011
Estado del EBITDA		
Resultado neto	(5.341,3)	1.554,1
(+) Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre el resultado neto	(1.074,0)	256,9
(+) Gastos (ingresos) financieros netos	(175,4)	33,5
(+) Depreciación	409,2	418,1
(=) EBITDA	(6.181,6)	2.262,7

	2012	2011
Estado del EBITDA Ajustado		
EBITDA	(6.181,6)	2.262,7
(+) Ingresos financieros	373,3	264,9
(+) Provisiones para contingencias	209,2	158,8
(+) Contrato oneroso - Jirau	711,4	0,0
(+) Efecto MP 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783/13	8.245,2	0,0
(=) EBITDA Ajustado	3.357,5	2.686,4

Resultado Financiero

El resultado financiero del ejercicio presentó un ingreso neto de R\$ 175,4 millones, ante un gasto neto de R\$ 33,5 millones registrados en 2011. Este resultado proviene principalmente de la contabilización de los ingresos de actualización de valores a cobrar provenientes de la Ley nº 12.783/2013, referente a la renovación de las Concesiones. Su composición se muestra a continuación:

	(R\$ millones)	
Ingresos (gastos) financieros	2012	2011
Rendimiento de inversiones financieras	125,9	144,9
Renta de refinanciaciones concedidas a clientes	65,6	87,0
Intereses de préstamos y financiaciones	(56,9)	(69,8)
Variaciones monetarias de préstamos y financiaciones	(7,0)	(12,3)
Intereses sobre dividendos	(70,1)	(179,1)
Actualización de valores a cobrar	203,2	-
Otros ingresos (gastos) financieros	(85,3)	(4,2)
(=) Resultado financiero neto	175,4	(33,5)

Financiaciones, Préstamos y Debentures

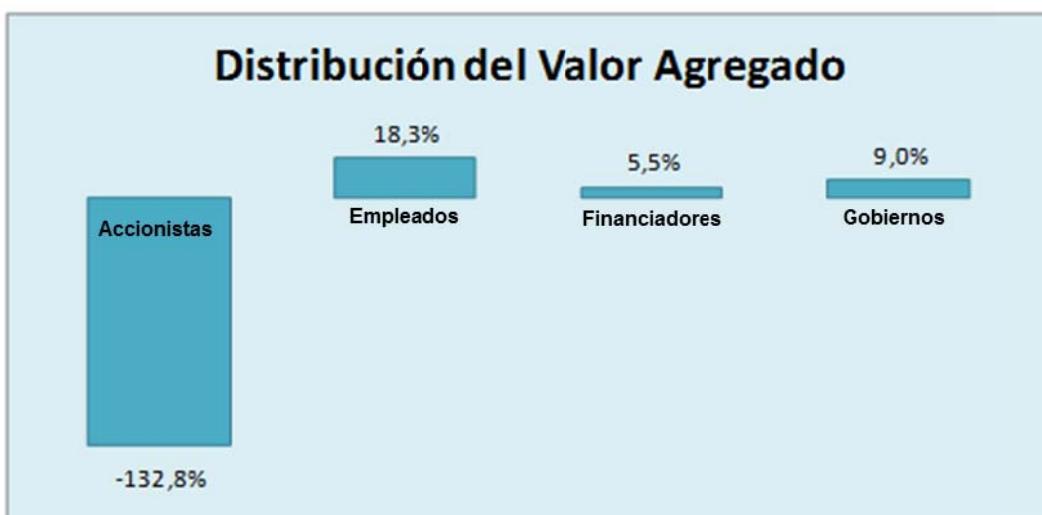
El endeudamiento bruto consolidado, que incluye los intereses contabilizados y el principal de la deuda con Eletrobras y con instituciones financieras, además de debentures emitidos por la controlada en conjunto, finalizó el ejercicio con R\$ 3.876,2 millones, 38,4% mayor que los R\$ 2.800 millones de 2011.

La deuda neta (financiaciones, préstamos y debentures menos las disponibilidades) presentó al final del año el saldo de R\$ 3.448,6 millones, según se presenta a continuación:

	(R\$ millones)		
	2012	2011	Δ%
Deuda Consolidada			
Corto plazo – moneda nacional	976,7	884,3	10,4%
Largo plazo – moneda nacional	2.899,5	1.915,7	51,4%
Deuda Bruta Total	3.876,2	2.800,0	38,4%
(-) Efectivo y equivalentes de efectivo	427,6	564,0	-24,2%
Deuda neta	3.448,6	2.236,0	54,2%

Valor Agregado

El valor económico generado por la Compañía en 2012, según el estado de situación patrimonial consolidado fue negativo en R\$ 4.023,1 millones, en función de los efectos de la Ley nº 12.783/2013, contra R\$ 4.057,6 millones positivos generados en 2011. Este monto presentado, a pesar de negativo, pudo agregar valor a algunos segmentos de la sociedad, según la siguiente distribución: salarios, cargos y beneficios a los empleados (18,3%); impuestos, tasas y contribuciones a los gobiernos federal, estatales y municipales (9,0%); intereses a los financiadores (5,5%); y compensación de pérdidas por los accionistas (-132,8%).



PARTICIPACIONES SOCIETARIAS

Al 31 de diciembre de 2012, Chesf poseía participaciones minoritarias en las siguientes empresas:

- **STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.**

49% del capital social de SPE STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A., constituida el 27 de octubre de 2003, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500kV Teresina II(PI)/Sobral III(CE)/Fortaleza II(CE), en operación desde enero de 2006, con plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **Integração Transmissora de Energia S.A.**

12% del capital social de SPE Integração Transmissora de Energia S.A., constituida el 20 de diciembre de 2005, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500 KV Colinas/Serra da Mesa II, 3º circuito, en operación desde mayo de 2008, con plazo de concesión de 30(treinta) años.

- **Energética Águas da Pedra S.A.**

24,5% en el capital social de SPE Energética Águas da Pedra S.A., constituida el 3 de abril de 2007, teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Dardanelos, en el Río Aripuanã, situada en Mato Grosso, con potencia de 261 MW, en operación desde agosto de 2011, con plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años.

- **ESBR Participações S.A.**

20% en el capital social de SPE ESBR Participações S.A., constituida el 12 de febrero de 2009, que pasó a tener, a partir de mayo de 2009, la totalidad de las acciones de la empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Jirau, en el Río Madeira, en Porto Velho/ Rondônia, con potencia de 3.750 MW y plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años, habiendo sido vendido el componente de energía de esta ampliación en la Subasta Aneel No. 02/2011. El inicio de operación de su primera unidad está previsto para abril de 2013.

- **Norte Energia S.A.**

15% en el capital social de SPE Norte Energia S. A., constituida el 21 de julio de 2010, teniendo como objeto social la implantación de la Planta Hidroeléctrica Belo Monte, de 11.233,1 MW, en el Río Xingu, en el Estado de Pará y con plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años.

Esta hidroeléctrica se compone de dos casas de fuerza: la principal, denominada Belo Monte, con 18 unidades generadoras de potencia unitaria de 611,1 MW, con turbinas Francis; y la segunda, denominada Pimental, con 6 unidades generadoras de potencia unitaria de 38,85 MW, con turbinas Bulbo. La entrada en operación de la primera unidad generadora de Pimental y Belo Monte, está prevista para febrero de 2015 y marzo de 2016, respectivamente.

- **Pedra Branca S.A.**

49% del capital social de SPE Pedra Branca S.A., constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico Pedra Branca, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **São Pedro do Lago S.A.**

49% del capital social de SPE São Pedro do Lago S.A., constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico São Pedro do Lago, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **Sete Gameleiras S.A.**

49% del capital social de SPE Sete Gameleiras S.A., constituida en octubre de 2010, teniendo como objeto social la implantación del Parque Eólico Sete Gameleiras, de 30 MW, situado en el municipio de Sento Sé, en Bahia, con autorización otorgada con previsión contractual de entrada en operación en enero de 2013 y plazo de duración de 20 años.

- **Manaus Transmissora de Energia S.A.**

19,5% en el capital social de SPE Manaus Transmissora de Energia S.A., constituida el 22 de abril de 2008, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 500 KV Oriximiná/Silves/Lechuga, de la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) 500/138 KV (150 MVA) y de la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) 500/230 KV (1.800 MVA), con inicio de las operaciones previsto para marzo de 2013 y plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **Manaus Construtora Ltda.**

19,5% en el capital de SPE Manaus Construtora Ltda., constituida el 30 de enero de 2009, que tiene como objetivo la construcción, montaje y suministro de materiales, mano de obra y equipos para la línea de transmisión de 500 KV Oriximiná/Silves/Lechuga, CD, la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 KV y la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 KV, entradas de línea e instalaciones vinculadas, como también las demás instalaciones necesarias a las funciones de medición, supervisión, protección, comando, control y telecomunicación, a ser integrada a la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional.

- **Interligação Elétrica do Madeira S.A.**

24,5% en el capital de la SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A., constituida el 18 de diciembre de 2008, que tiene como objeto social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de la línea de transmisión de 600 KV Coletora Porto Velho (RO)/Araraquara 2 (SP), de corriente continua, de la estación rectificadora de corriente alterna para corriente continua 500/600 KV, localizada en la subestación Coletora Porto Velho, con capacidad de 3.150 MW, y de la estación inversora de corriente continua para corriente alterna 600/500 KV, localizada en la subestación Araraquara 2, con capacidad de 2.950 MW, con inicio de las operaciones previsto para abril de 2013 y plazo de concesión de 30 (treinta) años.

- **TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.**

49% en el capital de SPE TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A., constituida el 12 de enero de 2010, que tiene como objetivo social la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente de la Línea de Transmisión São Luiz II/ São Luiz III, de 230 KV, localizada en el Estado de Maranhão, de las subestaciones Pecém II, 500 KV, y Aquiraz II, 230 KV, localizadas en el Estado de Ceará, con inicio de las operaciones previsto para julio de 2013 y plazo de concesión del proyecto de 30 (treinta) años.

- **Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.**

49% en el capital de SPE Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A., constituida el 07 de julio de 2011, que tiene como objetivo la construcción, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la LT Ceará Mirim/João Câmara II, circuito simple, 500 KV, con 64 Km; LT Ceará Mirim/Campina Grande IIII, circuito simple, 500 KV, con 201 Km; LT Ceará Mirim/Extremoz II, circuito simple, 230 KV, con 26 Km; LT Campina Grande III/Campina Grande II, circuito simple, 230 KV, con 8,5 Km; LT Seccionadora João Câmara II/Extremoz/Subestación Ceará Mirim, CS, de 230 KV, con 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 y C2, CS, de 230 KV, con 12,5 km ; Subestación João Câmara II, 500 KV; Subestación Campina Grande III, 500/230 KV; Subestación Ceará Mirim, 500/230 KV, e instalación de transmisión del interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, banco de transformadores 500/138 KV en la Subestación João Câmara II. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años para las instalaciones de transmisión que formarán parte de la Red Básica y de 18 (dieciocho) años para las instalaciones de transmisión del interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG. Inicio de las operaciones previsto para agosto de 2013.

- **Interligação Elétrica Garanhuns S.A.**

49% en el capital de SPE Interligação Elétrica Garanhuns S.A., constituida el 22 de septiembre de 2011, que tiene como objetivo la construcción, montaje operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente LT Luis Gonzaga/Garanhuns, 500 KV, con 224 Km; LT Garanhuns/Campina Grande IIII, 500 KV, con 190 Km; LT Garanhuns/Pau Ferro, 500 KV, con 239 Km; LT Garanhuns/Angelim I, 230 KV, con 13 Km; Subestación Garanhuns, 500/230 KV; Subestación Pau Ferro, 500/230 KV. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años y el inicio de las operaciones está previsto para junio de 2014.

- **Usina de Energia Eólica Junco I S.A.**

49% del capital social de la SPE Usina de Energía Eólica Junco I S.A., proveniente de la Subasta nº 007/2011-ANEEL realizada el 20 de diciembre de 2011, constituida el 14 de marzo de 2012, tiene como objeto social la implantación de la UEE Junco I, de 30 MW, situada en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, en Ceará, con inicio de las operaciones previsto para enero de 2016 y plazo de duración de 20 años.

- **Usina de Energia Eólica Junco II S.A.**

49% del capital social de la SPE Usina de Energía Eólica Junco II S.A., proveniente de la Subasta nº 007/2011-ANEEL realizada el 20 de diciembre de 2011, constituida el 15 de marzo de 2012, tiene como objeto social la implantación de la UEE Junco II, de 30 MW, situada en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, en Ceará, con inicio de las operaciones previsto para enero de 2016 y plazo de duración de 20 años.

- **Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.**

49% del capital social de la SPE Usina de Energía Eólica Caiçara I S.A., proveniente de la Subasta nº 007/2011-ANEEL realizada el 20 de diciembre de 2011, constituida el 12 de marzo de 2012, tiene como objeto social la implantación de la UEE Caiçara I, de 30 MW, situada en el municipio de Cruz, en Ceará, con inicio de las operaciones previsto para enero de 2016 y plazo de duración de 20 años.

- **Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.**

49% del capital social de la SPE Usina de Energía Eólica Caiçara II S.A., proveniente de la Subasta nº 007/2011-ANEEL realizada el 20 de diciembre de 2011, constituida el 13 de marzo de 2012, tiene como objeto social la implantación de la UEE Caiçara II, de 21 MW, situada en el municipio de Cruz, en Ceará, con inicio de las operaciones previsto para enero de 2016 y plazo de duración de 20 años.

RELACIÓN CON LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

La política de Chesf con relación a sus auditores independientes se basa en principios que preservan la independencia de esos profesionales. En cumplimiento a la Instrucción CVM nº 381, del 14/01/2003, la administración informa que sus auditores, PricewaterhouseCoopers Auditores Independientes, durante el ejercicio de 2012, no prestaron otros servicios fuera de los servicios de auditoría de sus estados contables. Los referidos auditores fueron contratados en un único contrato para todas las empresas del Sistema de Eletrobras, por un período de 5 cinco años, iniciando los trabajos en el ejercicio de 2009.

En cumplimiento a la Ley Societaria, los estados contables de Chesf son auditados por auditor independiente, contratado por medio de licitación y aprobado por el Consejo de Administración, con restricción de prestación de otros servicios y con la adopción de turnos a cada período de cinco años.

PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN

Los Programas de Investigación, Desarrollo e Innovación (P&D+I) de Chesf tienen como objetivo su capacitación tecnológica y la promoción de la innovación, para generar nuevos procesos o productos, o el evidente perfeccionamiento de sus características, mediante la ejecución de proyectos de investigación, contratados en las instituciones de investigación y desarrollo.

La Compañía posee dos carteras de proyectos. La primera, que cumple los requisitos de las Leyes nº 9.991/2000 y nº 10.848/2004, cartera Aneel, se enfoca en las necesidades de interés más específico del sistema de producción y transmisión de energía eléctrica, involucrando una gran gama de reconocidas entidades de enseñanza e investigación en el papel de ejecutores de los proyectos. La segunda cartera de proyectos se concentra en asuntos de interés común a las empresas del Sistema Eletrobrás y tiene, como ejecutora, el Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica (*Centro de Pesquisas de Energia Elétrica- Cepel*).

En el ejercicio de 2012, Chesf buscó enfocarse en la contratación de 51 proyectos de investigación, 13 del ciclo 2006/2007, 24 del Programa 2009 y 14 del Programa de P&D+I 2011.1, en acciones volcadas para perfeccionar la gestión de innovación.

Con enfoque en las categorías relacionadas con el desarrollo sustentable se invirtieron: R\$ 3,4 millones en Medio Ambiente; R\$ 2,6 millones en Planificación y Operación; R\$ 1,1 millón en Fuentes Renovables o Alternativas; R\$ 1,0 millón en Supervisión, Control y Protección; y R\$ 1,0 millón en Calidad e Confiabilidad.

En la línea de buscar realizar proyectos de gran envergadura, Chesf, en 2012, participó en el pliego de licitación de Aneel para ejecutar el proyecto estratégico dirigido a introducir la generación de energía eléctrica a partir de Biogás originado por Residuos y efluentes líquidos en la matriz energética brasileña, además de la

participación en el Proyecto de Investigación y Desarrollo de Tecnologías para Líneas de Transmisión en Ultra-Alta Tensión (UAT), cuyos montos representarán una inversión del orden de R\$ 120,0 millones.

El monto de recursos invertidos en 2012, en las carteras arriba mencionadas, fue de aproximadamente R\$ 11,1 millones. Chesf también contribuyó con el Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (FNDCT) y con la financiación de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), con un total de cerca de R\$ 34 millones. Por lo tanto, en total, Chesf invirtió en P&D+I, directa e indirectamente, el significativo importe de cerca de R\$ 45,1 millones.

GESTIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN

El área de TI de Chesf actúa con el firme objetivo de que los procesos y soluciones de automatización funcionen juntos, con una visión integrada. De esa forma, las soluciones de automatización solo se definen y se ejecutan después que se mapean las oportunidades de optimización de los procesos y se identifican todos sus requisitos que, posteriormente, serán traducidos como funciones de la solución de automatización. Eso significa salir del enfoque puramente tecnológico para agregar la visión de mejora de los procesos, como parte de una visión integrada de la organización.

Considerando las exigencias del contexto actual del Sector Eléctrico, las soluciones pasan a desarrollarse y entregarse en el menor periodo de tiempo posible, sin que los parámetros de calidad de los proyectos y servicios queden comprometidos, teniendo en cuenta que la solución contempla la evaluación del costo de implantación, y de apoyo y mantenimiento.

Frente a esas constataciones, el área de TI de Chesf estableció su estrategia para agilizar la entrega de soluciones de TI, a partir de la cual se definieron las siguientes directrices:

- Potencializar resultados con una actuación del propio equipo al conducir la estrategia.
- Considerar la posibilidad de contratar servicios que ataquen los puntos críticos (dificultades) de los procesos.
- Equilibrar el desempeño entre los servicios (explotación) y productos de proyectos (expansión).
- Involucrar al cliente al priorizar las acciones en el desarrollo y decisiones del proyecto.
- Hacer eficiente la gestión de proyectos y de las contrataciones.
- Crear una estructura para apoyar a los gerentes de proyectos al tomar decisiones y superar los retos.
- Contratar servicios especializados para las etapas críticas del ciclo de vida del desarrollo de los sistemas.
- Ampliar las alternativas que se explotarán en la etapa de definición de soluciones de automatización.
- Hacer que se ejecuten de manera eficiente los servicios críticos de la Superintendencia de Tecnología de la Información (STI).
- Apoyar a los involucrados para mitigar los efectos del cambio.
- Monitorear continuamente la implantación de la estrategia de agilización.

Esas directrices se desdoblaron en planes de acción, agrupados en cuatro temas, a saber: Directrices de gestión; Revisión/creación de documentos de referencia; Contratación de servicios; y Definición/revisión de procedimientos operativos. Varias acciones se concluyeron en 2012 y otras se encuentran en curso.

También como consecuencia o de esa estrategia, en 2012, el área de TI de Chesf concluyó 25 proyectos. Ese resultado representa un aumento del 213% en el número de proyectos concluidos con relación al año anterior, relacionados a continuación: Adecuar la estructura de datos del Sistema Integrado de Recursos Humanos (RHSIN) a los modelos del Plan de Carrera y Remuneración (PCR); Automatizar el proceso de seguridad operativa de maniobras (SISRTM); Certificar los ambientes y servicios de alta disponibilidad de la infraestructura computacional de la red corporativa; Consolidar el sistema de gestión de desempeño (SGD); Desarrollar el sintetizador de voz y lector de pantallas; Estructurar el proceso de administración de datos; Implantar fábrica de procesos y requisitos para automatización; Gestionar el nivel de servicio para mantenimiento de sistemas corporativos; Implantar capa de presentación gerencial para la Gestión Chesf; Implantar en la infraestructura de Chesf una solución de subasta de energía - etapa 1; Implantar el GENE (Sistema de Gestión de Negocios de Energía); Implantar el MCPSE (Manual de Control Patrimonial del Sector Eléctrico; Implantar el módulo de recepción y pago de Factura Electrónica (NFe) de servicio en el Sistema de Gestión de Tributos; Implantar sistema de elaboración de proyectos de subestaciones; migrar del Windows 2003 para el Windows 2008; Modelaje y automatización del proceso de emisión de facturas y control de remesas; Optimizar el proceso de transferencia de informaciones, para Aneel, sobre obras de transmisión; Preparar las áreas de negocio considerando una gestión orientada por procesos; Modelar y automatizar el proceso de gestión de prontuario de instalaciones de la NR-10; Revisar la metodología integrada de modelaje

y automatización de procesos de negocio; Revisar el proceso de apropiación de costos de Chesf; Centralizar la infraestructura para la nueva versión del New Wave y SDDP; Actualizar plataforma del ambiente de colaboración; Construir la visión sistémica y cadena de valor; y Construir el mapa de procesos.

GESTIÓN DE PERSONAS

La Compañía cerró el ejercicio de 2012 con un plantel de 5.631 empleados, de los cuales 1.167 son mujeres y 4.464 son hombres, registrando un índice de *turnover* de 0,64%. En el año anterior, ese índice fue de 7,16%, como resultado, principalmente, de la desvinculación de empleados que se acogieron al Plan de Desvinculación Voluntaria Programada 2009-2011 y de la admisión de nuevos empleados, seleccionados en el Concurso Público 2007, vigente hasta 2011.

En 2012, se realizaron los procesos de progresión vertical y horizontal del Plan de Carrera y Remuneración (PCR) y el proceso de promoción de personal del Plan de Cargos y Salarios (PCS), ambos referentes al ciclo 2011. El proceso de progresión vertical y horizontal del PCR tuvo como requisito el resultado de la evaluación del desempeño, que cubrió 5.554 empleados evaluados y 1.810 empleados considerados, lo que representa un 32,59% del total.

En el año 2012, se divulgaron los resultados de la 2^a Encuesta Unificada de Clima Organizacional de las Empresas del Sistema Eletrobras. Chesf alcanzó el Índice de Favorabilidad del 71,18%, aumentando en un 0,21% con relación a la encuesta de 2010.

Beneficios a Empleados

Con el objetivo de mejorar la calidad de vida y el bienestar de sus empleados, Chesf ofrece los siguientes beneficios, según las condiciones establecidas en sus normativas: Asistencia Materno Infantil; Asistencia Educativa; Reembolso de gastos de uniforme y material escolar; Asistencia Educacional Superior para empleados; Atención médica y de enfermería en los centros médicos de la Compañía durante el horario comercial; Plan de Asistencia Patronal, que abarca atención médica y hospitalaria, odontológica y demás servicios de salud; Reembolso de Medicamentos; Ayuda para gafas y lentes; Asistencia a personas con discapacidad; Participación en las ganancias o resultados; Complemento de la ayuda por enfermedad; Ayuda Funeral; Peculio por muerte o invalidez proveniente de accidente de trabajo; Vale Alimentación; Vale Transporte; Seguro de vida en grupo; Previsión Social Privada, a través de la Fundación Chesf de Asistencia y Seguridad Social - Fachesf.

Capacitación y Desarrollo

En conformidad con las tendencias educacionales, y en base a la gestión de personas para la sustentabilidad de su negocio, la Compañía continuó en 2012 reestructurando los procesos educacionales, por medio de la Universidad Corporativa del Sistema Eletrobras (Unise), observando las estrategias empresariales.

El Plan de Educación Corporativa es el plan formal de Chesf que tiene como objetivo ofrecer oportunidades educacionales programadas que contribuyan para el desarrollo de las competencias profesionales, alineadas a las directrices empresariales. Las acciones educacionales pasaron a ser modeladas con enfoque en el desarrollo de las competencias de sus profesionales, observando la configuración de los macroprocesos definidos en el Plan de Carrera y Remuneración (PCR).

Con ello, se creó la oportunidad de efectiva interconexión entre el Plan de Educación Corporativa – PEC, el Sistema de Gestión de Desempeño – SGD y el Plan de Carrera y Remuneración – PCR. De esta forma, se posibilitó también una mejor visualización de las acciones educacionales, integradas con los demás procesos empresariales y de gestión de personas.

La inversión en el desarrollo profesional de los empleados es permanente. El valor total invertido en acciones educativas, en 2011, fue de R\$ 9.075,0 mil, mientras que en 2012, el valor invertido fue de R\$ 6.707,0 mil. De esta forma, la inversión promedio por empleado pasó de R\$ 1.629,70 en 2011 para R\$ 1.198,11 en 2012, lo que representa una disminución del 26,48%.

En 2012, el número de horas de entrenamiento por empleado fue de 64,97, correspondiendo al 3,32% de las horas de trabajo, mientras que en 2011 este número fue de 85,6.

Esas reducciones resultaron de la necesidad de adecuación estratégica de la Empresa, frente a la MP Provisional nº 579/2012.

Salud y Seguridad del Trabajo

A lo largo de 2012, las áreas de Salud y Seguridad del Trabajo implantaron y dieron continuidad a las acciones y programas específicos de prevención, control de riesgo y promoción de salud y calidad de vida de los empleados, mientras trabajaron con el objetivo de tornar eficiente la relación costo x beneficio de sus Programas.

Los Centros de Promoción de Salud (CPS) de la Sede, Salvador y Sobradinho le ofrecieron a los empleados actividades de ejercicios de musculación, gimnasia, baile de salón, gimnasia laboral, fisioterapia, nutrición, masaje y prácticas deportivas, que fueron bien valoradas por los participantes. Son incorporados en dichas actividades por demanda espontánea o por remisión a partir del Examen Médico Periódico, así como a través del Programa de Monitoreo Biopsicosocial (MBPS), que, por medio del equipo multidisciplinario, evalúa y monitorea la salud de los empleados que ejercen actividades peligrosas en las áreas de mantenimiento de líneas, equipos, protección y telecomunicación. Juntas, estas iniciativas promueven la salud, previenen y contribuyen al tratamiento de enfermedades.

La participación de Chesf en los Juegos Sesi abarcó diversas modalidades como natación, fútbol de salón, fútbol máster, voleibol de arena, tenis, tenis de mesa, ajedrez y atletismo. Los empleados - atletas recibieron 57 medallas y 11 trofeos, a nivel de Estado. En la etapa Regional Nordeste, se recibieron 13 medallas y dos trofeos, además de la clasificación para la etapa nacional, en natación y ajedrez, teniendo así la oportunidad de participar en el Mundial de Italia, en natación. En Recife, los empleados participaron en cinco circuitos de carreras de la ciudad, patrocinados por la Empresa. También hubo participación en carreras de calle, en Salvador y Fortaleza.

El programa Disque Viver Bem ofrece atención personalmente y por teléfono a los empleados y a sus familiares, en las áreas psicosocial, financiera y jurídica, mediante una empresa contratada. El programa fue evaluado con 100% de satisfacción por los que utilizaron el servicio. El programa también ofrece servicio de apoyo para casos críticos, cuando algo grave les sucede a varios empleados simultáneamente.

El Programa de Prevención y Tratamiento de Problemas Relacionados con el Alcohol y Otras Drogas continuó con el seguimiento de los casos detectados en todas las regiones, al igual que el Programa de Tratamiento del Tabaquismo continuó ofreciendo oportunidades de mejoría de la salud y el estilo de vida a los empleados.

El Proyecto Gestión del Ausentismo-enfermedad mantuvo el monitoreo de este indicador, finalizando el año 2012 con el valor de 1,65. También con relación al Examen Médico Periódico – EMP, Chesf sobrepasó la meta del 98%, obteniendo el índice del 98,66% de realización. Otros exámenes fueron incluidos en el EMP para los empleados que realizan trabajos en altura – para adecuarse a la NR-35, esos exámenes serán implementados en el EMP 2013.

En noviembre de 2012, se lanzó el ciclo 2012/2013 de la Campaña *Fique Alerta para a Segurança Dez*. Esta Campaña, de carácter permanente y corporativo, pretende fomentar el desarrollo de una cultura de prevención, con enfoque en la Salud y Seguridad en el Trabajo y Bienestar de las personas en todas las áreas de la Empresa. Dos temas principales se enfocaron en este ciclo de la Campaña: Compromiso de los Gestores y Comunicación de Seguridad. A partir del plan de acciones conjunto y consolidado de todas las áreas, se definirán estrategias de acciones, con medidas específicas para alcanzar los objetivos propuestos originalmente.

En 2012 todos los requisitos del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, exigidos por la norma reconocida internacionalmente Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001:2007, se implementaron en la Planta Xingó, lo cual culminó con la certificación de esa planta que cumple, incluso, con requisitos de gobernanza corporativa. Esta conquista es de gran importancia para Chesf y para el Sistema Eletrobras.

El sector de seguridad del trabajo tuvo una participación significativa en el Grupo de Trabajo del Sistema Eletrobras al estandarizar las especificaciones técnicas, actualizaciones e inserción de nuevas tecnologías de Equipos de Protección Individual (EPI), que se aplicarán para prevenir accidentes o enfermedades del trabajo, dando como resultado el Manual de Especificaciones de EPI para el Sistema. La próxima etapa, para 2013, consistirá en realizar la adquisición unificada de los Equipos de Protección Individual para todas las empresas del Sistema.

El sistema de Control de Incidentes y No Conformidades (CIN), se desarrolló e insertó en el Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud del Trabajo (SGSST), en Intranet. Este sistema tiene el objetivo de registrar, clasificar, tratar y monitorear las informaciones obtenidas a partir de incidentes, no conformidades, reclamaciones, oportunidades de mejora, etc., de forma centralizada y concisa, a fin de prever posibles situaciones de riesgo, que puedan ocasionar accidentes de trabajo.

El sector de seguridad del trabajo auxilia el funcionamiento y desarrollo de las acciones de las 22 Comisiones Internas de Prevención de Accidentes de Chesf (Cipas). En 2012, diversas Cipas escogieron como tema la cuestión de la accesibilidad, buscando mejorar las condiciones de trabajo para los empleados, personas con discapacidad, en el ámbito de la Compañía.

La Tasa de Frecuencia Acumulada de Accidentes Típicos con Alejamiento (TFAT) cerró el año por debajo del límite tolerable establecido por la Empresa (valor de 3,27 frente al valor límite de 3,73). Sin embargo, se registró un accidente fatal, en tránsito, de un empleado que se trasladaba hacia una instalación de la Empresa, lo que hizo que la Tasa de Gravedad Acumulada de Accidentes Típicos con Alejamiento (TGAT) excediera el límite establecido (valor de 617 frente al valor límite de 154).

El reconocimiento externo obtenido por el área de Salud, Calidad de Vida y Seguridad en el Trabajo de Chesf, por los trabajos desarrollados, corrobora el alineamiento de la Compañía con las mejores prácticas del mercado en esa área, según se presenta en el tópico “Premios y Reconocimiento” de este Informe.

Respeto a la Diversidad e Igualdad de Género

Chesf tiene el compromiso permanente de crear y mantener un ambiente libre de discriminación de personas por color/raza, etnia, sexo, edad, origen regional, condición económica, social, condición física o mental, orientación política, religiosa o sexual, o por cualquier otra condición. Desde 2006, los empleados que viven con un compañero o compañera del mismo sexo tienen el derecho de incluirlo como dependiente en el plan de salud de la Compañía. Los demás beneficios también están disponibles para empleados con orientación homoafectiva, sin discriminación.

Hace ocho años se implementan acciones para estimular la igualdad de género y raza/color, con impacto tanto en los procesos de gestión de personas como en la comunicación y en otros aspectos de la cultura organizativa. Como reconocimiento por las acciones afirmativas realizadas, la Compañía ya ha recibido dos reconocimientos Pro-igualdad de Género, provenientes de la Secretaría de Políticas de las Mujeres, del Gobierno Federal. Chesf comprende que la visión sobre esa cuestión necesita difundirse en toda la Compañía, de forma que la valorización de la diversidad sea considerada en todos los procesos organizativos que impactan a las personas.

En el ejercicio, la Compañía incorporó la perspectiva de género a los procesos de concurso público y gerenciamiento del desempeño y la perspectiva de género y raza al proceso de asignación de nuevos empleados. Buscando sensibilizar e involucrar más a los empleados en la búsqueda de igualdad, Chesf continuó capacitando en género y raza a los profesionales de áreas estratégicas para la transformación organizativa, realizó una campaña para difundir los Principios de Empoderamiento de las Mujeres, de la ONU Mujeres, produjo y divulgó materiales educativos “Relaciones de Género y Étnico-Raciales X utilización no discriminatoria de las herramientas de gestión”, “Trabajo Productivo y Reproductivo y los Retos para la Igualdad de Género”, “Igualdad de Género y Raza en el Trabajo”, e involucró a los empleados en la elaboración de material con el lanzamiento del Premio “Una mirada creativa a cuestiones de género y étnico-raciales”. Se realizaron conferencias y talleres sobre estos temas y se produjeron y proporcionaron videos para el acceso de todo el público de relaciones.

Chesf cuenta hoy con 192 empleados, personas con discapacidad, en su plantel, de los cuales 37 tienen discapacidad auditiva; 121, discapacidad física; 1, discapacidad intelectual; 1, discapacidad múltiple; 20, discapacidad visual; y 12 personas rehabilitadas por la Seguridad Social.

Manteniendo su compromiso con la accesibilidad e inclusión de las personas con discapacidad, se concibió, por medio del Comité de Accesibilidad e Inclusión, para el 2012-2013, un plan de acciones y medidas específicas, presentado por el Programa Accesibilidad: Estrategia para Inclusión (Proacessi), con el objetivo de garantizar las condiciones necesarias e indispensables para que estos profesionales ejerzan sus actividades laborales y corporativas de forma independiente, autónoma y segura.

Entre las acciones implementadas, previstas en la planificación mencionada, se destacan las siguientes:

- Talleres, conferencias y asesoría realizadas para gestores y técnicos, a fin de consolidar conceptos, aclarar dudas sobre procedimientos, interrelaciones y adecuaciones, además de tecnologías de apoyo requeridas;
- Reuniones de monitoreo realizadas con gestores y empleados, personas con discapacidad, por grupo de singularidad, con el propósito de identificar dificultades y necesidades en el ejercicio laboral, para eliminar posibles obstáculos operativos, barreras en la convivencia, y brindar las tecnologías de apoyo y adecuaciones demandadas;

- Inclusión del tema “*accesibilidad*” en las diversas Semanas Internas de Prevención de Accidentes de Trabajo y Seminarios Interregionales de Comisiones Internas de Prevención de Accidentes;
- Producción del video de instrucción “*Reconociendo y Valorando la Diversidad*”, presentando testimonios de empleados, personas con discapacidad, sobre sus singularidades y convivencia en el ambiente organizativo;
- Presentación del Programa de Accesibilidad (Proacessi), como caso de éxito de asignación de empleos para personas con discapacidad en seminarios externos;
- Mantenimiento de los diagnósticos y adecuaciones de las inaccesibilidades físicas, ambientales, de mobiliarios, de información y de comunicación en el ambiente de la Compañía.

PROVEEDORES

La Compañía promueve, periódicamente, la actualización de sus proveedores sobre los procedimientos utilizados para la contratación y la gestión de los contratos. Actúa también en el sentido de fortalecer la alianza y mejorar la calidad de los servicios y productos. A tal efecto, se realizó, en Recife, en el año 2012, el “Encuentro de Chesf con sus Proveedores”. Los requisitos de sustentabilidad, responsabilidad socioambiental, ética y cuestiones de diversidad, género y raza son enfatizados en conferencias específicas que se incluyen en la programación de los eventos.

En los procesos de selección y contratación de sus proveedores, las áreas de suministro de Chesf han incluido criterios sociales y ambientales específicos, que buscan cumplir los preceptos de sustentabilidad y conformidad legal, exigiendo que los proveedores adopten estándares éticos y de responsabilidad socioambiental compatibles con los que practica, por medio de directrices que establezcan principios y normas de conducta empresarial esperados en sus relaciones y compartiendo compromisos asumidos. Para ello, la contratación del suministro de bienes y servicios exige, entre otros requisitos, especialmente el cumplimiento de la no utilización del trabajo infantil y el no sometimiento de los profesionales contratados a trabajos en condiciones degradantes.

El Sistema de Suministro incorporó en su Planificación Empresarial, acciones correspondientes a la adopción de buenas prácticas de Sustentabilidad en la Cadena de Suministro, con el objetivo, incluso, de promover las evaluaciones relativas al Sistema de Gestión de Desempeño. Para el primer ciclo, trató de la Sustentabilidad en las contrataciones de bienes y servicios y, como producto, se generó un Informe Técnico sobre Buenas Prácticas corrientes de Sustentabilidad en las contrataciones para los Sistemas de Transmisión y Generación de Chesf. Para el segundo ciclo, se emitió el Informe sobre Buenas Prácticas corrientes de Sustentabilidad para Administración de Contratos de los Sistemas de Transmisión y de Generación de Chesf.

RELACIÓN CON LAS COMUNIDADES

Chesf entiende como inversión social la transferencia voluntaria de recursos en forma planificada, sistemática y monitoreada, para proyectos sociales de interés público, o sea, es la contribución dirigida a atender las necesidades y prioridades de la comunidad, con enfoque en la transformación de la realidad social y ha invertido en las áreas de educación, capacitación y difusión del conocimiento; generación de trabajo y rendimientos, y desarrollo regional; así como promoción de la salud y ciudadanía. Los proyectos se escogen a través del análisis de los beneficios que se proporcionarán a la comunidad atendida.

La práctica de acciones en el área de Responsabilidad Social contribuye a la construcción de una sociedad más justa y sustentable, promueve la reducción de las desigualdades sociales, aumenta la motivación de los empleados, promueve el reconocimiento y fidelidad del público-cliente, además de contribuir a valorizar la imagen de Chesf y sus productos. La mayoría de los programas y proyectos sociales que la Compañía apoya se encuentran situados en el entorno de sus negocios y beneficiara miles de personas de comunidades necesitadas. En 2012, se invirtieron R\$ 26.7 millones, en el área, beneficiando a más de 100 mil personas.

En el área de educación, capacitación y difusión del conocimiento se brindó apoyo a 12 proyectos que beneficiaron a más de 3.000 personas, entre niños, jóvenes y familiares de bajos ingresos. Ocho proyectos tienen como objetivo complementar la enseñanza formal y desarrollar acciones socioeducativas, y el resultado obtenido ha sido la mejoría del desempeño en las áreas de lenguaje oral y escrito; de las relaciones interpersonales; la capacitación para el manejo de la computadora; la capacitación en diversas actividades deportivas, culturales y pedagógicas; el acceso universitario; la orientación profesional; el apoyo psicosocial; la mayor integración con las familias; la interiorización de principios éticos y la valorización del medio ambiente. La Compañía continuó apoyando el proyecto Somos Todos Aprendices, que trajo como resultado la capacitación en cursos de formación básica y la calificación para el mercado de trabajo de 44 jóvenes con Informe de la Administración 2012

déficit de inteligencia, debido al Síndrome de Down. Otro proyecto apoyado por Chesf consistió en la implementación de dos Telecentros, lo cual trajo como resultado la inclusión digital de los moradores de los municipios de Itapajé y Milagres, en el Estado de Ceará. Existe también el proyecto de construcción del Centro de Educación Ambiental de Semi-árido en el Estado de Pernambuco (PE), que consiste en la implementación de un centro de educación ambiental dirigida a acciones educativas en el área del medioambiente y de formación para ciudadanía y responsabilidad social que atenderá a más de 1.700 beneficiados por año, moradores del municipio de Ibimirim en la región de la Cuenca de Jatobá, PE.

Con el objetivo de la generación de trabajo y rendimientos, así como del desarrollo regional se dio respaldo a siete proyectos sociales. Los proyectos Vientos del Cambio y Educación Profesional de Jóvenes y Adultos han beneficiado a más de 400 personas, entre jóvenes y adultos, y traen como resultado el crecimiento individual y colectivo, la inclusión social y profesional, el aumento de la renta, la mejora de la educación, la capacitación profesional y la inserción en el mercado de trabajo local. En Olindina (BA), se firmó un convenio con el ayuntamiento para la construcción de un relleno sanitario, constando de toda la infraestructura complementaria típica de un relleno sanitario de Residuos Sólidos Urbanos (RSU), lo cual va a beneficiar a toda la población del municipio. Los proyectos de Huertos Comunitarios, realizados en Teresina (PI) y en el municipio de Salvador (BA), además de los beneficios proporcionados a la población, mediante la generación de renta, también evitan acciones de quema y vandalismo, por realizarse debajo de las líneas de transmisión de Chesf.

Otros dos grandes proyectos apoyados por Chesf y ejecutados por Embrapa, que han traído una significativa mejora a sus beneficiados en términos de generación de empleo y rendimientos, y desarrollo regional, son: el proyecto Lago de Sobradinho, que promueve acciones para productores agropecuarios y pescadores que viven en el entorno de la represa de Sobradinho (BA), el cual contempla la implementación de campos de aprendizaje tecnológico y entrenamiento; y el proyecto Buena Esperanza (Boa Esperança), que promueve alternativas tecnológicas para el desarrollo sustentable de las comunidades rurales situadas en el entorno del depósito de la planta Boa Esperança (atendiendo municipios de los Estados de Piauí y Maranhão) y contempla el desarrollo y mejoramiento de los sistemas de producción agrícola y animal familiar; desarrollo y mejoramiento de agroindustrias; yacciones de meliponicultura, pesca y piscicultura.

Con relación a la promoción de la salud, Chesf apoya proyectos y promueve diversas acciones sociales, proporcionando una mejora de la calidad de vida y salud a los beneficiados. Por medio del proyecto social Salud Para Todos, Chesf mantiene un centro ambulatorio a fin de atender familias necesitadas que se encuentran en situación de riesgo o abandono de la comunidad de Muribeca, en Jaboatão dos Guararapes (PE) y, debido a la calidad de la atención del mismo y a la falta de otros locales, la atención se extendió también a las comunidades de Jardim Muribeca y de la Integración/Extensión, también en Jaboatão dos Guararapes, atendiendo un promedio de 1.300 personas al mes.

Además de los proyectos citados, las unidades regionales y la sede de Chesf llevaron a cabo diversas acciones tales como Ferias de Salud, Educación y Ciudadanía, Conferencia de Salud y Seguridad, Acción y Ciudadanía, las cuales beneficiaron a cerca de 2.000 personas, con diversas actividades, como orientación sobre salud bucal, talleres educativos y recreativo, educación alimentaria, atención con consultas y exámenes médicos (clínica general, ginecología y pediatría), atención odontológica (profilaxis, salud bucal y extracciones), mediciones diversas (presión arterial, glicemia, peso/altura, IMC etc.), aplicación de vacunas, pruebas de agudeza visual, cortes de cabello, conferencia sobre DST, recreación con público infantil y distribución de meriendas.

El tema Ciudadanía es bastante amplio y, a través de este, Chesf dio continuidad a tres proyectos sociales: El proyecto social Era Una Vez, que trabaja el tema explotación y abuso sexual de niños y adolescentes y promueve el empoderamiento de la Comunidad de Vietnã, barrio de Bongi, Recife (PE), para prácticas preventivas contra este tipo de violencia; El proyecto social Fazendinha, que contempla la urbanización de 22 bloques de alojamientos en 132 casas populares para que estas sean entregadas a los moradores de la Comunidad de Nossa Senhora das Graças, en Piranhas (AL); y el proyecto social Dignificación del Anciano Necesitado, que asegura los servicios de atención psicosocial, recreación, salud y nutrición a 25 ancianos mantenidos en la Institución Abrigo Cristo Redentor, en Jaboatão dos Guararapes (PE).

Además de esos proyectos, se efectuaron diversas acciones sociales que beneficiaron a más de 1.000 personas, entre las cuales citamos la realización de Conferencias y campañas promoviendo la concientización y educación sobre diversos temas como el Combate al Abuso y Explotación Sexual, Campaña contra el abuso y explotación sexual de niños y adolescentes, la Campaña de empoderamiento de las mujeres, con la divulgación de los "Principios de empoderamiento de las Mujeres" para toda la casa (sede y regionales), la Campaña 16 Días de Activismo por el Fin de la Violencia contra la Mujer. Chesf también apoyó la implantación de consejos municipales en 15 municipios en el entorno de Paulo Afonso (Bahia - BA), el Campeonato Regional Nordeste de Baloncesto en Silla de Ruedas, que fomentó la participación del baloncesto en silla de ruedas del

Estado de Bahía en las competencias deportivas, la Cesión de un vehículo para uso de la Comisaría Especial de Atención a la Mujer (DEAM), la realización de Visitas pedagógicas de niños a las instalaciones de Chesf, en Paulo Afonso (BA), la recaudación y donación de 3.031 kg de papel usado a la Asociación de Reciclaje de Paulo Afonso – ARPA, acciones de “Recaudación de Juguetes para niños” y “Alimentos e ítems de higiene personal y limpieza para los afectados por la sequía en Pernambuco”, y recaudación de alimentos para la Campaña Navidad sin hambre”, Acción Social Nota 10 en Solidaridad, con recaudación de facturas (notas de venta) para donación a las entidades inscritas en el programa “Todos con la Nota”. También se realizó, en la sede de la Compañía, la 3^a Semana de Responsabilidad Social, con el objetivo de mostrar a los empleados los resultados obtenidos por los beneficiarios de proyectos sociales apoyados por Chesf y la donación, mediante Incentivos Fiscales del Fondo de la Infancia y el Adolescente (FIA), del valor de R\$ 1.275.500,00, al Instituto del Hígado de Pernambuco.

Chesf coordina proyectos para el desarrollo regional, alineados con programas sociales del Gobierno Federal. En 2012, el Programa Luz para Todos realizó 60.131 llamadas que beneficiaron 300.655 personas en el Nordeste Geoeléctrico.

La Compañía mantiene en Paulo Afonso el Hospital Nair Alves de Souza, en convenio con el SUS (Sistema Único de Salud), que atiende a la población de 22 ciudades de cuatro estados del Nordeste (Alagoas, Bahía, Pernambuco y Sergipe). En el ejercicio de 2012, fueron atendidas 93.701 personas.

Chesf posee 22 Cipas, instituidas en localidades donde existen oficinas de la Compañía. En 2012, todas las Cipas realizaron diversas acciones que llegaron a sobrepasar las actividades de prevención específicas de esas comisiones. Se realizaron acciones con vistas al aumento de la accesibilidad y la mejoría de las condiciones de trabajo para los empleados de Chesf, personas con discapacidad, los cuales necesitan condiciones específicas para desarrollar bien sus actividades y todo su potencial. Entre otras acciones, se destacan:

- Campañas de donación de sangre;
- Inspecciones de seguridad en todas las regionales;
- Campañas de tránsito para el aumento de la seguridad; Campañas para el fortalecimiento de la cultura de seguridad en la Compañía, como: los Pilares de la Seguridad y el Alfabeto de la Seguridad;
- Divulgación de diversos informes y campañas sobre seguridad: accidentes con las manos, uso abusivo del alcohol, aislamiento y aterramiento de áreas bajo intervención, posturas correctas, riesgos eléctricos, entre otros.

RESPONSABILIDAD AMBIENTAL

Chesf ha adoptado significativas medidas para el cumplimiento de los requisitos exigidos para mantener la calidad, la integridad, la preservación y conservación de los ecosistemas en las áreas de su alcance. En el dominio de su Política Ambiental y en conformidad con su Misión, la Compañía se ha direccionado por Principios que demuestran su preocupación con los asuntos socioambientales. En ese aspecto, se destacan el principio del Uso Sustentable de Recursos energéticos que tiene como base explotar las potencialidades de recursos energéticos locales y regionales cumpliendo los principios del desarrollo sustentable y el Principio de la Gestión Ambiental, que se fundamenta en la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental integrado a los demás Sistemas de Gestión Empresarial de la Compañía. De esta forma, con el objetivo de cumplir las acciones planificadas para el ejercicio de 2012, Chesf destinó recursos financieros del orden de R\$ 18,2 millones a programas cuyo objetivo es la ecosustentabilidad. En estos programas están incluidos, además de las acciones para la preservación y conservación del ambiente, el mantenimiento y el rescate cultural de comunidades y de sus actividades tradicionales.

Chesf dio continuidad a la implementación del Plan de Acción Socioambiental (PAS) en el Complejo Paulo Afonso, conceptuado como un proceso de gestión para mediar en conflictos, fortalecer consensos y contribuir a la formación de la ciudadanía, capaz de construir una nueva forma de ver la importancia de las raíces culturales de las poblaciones, el valor de la preservación de los procesos ecológicos y la conservación de los recursos naturales como base para asegurar la sustentabilidad; Ibama lo reconoció como proyecto modelo de educación ambiental en hidroeléctricas en Brasil.

Las Campañas de Combate a las Quemas en plantaciones de caña de azúcar tuvieron continuidad en 2012, en los estados de Pernambuco y Alagoas, habiendo más de 1.000 km de líneas de transmisión involucradas. Estas acciones cuentan con la alianza de instituciones y empresas de los Estados de Pernambuco y Alagoas.

En Alagoas hubo una reducción, de 14 interrupciones en 2011, a cinco en 2012, lo cual representa una disminución del 70% con relación al historial.

Se dio continuidad a las Campañas de Educomunicación, centradas en la cuestión de vandalismo en aisladores, siendo trabajados, en 2012, un total de 400 km de líneas de transmisión de las Gerencias Regionales Norte y Paulo Afonso. Esta acción ha promovido una significativa reducción de interrupciones por acciones de vandalismo.

En 2012, se firmó el contrato para el Servicio de Recomposición del Bosque de Ribera en Baixo São Francisco y Tributario, yendo desde Paulo Afonso (BA) hasta la desembocadura del río São Francisco, con una previsión de siembra de 300.000 mudas desde 2013 hasta 2016.

Con relación a los ecosistemas acuáticos, se firmó el contrato de Inventario de los Ecosistemas Acuáticos de Parnaíba, con programas de Inventario, Limnología y Calidad de Agua, Ictiofauna, Monitoreo de Macrofitas Acuáticas, cuyo inicio está previsto para 2013.

El Programa de Recuperación de Áreas Degradadas se realizó en los negocios de Sobradinho, Itaparica, Boa Esperança, Complexo de Paulo Afonso y Xingó, cubriendo un área aproximada de 390 ha. El Programa de Procesos Erosivos, por su parte, se llevó a cabo en Paulo Afonso, habiéndose realizado la contención y el monitoreo en un área de aproximadamente 21 ha. En Itaparica y Sobradinho se efectuaron el diagnóstico y la elaboración del proyecto ejecutivo para la recuperación de aproximadamente 35 ha. Para Boa Esperança, se hizo el diagnóstico y está en elaboración el proyecto ejecutivo para la recuperación de aproximadamente 74 puntos erosivos.

En Xingó, se realizó el Programa de Monitoreo de la Flora y la Fauna. El estudio florístico y fitosociológico llevado a cabo en el área de influencia de UHE Xingó ha tenido hasta el momento 2.662 individuos inventariados, pertenecientes a 47 especies. En los estudios, se identificaron 18 familias, además de otras cinco en proceso de identificación, lo que aumentó el registro de la diversidad florística para la región. El estudio de la fauna encontró nueve especies de mamíferos en común con el EIA/Rima de la Planta UHE Xingó. Para herpetofauna, fueron encontradas 11 especies de anfibios más con relación a EIA/Rima. En el caso de los reptiles, en lo cuantitativo, las especies del área - tomando en consideración la revisión bibliográfica, Estudio de Impacto Ambiental y el estudio actual – alcanzan hoy un total de 47 especies. En cuanto a la avifauna, se registró la existencia de 92 especies de aves en común con EIA. En este estudio, también se abordaron datos ecológicos y se identificaron las especies bioindicadoras, en peligro de extinción, de interés económico, endémicas, dispersoras y polinizadoras.

En el área de gestión ambiental, se destacó, en 2012, la elaboración de una planificación para la implementación del Sistema de Gestión Ambiental de la Planta UHE Paulo Afonso IV, buscando la certificación ISO 14.001.

A fin de mejorar los procesos de gestión ambiental, el Parque Tecnológico de Campina Grande fue contratado para desarrollar el proyecto de P&D+I "Sistema de Gestión Ambiental con Respaldo de Datos Geoespaciales, Multimedia y Dispositivos Móviles", el cual tendrá una duración de 30 meses.

Chesf liquidó en 2012 la compensación ambiental de UHE Xingó, depositando en cuenta específica de compensación ambiental del Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad (ICMBIO), el valor de R\$ 3.649.642,34, correspondiente al monto debido por actualización monetaria.

Respecto a las licencias ambientales, se obtuvieron las renovaciones de las Licencias de Operación de UTE Camaçari, del Depósito de Guarda Temporal de Ascarel en el área de Chesf, en el municipio alagoano de Delmiro Gouveia y del Depósito de Guarda Temporal de Ascarelen el municipio pernambucano de Abreu y Lima.

Atendiendo a las condiciones para la Renovación de la Licencia de Operación (RLO) de UTE Camaçari, se realizó el monitoreo de los efluentes de la red de drenaje, se elaboró el Inventario de Emisiones Atmosféricas y se dio continuidad al Programa de Gestión de Residuos Sólidos. Este programa incluyó la realización de una campaña de concientización para la recogida selectiva y la mejora en el sistema de registro de los datos cuantitativos de residuos generados por el negocio.

Con relación al manejo de residuos peligrosos, se efectuó el destino final, ambientalmente adecuada, de 14.172 kg, referentes a 13.772 kg de baterías de plomo-ácido, y 400 kg de pilas y baterías portátiles inservibles, estas últimas arrojadas por los empleados, en colectores dispuestos en la Sede y Unidades Regionales de Chesf.

Para cumplir con las normas técnicas ambientales, se efectuó una Auditoría Ambiental en el Programa de Gestión de Residuos Sólidos (PGRA) de la Central Generadora Eólica - CGE Casa Nova. En esa ocasión, Chesf brindó apoyo técnico al consorcio constructor en la consolidación del programa, además de participar regularmente en la fiscalización de los servicios ambientales para la implementación de la CGE Casa Nova.

El Programa Medio Ambiente en la Empresa (MAE) realizó, en la Gerencia Regional Norte, el 1º Entrenamiento sobre Cuestiones Ambientales, donde 30 entrenados recibieron informaciones sobre temas escogidos en encuesta de opinión previa. En la sede de Chesf se realizó la 2º Fiesta Luau del Programa MAE, acción que une el talento artístico del chesfi anoy la temática ambiental. La Comunicación Ambiental de MAE divulgó para toda la Compañía 75 notas en el boletín informativo interno CER, 11 acciones sustentables de chesfianos, en el “Cuente Su Práctica”, 18 artículos en el “Para Pensar y Actuar” y 08 llamados ambientales en los Paneles Electrónicos de la sede.

Otro hecho destacado fue la ampliación del canal de comunicación sobre las cuestiones socioambientales, entre Chesf y sus públicos, con la implementación y mantenimiento de la dirección electrónica meioambiente@chesf.gov.br en el sitio corporativo, cuando se registraron en el período 133 demandas.

En el área de transmisión, Chesf obtuvo siete Licencias Previas, seis Licencias de Instalación y ocho Licencias de Operación, entre otras autorizaciones y permisos, destacándose los negocios localizados en el Complejo Industrial y Portuario de Suape, en el Estado de Pernambuco, en función de la importancia de los negocios electrointensivos que se instalarán en la región, a corto y mediano plazos, al igual que la implementación de una refinería de petróleo y de astilleros.

PROGRAMA DEL REASENTAMIENTO DE ITAPARICA

Los fondos invertidos directamente en esta acción fueron de R\$ 105,4 millones (73,2% de lo presupuestado) destinados a obras, servicios, adquisiciones de equipos, asistencia técnica rural, apoyo a la producción agrícola de los reasentados, programas ambientales, además de los procesos de regularización de los terrenos de las áreas adquiridas.

Continúa la implantación del Proyecto Irrigado Jusante (Glória/BA), con la conclusión por parte de Coelba de las obras de la red de distribución de 13,8 kV e inicio de las obras de la LT de 69 kV y de la Subestación de 69 kV- Jusante, necesarias para el suministro de energía al proyecto. Al final del año se inició la movilización de la constructora contratada para la implementación de la última fase del perímetro, referente a las redes de distribución y del sistema parcelario de irrigación de parcelas para explotación agrícola.

En cuanto a la regularización de los terrenos, solamente la relacionada con la adquisición de los inmuebles destinados al proyecto Jusante tuvo curso normal, ya que el proceso referente a Icó/Mandantes (Petrolândia/PE) aún depende de juicio de una acción de expropiación, que, a su vez, aguarda la certificación de georreferenciación del área por parte del Instituto Nacional de Colonización y Reforma Agraria (Incra); y la titularidad de las tierras del Proyecto Pedra Branca está obstaculizada por un proceso administrativo presentado por la Fundación Nacional del Indio (Funai) para que parte del área sea declarada Territorio Indígena Tumbalalá.

En el año 2012 se registra el envío, efectuado por Funai al Ministerio de Justicia, de una propuesta para la demarcación de aquel territorio indígena (TI), con pedido de expedición de una Ordenanza declaratoria confirmando el área del TI, incluyendo cerca del 30% del área que integra el Proyecto Pedra Branca, en cuyo proceso Chesf viene actuando en la esfera administrativa a fin de obtener revisión de aquella propuesta de demarcación.

En este campo, también ocurrió la reintegración de áreas, con remoción de 43 invasores en las áreas de los Proyectos Jusante, Icó/Mandantes y Apolônio Sales, y se resolvieron sus casos de compensación financiera con el pago de las indemnizaciones y la firma de los acuerdos de transacción extrajudicial relativos a aquellos beneficiarios; en cuanto al Programa de recomposición de renta familiar, se indemnizó a seis familias de agricultores, cuyos lotes presentaron, de manera parcial, restricciones a la explotación irrigada, y se dio curso a los procedimientos relativos a los procesos contenciosos presentados por personas que se consideran con derecho a los beneficios del Reasentamiento de Itaparica.

En la esfera ambiental, se renovaron las licencias de operación de los proyectos irrigados que están ubicados en el lado pernambucano. En el área del proyecto Jusante, se llevó a cabo el monitoreo y orientación de la supresión vegetal para aquella obra, con el procedimiento de ahuyentar y rescatar la fauna, y con el recupero de las áreas degradadas del proyecto; también se actualizaron los estudios ambientales a fin de obtener licencia para los proyectos irrigados de Rodelas y Pedra Branca, y se dio inicio al diagnóstico, mapeo y elaboración de proyecto ejecutivo para la contención de los procesos erosivos en el entorno del depósito de Itaparica.

Respecto a la cooperación Codevasf/Chesf, para la administración de los perímetros irrigados, se efectuaron ajustes a fin de optimizar los costos, así como se iniciaron las tratativas para redefinir el papel de cada participante, y, principalmente, evaluar el proceso de costeo y cobro de tarifa por el suministro de agua a los irrigantes, así como para reducir las áreas de sombreo causadas por la permanencia de dos entes vinculados al Gobierno Federal actuando en la misma área, con cargos institucionales y legales distintos. El actual acuerdo de cooperación culminará en marzo de 2013, debiendo las alternativas ahora estudiadas ser implementadas luego de esa fecha.

En este momento, se busca una mayor participación del Gobierno Federal, através de Codevasf, de modo que pueda vislumbrarse, en un horizonte próximo, la desvinculación de Chesf del proceso de gestión y costeo de aquellos negocios hidroagrícolas.

CULTURA

En 2012, Chesf se destacó como una de las mayores empresas patrocinadoras de la cultura en todo el País. Fueron 128 los proyectos apoyados por la Compañía, de los cuales fueron 83 en el área cultural, 30 científico-técnicos y 15 deportivos, totalizando una inversión de R\$ 16,7 millones. Campus Party Recife, la Muestra Internacional de Música en Olinda (Mimo), en Pernambuco; el Festival Ibero-American de Cine, en Ceará; la Conexión Felipe Camarão, en Rio Grande do Norte; el espectáculo escénico Desaparición de la Santa (Sumiço da Santa), en Bahia; y la película Gonzaga – De Padre para Hijo, son algunas de las acciones de expresiva repercusión. Además de incentivar la generación de empleo y renta, al destinar recursos a producciones culturales en todo el territorio nacional, Chesf eleva el nivel que tiene el papel de la cultura, dando a esta la misma dimensión de las agendas política, económica y social de Brasil.

PREMIOS Y RECONOCIMIENTOS

En 2012, Chesf recibió los siguientes premios y reconocimientos:

- Certificado de Promoción de la Diversidad Étnico-Racial – Categoría Compromiso, otorgado por la Secretaría Municipal de Reparación de la Municipalidad de Salvador;
- Certificación de la Planta UHE Xingó, en base a la norma internacional Occupational Health and Safety Assessment Series – OHSAS 18.001: 2007;
- Recertificación del Programa Viver Bem, dirigido a las prácticas de gestión para promover la salud y el bienestar de los empleados, por medio del Premio Nacional de Calidad de Vida (PNQV), promovido por la Asociación Brasileña de Calidad de Vida (ABQV);
- Premiación de empleados, en diversas prácticas deportivas, en los Juegos de Sesi, con 13 trofeos y 30 medallas de oro, 32 de plata y 15 de bronce, distribuidas en las etapas Estatal, Regional Nordeste y Nacional, y participación en el Mundial de Natación en Italia;
- Quedó entre las tres más innovadoras en el uso de TI, en el sector de *utilities*, en premiación de IT Mídia;
- 1^a colocada entre las 337 instituciones públicas federales en investigación sobre Gobierno de TI, realizada por la Secretaría de Fiscalización de TI del Tribunal de Cuentas del Gobierno Federal. Este resultado representa una mejora de cerca de 40% con relación a la última investigación realizada, en 2010.

INFORMACIONES DE NATURALEZA SOCIAL Y AMBIENTAL

Los principales indicadores que representan la responsabilidad corporativa y socioambiental de Chesf, tomando como base el Balance Social consolidado, se muestran a continuación:

INFORMACIONES DE NATURALEZA SOCIAL Y AMBIENTAL consolidado

				(Valores expresados em miles de reales)		
	En 2012:	(4.023.075)	En 2011:		4.057.597	
1 - Generación y Distribución de Riqueza						
Distribución del Valor Agregado	9,0% go bierno	18,3% empleados	37,2% go bierno	16,5% empleados		
El Estado del Valor Agregado - DVA se presenta, íntegro, en el conjunto de los Estados Contables.	-132,8% accionistas	5,5% financiadores	38,4% accionistas	7,9% financiadores		
2 - RECURSOS HUMANOS	En 2012:		En 2011:			
2.1 - Remuneración						
Nómina de pagos bruta (FPB)	542.825		486.935			
- Empleados	534.371		481.236			
- Administradores	8.455		5.699			
Relación entre la mayor y la menor remuneración:						
- Empleados	33,7		33,8			
- Administradores	1,1		1,0			
2.2 - Beneficios Concedidos	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre FPB	% sobre RL
Cargas Sociales	192.613	35,5%	2,9%	181.814	37,3%	3,3%
Alimentación	49.720	9,2%	0,7%	48.979	10,1%	0,9%
Transporte	843	0,2%	0,0%	808	0,2%	0,0%
Previsión privada	42.945	7,9%	0,6%	11.577	2,4%	0,2%
Salud	68.083	12,5%	10%	61.488	12,6%	1,1%
Seguridad y medicina del trabajo	3.449	0,6%	0,0%	3.156	0,6%	0,1%
Educación y Guardería Infantil	119.36	2,2%	0,2%	10.276	2,1%	0,2%
Cultura	0	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Capacitación y desarrollo profesional	3.598	0,7%	0,1%	9.101	1,9%	0,2%
Otros	44	0,0%	0,0%	0	0,0%	0,0%
Total	372.931	68,7%	5,6%	327.198	67,2%	5,9%
2.3 - Composición del Personal						
Nº de empleados al final del ejercicio	5.761		5.770			
Nº de admisiones	55		431			
Nº de despidos	61		387			
Nº de pasantes al final del ejercicio	109		0			
Nº de empleados portadores de necesidades especiales al final del ejercicio	193		190			
Nº de prestadores de servicios subcontratados al final del ejercicio	14		12			
Nº de empleados por sexo:						
- Masculino	4.557		4.560			
- Femenino	1.204		1.210			
Nº de empleados por grupo de edades:						
- Menores de 18 años	-		0			
- De 18 a 35 años	1.033		1.166			
- De 36 a 60 años	4.013		4.057			
- Más de 60 años	715		546			
Nº de empleados por nivel de escolaridad:						
- Analfabetos	-		0			
- Con enseñanza primaria	847		840			
- Con enseñanza media	992		1.021			
- Con enseñanza técnica	1.605		1.603			
- Con enseñanza superior	2.088		2.084			
- Posgraduados	229		221			
Porcentaje de ocupantes de cargos de jefatura, por sexo:						
- Masculino	82,0%		82,5%			
- Femenino	18,0%		17,5%			
2.4 - Contingencias y Pasivos Laborales:						
Nº de procesos laborales presentados contra la entidad	864		925			
Nº de procesos laborales considerados procedentes	405		446			
Nº de procesos laborales considerados improcedentes	44		76			
Valor total de indemnizaciones y multas pagadas por determinación de la justicia	33.905		0			
3 - Interacción de la Entidad con el Ambiente Externo	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
3.1 - Relación con la comunidad						
Total de las inversiones en:						
Educación	2.588	0,0%	0,0%	5.204	0,3%	0,1%
Cultura	16.853	-0,3%	0,3%	17.558	1,0%	0,3%
Salud e infraestructura	27.628	-0,4%	0,4%	25.026	1,4%	0,4%
Deporte y recreación	711	0,0%	0,0%	1512	0,1%	0,0%
Alimentación	219	0,0%	0,0%	133	0,0%	0,0%
Generación de trabajo y renta	3.706	-0,1%	0,1%	4.960	0,3%	0,1%
Reasentamiento de familias	105.394	-16%	16%	119.107	6,6%	2,1%
Total de las inversiones	157.099	-2,4%	2,4%	173.500	9,6%	3,1%
Tributos (excluidas cargas sociales)	(466.132)	7,3%	-7,0%	754.327	41,7%	13,5%
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	240.074	-3,7%	3,6%	224.374	12,4%	4,0%
Total - Relación con la comunidad	(68.959)	1,1%	-1,0%	1.152.201	63,6%	20,6%
3.2 - Interacción con los Proveedores	Se exigen controles sobre:			Riesgos ambientales, condiciones ambientales de trabajo, control médico de salud ambiental, práctica de trabajo nocturno o insalubre de menores de 18 años.		
Criterios de responsabilidad social utilizados para la selección de sus proveedores						

4 - Interacción con el Medio Ambiente	En 2012			En 2011		
	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL	Valor (mil)	% sobre RO	% sobre RL
Inversiones y gastos con mantenimiento en los procesos operativos para la mejoría del medio ambiente	8,079	-0.1%	0.1%	5,436	0.3%	0.1%
Inversiones y gastos con la preservación y/o recuperación de ambientes degradados	22,869	-0.4%	0.3%	1,546	0.1%	0.0%
Inversiones y gastos con la educación ambiental para empleados, subcontratados, autónomos y administradores de la entidad	896	0.0%	0.0%	587	0.0%	0.0%
Inversiones y gastos con educación ambiental para la comunidad	2,561	0.0%	0.0%	362	0.0%	0.0%
Inversiones y gastos con otros proyectos ambientales	9,459	-0.1%	0.1%	16,183	0.9%	0.3%
Cantidad de procesos ambientales, administrativos y judiciales presentados contra la entidad	2	0.0%	0.0%	-	0.0%	0.0%
Valor de las multas y las indemnizaciones relativas a la materia ambiental, determinadas administrativa y/o judicialmente	2,000	0.0%	0.0%	153	0.0%	0.0%
Pasivos y contingencias ambientales	22	0.0%	0.0%	1240	0.1%	0.0%
Total da Interação com o meio ambiente	45,886	-0.7%	0.7%	25,507	1.4%	0.5%
5 - Otras informaciones		2012			2011	
Ingreso Neto (RL)			6,660,383			5,582,392
Resultado Operativo (RO)			(6,415,340)			1,811,028

Recife, 26 de marzo de 2013

El Directorio

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)		Consolidado (IFRS y BRGAAP)		
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	
ACTIVO						
ACTIVO CORRIENTE						
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	94.745	268.638	427.647	564.024	
Títulos y valores mobiliarios	7	229.018	917.439	319.923	917.439	
Clientes	8	734.810	745.277	741.615	752.450	
Valores a cobrar - Ley nº 12.783/2013	9	4.736.747	-	4.736.747	-	
Tributos y contribuciones sociales	10	177.508	12.898	200.041	21.964	
Prendas y depósitos vinculados	12	11.003	11.003	13.653	36.297	
Existencias en almacén	11	85.380	85.098	85.380	85.098	
Activo financiero – concesiones de servicio público	13	77.023	258.455	199.991	332.222	
Otros	14	175.362	189.734	211.016	204.381	
		6.321.596	2.488.542	6.936.013	2.913.875	
ACTIVO NO CORRIENTE						
Realizable a Largo Plazo						
Clientes	8	19.571	-	19.571	-	
Valores a cobrar - Ley nº 12.783/2013	9	2.719.769	-	2.719.769	-	
Títulos y valores mobiliarios	7	4.308	5.173	4.463	5.173	
Tributos y contribuciones sociales	10	1.857.298	566.303	1.992.800	660.150	
Prendas y depósitos vinculados	12	482.794	295.785	490.065	302.423	
Activo financiero – concesiones de servicio público	13	2.599.705	5.813.526	4.091.985	6.768.014	
Otros	14	57.906	40.697	54.812	53.888	
		7.741.351	6.721.484	9.373.465	7.789.648	
Inversiones	15	2.250.456	1.408.698	90.764	79.516	
Bienes de uso	16	1.371.394	11.173.867	5.086.435	13.263.521	
Intangibles	17	29.458	29.566	77.258	72.124	
		11.392.659	19.333.615	14.627.922	21.204.809	
TOTAL DEL ACTIVO		17.714.255	21.822.157	21.563.935	24.118.684	

Las notas explicativas forman parte integral de estos estados contables.

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)		Consolidado (IFRS y BRGAAP)		
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO						
PASIVO CORRIENTE						
Proveedores	18	321.729	370.788	557.832	562.558	
Tributos y contribuciones sociales	19	115.895	220.996	185.296	231.765	
Financiaciones y préstamos	20	71.017	329.699	976.650	778.842	
Debentures	21	-	-	-	105.492	
Remuneración a los accionistas	36	41	299.328	41	299.328	
Obligaciones estimadas	22	134.787	126.443	136.942	127.019	
Beneficios posempiego	24	2.523	109.063	2.523	109.063	
Otras provisiones operativas		106.461	102.451	106.461	102.451	
Cargos (gastos) del sector		201.408	162.554	203.584	164.385	
Otros	23	<u>67.789</u>	<u>77.317</u>	<u>79.156</u>	<u>83.292</u>	
		<u>1.021.650</u>	<u>1.798.639</u>	<u>2.248.485</u>	<u>2.564.195</u>	
PASIVO NO CORRIENTE						
Tributos y contribuciones sociales	19	67.797	81.113	134.070	110.016	
Financiaciones y préstamos	20	398.087	462.149	2.887.198	1.915.691	
Beneficios posempiego	24	705.788	272.497	705.788	272.497	
Cargos (gastos) del sector		151.718	167.190	151.718	167.190	
Provisiones para contingencias	25	1.388.685	923.549	1.389.660	924.508	
Provisión contrato oneroso	26	2.303.556	-	2.303.556	-	
Concesiones a pagar - Uso del Bien Público	27	-	-	45.509	41.641	
Adelanto para futuro aumento de capital	28	-	1.293.000	-	1.293.000	
Debentures	21	-	-	12.364	-	
Otros	23	<u>5.515</u>	<u>5.382</u>	<u>14.128</u>	<u>11.308</u>	
		<u>5.021.146</u>	<u>3.204.880</u>	<u>7.643.991</u>	<u>4.735.851</u>	
PATRIMONIO NETO						
Capital social	30	9.753.953	7.720.760	9.753.953	7.720.760	
Reservas de capital	30	4.916.199	4.916.199	4.916.199	4.916.199	
Reservas de resultados	30	-	3.841.698	-	3.841.698	
Dividendos adicionales propuestos	30	-	897.877	-	897.877	
Otros resultados extensivos	30	(805.879)	(557.896)	(805.879)	(557.896)	
Pérdidas acumuladas		<u>(2.192.814)</u>	<u>-</u>	<u>(2.192.814)</u>	<u>-</u>	
		<u>11.671.459</u>	<u>16.818.638</u>	<u>11.671.459</u>	<u>16.818.638</u>	
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO NETO		<u>17.714.255</u>	<u>21.822.157</u>	<u>21.563.935</u>	<u>24.118.684</u>	

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

ESTADO DE RESULTADOS DE LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (IFRS y BRGAAP)	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2011
INGRESO OPERATIVO NETO	31	5.996.028	5.118.487	6.660.383
COSTO DE EXPLOTACIÓN	33			
Costo con energía eléctrica				
Energía eléctrica comprada para reventa		(19.058)	(7.635)	(19.058)
Cargos por uso de la red de transmisión		(867.885)	(805.270)	(867.885)
Costo de operación				
Personal, material y servicios de terceros		(407.887)	(390.416)	(413.493)
Combustibles para la producción de energía		(2.522)	(4.793)	(2.522)
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos		(240.074)	(224.374)	(240.074)
Depreciación y amortización		(339.815)	(342.778)	(339.877)
Contrato oneroso - Jirau		(711.375)	-	(711.375)
Otros		12.942	13.799	10.743
		(2.575.674)	(1.761.467)	(2.583.541)
				(1.765.277)
COSTO DEL SERVICIO PRESTADO A TERCEROS	33	(5.371)	(2.838)	(5.408)
COSTO DE CONSTRUCCIÓN	33	(603.420)	(581.089)	(1.132.025)
RESULTADO OPERATIVO BRUTO		2.811.563	2.773.093	2.939.409
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	33	(1.278.418)	(1.019.269)	(1.299.451)
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		1.533.145	1.753.824	1.639.958
				1.825.940
RESULTADO DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL PROPORCIONAL	15	46.521	58.813	14.524
RESULTADO FINANCIERO	34	216.261	(11.524)	175.420
		1.795.927	1.801.113	1.829.902
		(8.245.242)	-	(8.245.242)
RESULTADO OPERATIVO ANTES DE LA LEY N° 12.783/2013				1.811.028
Efectos de la Ley n° 12.783/2013				-
RESULTADO OPERATIVO LUEGO DE LA LEY N° 12.783/2013		(6.449.315)	1.801.113	(6.415.340)
Impuesto a las ganancias y contribución social		-	(570.107)	(16.600)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos		1.107.078	10.296	1.082.219
Incentivos fiscales	35	925	312.843	8.409
RESULTADO (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO		(5.341.312)	1.554.145	(5.341.312)
Resultado (pérdida) básica por acción (R\$)	37	(95,54)	30,14	(95,54)
Resultado (pérdida) diluida por acción (R\$)	37	(95,54)	28,03	(95,54)
				30,14
				28,03

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

ESTADO DE RESULTADOS COMPLETO DE LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
 (valores expresados en miles de reales)

	Controlante y Consolidado (BRGAAP)	31/12/2012	31/12/2011
	Notas	(5.341.312)	1.554.145
Resultado (pérdida) neta del ejercicio			
Otros componentes del resultado completo			
Participación en el resultado completo de controladas	30	(231)	3.719
Resultado actuarial con beneficios posemplo	30	(500.466)	(229.033)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	30	252.714	34.927
Otros componentes del resultado completo del ejercicio		(247.983)	(190.387)
Total del resultado completo del ejercicio		(5.589.295)	1.363.758

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO
(valores expresados en miles de reales)

	CAPITAL SUSCRITO/ REALIZADO	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE RESULTADOS					DIVIDENDOS ADICIONALES PROPUESTOS	OTROS RESULTADOS COMPLETOS	GANANCIAS/ PÉRDIDAS ACUMULADAS	TOTAL
SALDO AL 31/12/2010	7.720.760	4.916.199	446.532	439.822	8.179	3.503.626	380.357	168.195	(367.509)	-	17.216.161
Realización de reservas de resultados	-	-	(17.933)	-	-	-	-	-	-	17.933	-
Participación en el resultado completo de controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	3.719	-	3.719
Resultado actuarial con beneficios posempiego	-	-	-	-	-	-	-	-	(194.106)	-	(194.106)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.554.145	1.554.145
Distribución:											
Reserva legal	-	-	-	62.064	-	-	-	-	-	(62.064)	-
Dividendos mínimos - nota 36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299.294)	(299.294)
Dividendos adicionales propuestos – nota 36	-	-	-	-	-	-	-	897.877	-	(897.877)	-
Aprobación de dividendos adicionales por la AGO	-	-	-	-	-	(1.293.792)	-	(168.195)	-	-	(1.461.987)
Reserva para incentivos fiscales (*)	-	-	-	-	-	-	312.843	-	-	(312.843)	-
SALDO AL 31/12/2011	7.720.760	4.916.199	428.599	501.886	8.179	2.209.834	693.200	897.877	(557.896)	-	16.818.638
Aumento de capital	2.033.193	-	-	-	-	-	(693.200)	-	-	-	1.339.993
Participación en el resultado completo de controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	(231)	-	(231)
Resultado actuarial con beneficios posempiego	-	-	-	-	-	-	-	-	(247.752)	-	(247.752)
Pérdida neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.341.312)	(5.341.312)
Reserva de incentivos fiscales	-	-	-	-	-	-	925	-	-	(925)	-
Distribución:											
Aprobación de dividendos adicionales por la AGO	-	-	-	-	-	-	-	(897.877)	-	-	(897.877)
Compensación de pérdida del ejercicio 2012	-	-	(428.599)	(501.886)	(8.179)	(2.209.834)	(925)	-	-	3.149.423	-
SALDO AL 31/12/2012	9.753.953	4.916.199	-	-	-	-	-	-	(805.879)	(2.192.814)	11.671.459

(*) El componente del resultado neto del ejercicio proveniente de incentivos fiscales fue destinado a la constitución de la reserva de resultados denominada Reserva de incentivos fiscales, según se establece en el art. 195-A de la Ley nº 6.404/1976, incluido por la Ley nº 11.638/2007.

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DE LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(valores expresados en miles de reales)

	Notas	Controlante (BRGAAP)		Consolidado (IFRS y BRGAAP)	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Actividades operativas					
Resultado (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y contribución social		(6.449.315)	1.801.113	(6.415.340)	1.811.028
Gastos (Ingresos) que no afectan el efectivo:					
Depreciación y amortización		408.878	418.008	409.203	418.138
Variaciones monetaria y cambiaria (netas)		(9.777)	(20.191)	(3.287)	(8.434)
Participación patrimonial proporcional	15	(46.521)	(58.813)	(14.524)	(18.604)
Provisión por contingencias		209.193	158.839	209.193	158.839
Otras provisiones operativas		106.461	102.451	106.461	102.451
Provisión por créditos de liquidación dudosa		81.287	17.115	81.287	17.115
Beneficios posempiego – ajuste actuarial		30.651	(44.101)	30.651	(44.101)
Actualización de prendas y depósitos vinculados		(16.869)	(10.523)	(16.869)	(10.523)
Actualización de títulos de la deuda agraria (TDA)		(206)	(249)	(206)	(249)
Ingresos financieros – Activo financiero		(684.098)	(617.491)	(807.833)	(702.196)
Pérdidas bienes de uso Ley nº 12.783/13		4.091.507	-	4.091.507	-
Pérdidas activo financiero - Ley nº 12.783/13		2.161.420	-	2.161.420	-
Provisión contrato oneroso		2.303.556	-	2.303.556	-
Provisión por impairment		400.135	-	400.135	-
Actualización de valores a cobrar - Ley nº 12.783/2013		(203.231)	-	(203.231)	-
Cargos financieros		40.276	65.375	63.293	78.883
Actualización de dividendos		70.144	179.130	70.144	179.130
Incentivo a la desvinculación de personal		-	(53.355)	-	(53.355)
Otras		-	-	-	(2)
		2.493.491	1.937.308	2.465.560	1.928.120
Cargos financieros pagados a accionistas y otras partes relacionadas		(8.875)	(10.616)	(8.875)	(10.616)
Pagos a la entidad de previsión privada		(204.362)	(152.385)	(204.374)	(152.388)
Cargos financieros pagados a instituciones financieras y otras		(42.171)	(51.855)	(52.434)	(63.737)
Pago de impuesto a las ganancias y contribución social		(260.074)	(336.338)	(264.689)	(341.583)
Pago de participaciones en los beneficios o resultados		(102.451)	(91.241)	(102.613)	(91.372)
Depósitos vinculados a litigios		(167.846)	(43.977)	(172.028)	(41.980)
Variedades en los Activos y Pasivos					
Clientes		(90.391)	94.583	(90.023)	95.728
Existencias		(282)	6.465	(282)	6.465
Tributos y contribuciones sociales		46.769	11.488	50.137	(13.623)
Adelantos a empleados		14.583	(2.276)	14.480	(2.475)
Prendas y depósitos vinculados		(2.294)	14.274	23.899	30.969
Servicios en curso		(8.086)	(11.602)	(10.651)	(12.439)
Proveedores		(49.059)	102.196	(4.726)	202.249
Compensación ambiental		(13.640)	-	(13.640)	-
Obligaciones estimadas		8.344	4.989	9.923	5.416
Cargos del sector		23.382	27.908	23.729	28.178
Provisión por contingencias		255.943	16.545	255.959	16.545
Otros activos y pasivos operativos		(2.147)	14.579	17.506	(19.484)
		(602.657)	(407.263)	(528.702)	(364.147)
Total de las actividades operativas		1.890.834	1.530.045	1.936.858	1.563.973
Actividades de inversiones					
Inversiones en Bienes de Uso e Intangibles		(774.325)	(580.915)	(2.401.180)	(1.596.620)
Realización del Activo financiero – Concesiones de servicio público		330.771	221.602	(132.488)	(69.269)
Participaciones societarias permanentes		(817.456)	(596.639)	-	-
Dividendos		28.639	26.291	4.618	-
Títulos y valores mobiliarios		689.286	48.097	598.226	48.097
Bienes de Uso e Intangibles Dados de Baja		12.331	4.188	12.347	4.937
Otros		-	-	(241)	(183)
		(530.754)	(877.376)	(1.918.718)	(1.613.038)
Actividades de financiación					
Recursos recibidos de accionistas y partes relacionadas		46.993	1.293.000	46.993	1.293.000
Financiaciones y préstamos obtenidos		4.741	138.732	1.448.672	783.787
Pagos de financiaciones y préstamos		(318.417)	(42.798)	(324.880)	(53.235)
Remuneración pagada a los accionistas		(1.267.290)	(2.072.362)	(1.267.290)	(2.072.362)
Debentures		-	-	(93.128)	105.492
Otros		-	-	35.116	58.414
		(1.533.973)	(683.428)	(154.517)	115.096
TOTAL DE LOS EFECTOS EN EL EFECTIVO		(173.893)	(30.759)	(136.377)	66.031
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio		268.638	299.397	564.024	497.993
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio		94.745	268.638	427.647	564.024
VARIACIÓN EN EL EFECTIVO		(173.893)	(30.759)	(136.377)	66.031

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

ESTADO DE VALOR AGREGADO DE LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011
(valores expresados en miles de reales)

Notas	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011 (Reclasificado)	31/12/2012	31/12/2011 (Reclasificado)
GENERACIÓN DEL VALOR AGREGADO				
Ingresos				
Venta de energía eléctrica, transmisión y	7.001.333	6.031.251	7.672.762	6.500.322
Provisión para créditos de liquidación dudosa	(81.287)	(17.115)	(81.287)	(17.115)
Pérdidas – Clientes	(26.591)	(24.367)	(26.591)	(24.367)
	6.893.455	5.989.769	7.564.884	6.458.840
(-) Insumos adquiridos de terceros				
Material	26.782	29.113	27.363	29.743
Combustibles para la producción de energía	2.522	4.793	2.522	4.793
Servicio de terceros	192.444	189.754	203.009	199.872
Energía eléctrica comprada para reventa	19.058	7.635	19.058	7.635
Cargos por uso de la red de transmisión	867.885	805.270	867.885	805.270
Costo de construcción	603.420	581.089	1.132.025	943.268
Pérdidas en la realización de activos Ley nº 12.783/13	6.252.927	-	6.252.927	-
Provisión por impairment	400.135	-	400.135	-
Provisión contrato oneroso	2.303.556	-	2.303.556	-
Otros	410.447	268.546	413.401	276.668
	11.079.176	1.886.200	11.621.881	2.267.249
(=) Valor Agregado Bruto	(4.185.721)	4.103.569	(4.056.997)	4.191.591
(-) Retenciones				
Cuotas de reintegración (Depreciación y Amortización)	408.878	418.008	409.203	418.138
(=) Valor Agregado Neto	(4.594.599)	3.685.561	(4.466.200)	3.773.453
(+) Valor agregado transferido				
Resultado de participación patrimonial proporcional	46.521	58.813	14.524	18.604
Dividendos e intereses sobre el capital propio	8.130	6.678	8.130	6.678
Alquileres	71	95	71	95
Actualización de valores a cobrar - Ley nº 12.783/2013	203.231	-	203.231	-
Ingresos financieros	211.910	251.059	217.169	258.767
	469.863	316.645	443.125	284.144
(=) Valor Agregado a Distribuir	(4.124.736)	4.002.206	(4.023.075)	4.057.597
DISTRIBUCIÓN DEL VALOR AGREGADO				
Personal				
Salarios/beneficios/FGTS	697.134	628.732	707.387	636.874
Honorarios del directorio	2.569	2.474	3.629	3.111
Provisiones por contingencias laborales/ indemnizaciones laborales	23.562	30.777	23.562	30.777
	723.265	661.983	734.578	670.762
Gobiernos:				
Cargas sociales vinculadas a la nómina de pago	152.770	143.621	154.406	144.190
Tributos netos de incentivos fiscales	(496.284)	739.029	(458.362)	752.062
Cargos del sector	32	664.033	611.514	666.972
	320.519	1.494.164	363.016	614.159
32				1.510.411
Financiadores:				
Cargos financieros, variación monetaria y otros:				
Eletrobras	78.295	188.115	78.295	188.115
Otros financiadores	73.483	80.593	119.587	110.295
Alquileres	21.014	23.206	22.761	23.869
	172.792	291.914	220.643	322.279
Accionistas:				
Dividendos mínimos propuestos	37	-	299.294	-
Dividendos adicionales propuestos	37	-	897.877	-
Resultados retenidos		-	356.974	-
Pérdida del ejercicio		(5.341.312)	-	(5.341.312)
	(5.341.312)	1.554.145	(5.341.312)	1.554.145
	(4.124.736)	4.002.206	(4.023.075)	4.057.597

Las notas explicativas adjuntas forman parte de los estados contables.

NOTAS EXPLICATIVAS A LOS ESTADOS CONTABLES**AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y 2011**

(valores expresados en miles de reales, excepto cuando se indique de otra forma)

1 - OPERACIONES

La Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, con sede en la Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, en la ciudad de Recife, capital del Estado de Pernambuco, es una empresa de economía mixta de capital abierto, controlada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, creada por el Decreto-Ley n° 8031/1945, con operaciones iniciadas el 15/03/1948. Tiene como actividades principales la generación y transmisión de energía eléctrica, actuando en todo el territorio nacional, y teniendo hoy como principales compradoras las regiones Sudeste y Nordeste.

Las operaciones de la Compañía, en la actividad de generación de energía, cuentan con 14 plantas hidroeléctricas y 1 planta termoeléctrica, con una potencia instalada de 10.615 MW y, en la actividad de transmisión de energía, el sistema está compuesto por 110 subestaciones (considerando en este total la subestación Sapeaçu, localizada en el Recôncavo Baiano, con relación a la cual Chesf tiene contrato de cesión de uso) y por 18.973,8 quilómetros de líneas de alta tensión.

Además del parque de generación y los sistemas de transmisión propios, antes mencionados, la Compañía participa, en sociedad con otras empresas, en la construcción y explotación de plantas de generación hidráulica y de generación eólica que tendrán capacidades instaladas de 15.244,1 MW y 201,0 MW, cuya participación en la Compañía equivale a 2.498,9 MW y 98,5 MW, respectivamente. La Compañía también participa en negocios de transmisión compuestos por 1.241 km de líneas de transmisión, que están en funcionamiento, y 4.074 km de líneas de transmisión, que se encuentran en construcción.

A partir del 1 de marzo de 1999, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, sociedad civil de derecho privado, sin fines de lucro, con funcionamiento autorizado por la Resolución n° 351/1998, de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), asumió el control y la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN. En este contexto, las plantas y la red básica de transmisión de la Compañía están bajo la coordinación operacional, supervisión y control de la referida sociedad.

2 - DE LAS CONCESIONES

2.1 - Controlante

La Compañía tiene las siguientes concesiones:

• Generación

CONCESIONES	Río	Potencia Instalada (MW)	Capacidad Utilizada en 2012 (MW medio/año)	Fecha de la Concesión/Permiso	Fecha de Vencimiento
PLANTAS					
Hidroeléctricas					
Paulo Afonso I	São Francisco	180,001	35,929	03/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso II	São Francisco	443,000	31,511	03/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso III	São Francisco	794,200	357,989	03/10/1945	31/12/2042
Paulo Afonso IV	São Francisco	2.462,400	1.457,453	03/10/1945	31/12/2042
Apolônio Sales (Moxotó)	São Francisco	400,000	104,341	03/10/1945	31/12/2042
Luiz Gonzaga (Itaparica)	São Francisco	1.479,600	910,912	03/10/1945	31/12/2042
Xingó	São Francisco	3.162,000	2.198,836	03/10/1945	31/12/2042
Piloto	São Francisco	2,000	-	16/02/1949	07/07/2015
Araras	Acaraú	4,000	-	29/08/1958	07/07/2015
Funil	de Contas	30,000	4,111	25/08/1961	31/12/2042
Pedra	de Contas	20,007	0,205	25/08/1961	31/12/2042
Boa Esperança (Castelo Branco)	Parnaíba	237,300	130,039	11/10/1965	31/12/2042
Sobradinho	São Francisco	1.050,300	472,200	10/02/1972	09/02/2022
Curemas	Piancó	3,520	0,809	26/11/1974	25/11/2024
Termoeléctrica					
Camaçari	-	346,803	0,743	11/08/1977	10/08/2027

Eólica

La Compañía venció la Subasta Aneel de fuentes alternativas nº 007/2010, para el Parque Eólico Casa Nova, a ser instalado en el municipio de Casa Nova, en el Estado de Bahia, con capacidad de 180 MW, donde la Licencia de Instalación para iniciar la obra fue concedida el 18 de mayo de 2012, mediante la Norma Administrativa INEMA nº 2.656, de la Secretaría del Medio Ambiente del Estado de Bahia.

Nota: Capacidad Utilizada corresponde a la generación promedio, en MW, en el período.

Con la emisión de la Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783, del 11 de enero de 2013, parte de estas plantas, objeto del contrato de concesión nº 006/2004, y parte de las instalaciones de transmisión, a continuación, objeto del contrato de concesión nº 061/2001, se prorrogaron a partir de las enmiendas a esos contratos, firmadas el 05 de diciembre de 2012, con nuevas condiciones, según nota 2.3.

• Transmisión

CONCESIONES		Fecha de la Concesión	Fecha de Vencimiento
SISTEMA DE TRANSMISIÓN			
Contrato de Concesión nº 061/2001 – Aneel:			
En servicio:			
- 86 subestaciones de transmisión, 15 subestaciones elevadoras y 18.322,0 km de líneas de alta tensión		29/6/2001	31/12/2042
Contratos obtenidos por medio de Subastas de Aneel:			
En servicio:			
- Línea de transmisión Milagres/Tauá (CE), de 230 kV, con extensión de 208,1 km y Subestación Tauá (CE), en 230 kV.		4/3/2005	3/3/2035
- Línea de transmisión Milagres/Coremas (CE/PB), de 230 kV, con extensión de 119,8 km.		4/3/2005	3/3/2035
- Línea de transmisión Paraíso/Açu II (RN), de 230 kV, con extensión de 132,8 km.		14/6/2007	14/6/2037
- Subestación Ibicoara de 500/230 kV(PE)		14/6/2007	14/6/2037
- Línea de transmisión Ibicoara/Brumado (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 94,5 km.		14/6/2007	14/6/2037
- Líneas de transmisión y Paulo Afonso III/Zebu (AL), de 230kV, con extensión de 10,8 km, Línea de transmisión Natal II/Natal III, con 23 km; y Subestaciones Santa Rita II, en 230/69kV (PB); Zebu, en 230/69kV (AL); y Natal III, en 230/69kV (RN).		3/8/2009	3/8/2039
- Línea de transmisión Pirapama/Suape III, con extensión de 30,8 km; y Subestación Suape III, de 23/69 kv (PE)		28/1/2009	28/1/2039
- Línea de transmisión Sapeaçu/Santo Antônio de Jesus (BA), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 32 km.		9/12/2011	9/12/2041
- Subestación Pilões II de 138 kV(PB)		12/7/2010	12/7/2040
- Subestación Camaçari IV de 500 kV(BA)		28/1/2009	28/1/2059
- Subestación Suape II de 500 kV(PE)			
En construcción:			
- Línea de transmisión Funil/Itapebi (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 198 km.		20/4/2007	20/4/2037
- Línea de transmisión Picos/Tauá (PI/CE), de 230 kV, con extensión aproximada de 183 km.		14/6/2007	14/6/2037
- Línea de transmisión Jardim/Penedo (SE/AL), de 230 kV, con extensión aproximada de 110 km.		17/3/2008	17/3/2038
- Línea de transmisión Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 1 (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 144 km y Subestación Teixeira de Freitas II, de 230/138 kV (BA).		16/10/2008	16/10/2038
- Líneas de transmisión Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB), de 230kV, con extensión aproximada de 109 km .		3/8/2009	3/8/2039
- Línea de transmisión Eunápolis/Teixeira de Freitas II, circuito 2 (BA), de 230 kV, con extensión aproximada de 144 km.		3/8/2009	3/8/2039
- Subestación Arapiraca III, de 230/69 kV (AL), y línea de transmisión, de circuito doble, Rio Largo II/Penedo, en 230 kV, con extensión aproximada de 44 km.		6/10/2010	6/10/2040
- Subestación Pólo, de 230/69 kV (BA).		6/10/2010	6/10/2040
- Líneas de transmisión Paraíso/Açu II (RN), de 230 kV, circuito 3, con extensión aproximada de 123 km, Açu/Mossoró II (RN), en 230 kV, circuito 2, con extensión aproximada de 69 km y João Câmara/Extremoz II (RN), en 230 kV, C1, con extensión aproximada de 82 km, Subestación João Câmara, en 230 kV (RN) y Subestación Extremoz II, en 230 kV (RN).		23/11/2010	23/11/2040
- Líneas de transmisión Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA), de 230 kV, C1, con extensión aproximada de 115 km, y Subestación Igaporã, en 230 kV (BA).		23/11/2010	23/11/2040
- Líneas de transmisión Sobral III/Acaráú II (CE), de 230 kV, C2, con extensión aproximada de 97 km, y Subestación Acaráú II, en 230 kV (CE).		23/11/2010	23/11/2040
- Línea de transmisión Paraíso/Lagoa Nova (RN), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 65 km, y Subestación Lagoa Nova, en 230/69 kV (RN).		13/10/2011	13/10/2041
- Subestación Ibiapina, de 230/69 kV (CE).		13/10/2011	13/10/2041
- Línea de transmisión Morro do Chapéu/Irecê (BA), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 65 km, y Subestación Morro do Chapéu, en 230/69 kV (BA).		13/10/2011	13/10/2041

CONCESIONES	Fecha de la Concesión	Fecha de Vencimiento
- Línea de transmisión Teresina II/Teresina III (PI), de 230 kV, de circuito doble, con extensión aproximada de 26 km, y Subestación Teresina III, en 230/69 kV (PI).	9/12/2011	9/12/2041
- Línea de transmisión Recife II/Suape II (PE), de 500 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 44 km.	9/12/2011	9/12/2041
- Línea de transmisión Camaçari IV/Sapeaçu (BA), de 500 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 105 km.	9/12/2011	9/12/2041
- Línea de transmisión Jardim/Nossa Senhora do socorro (SE), de 230 kV, de circuito doble, con extensión aproximada de 1,3 km; Línea de transmisión Messias/Maceió II (AL), en 230 kV, de circuito doble, con extensión aproximada de 20 km; Subestación Nossa Senhora do Socorro, en 230/69 kV (SE) - 300MVA; Subestación Maceió II, en 230/69 kV (AL) - 400MVA.; Subestación Poções II, en 230/138 kV (BA) - 200MVA.	17/4/2012	17/4/2042
- Línea de transmisión Camaçari IV/Pirajá (BA), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 45 km y Línea de transmisión Pituaçu/Pirajá (BA), en 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 5 km.	10/5/2012	10/5/2042
- Subestación Mirueira II, en 230/69 kV (PE) - 300MVA y Subestación Jaboatão II, de 230/69 kV (PE)- 300MVA.	1/6/2012	1/6/2042
- Línea de transmisión Russas/Banabuiú C2 (CE), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 110 km; Línea de transmisión Touros/Ceará Mirim II (RN), en 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 56,17 km; Línea de transmisión Mossoró IV/Mossoró II (RN), en 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 40 km; Subestación Touros, en 230 kV (RN); y Subestación Mossoró IV, en 230 kV (RN).	1/6/2012	1/6/2042
- Línea de transmisión Igaporã III/Pindá II (BA), de 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 46 km; Línea de transmisión Igaporã III/Igaporã II C1 y C2 (BA), en 230 kV, de circuito simple, con extensión aproximada de 2 km cada; Subestación Igaporã III, en 500/230 kV - (6+1) x 250 MVA (BA).	1/6/2012	1/6/2042

La capacidad instalada de las plantas, que es siempre superior a su producción, considera:

- la existencia de períodos, tanto a lo largo del día, como en el horizonte anual, en que ocurren mayor o menor demanda de energía en el sistema para el cual la planta, o el sistema de generación, está dimensionado;
- la existencia de períodos también en que máquinas son retiradas de la operación para la ejecución del mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo;
- que la producción de las plantas hidráulicas depende de la disponibilidad hídrica del río donde está localizada. En períodos de mayor caudal existe la posibilidad de elevar la generación, como también puede haber la necesidad de su reducción durante los períodos de escasez de agua, como ocurre en los períodos de racionamiento de energía eléctrica.

La producción de las plantas del Sistema Chesf es función de la Planificación y Programación de la Operación Electrónica, con horizontes y detalles que van desde el nivel anual hasta el nivel diario y horario, elaborados por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico - ONS, que define la cantidad y el origen de la generación necesaria para cumplir los requisitos energéticos del País en forma optimizada, teniendo en cuenta las necesidades del mercado, las disponibilidades hídrica y de máquinas, como también el costo de la generación y la viabilidad de transmisión de esa energía por medio de un complejo sistema que interconecta las diferentes regiones.

2.2 – Controlada en conjunto y Vinculada

La Compañía tiene además, por intermedio de sus controladas en conjunto y vinculada, las siguientes concesiones:

- **Generación Hidráulica**

Plantas	Empresa	Participación de la Compañía	Río	Capacidad en MW	Año de la Concesión	Año de Vencimiento
En servicio:						
UHE Dardanelos	Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	Aripuanã	261,000	2007	2042
En construcción:						
UHE Jirau	ESBR Participações S.A.	20,00%	Madeira	3.750,000	2008	2043
UHE Belo Monte	Norte Energia S.A.	15,00%	Xingu	11.233,100	2010	2045

- **Generación Eólica**

Plantas	Empresa	Participación de la Compañía	Localidad	Capacidad en MW	Año de la Autorización	Año de Vencimiento
En construcción:						
UEE São Pedro do Lago	São Pedro do Lago S.A.	49,00%	São Pedro do Lago (BA)	30,00	2011	2046
UEE Pedra Branca	Pedra Branca S.A.	49,00%	Pedra Branca(BA)	30,00	2011	2046
UEE Sete Gameleiras	Sete Gameleiras S.A.	49,00%	Sete Gameleiras (BA)	30,00	2011	2046
UEE Junco I	UEE Junco I S.A.	49,00%	Jijoca de Jericoacoara (CE)	30,00	2012	2047
UEE Junco II	UEE Junco II S.A.	49,00%	Jijoca de Jericoacoara (CE)	30,00	2012	2047
UEE Caiçara I	UEE Caiçara I S.A.	49,00%	Cruz (CE)	30,00	2012	2047
UEE Caiçara II	UEE Caiçara II S.A.	49,00%	Cruz (CE)	21,00	2012	2047

• Transmisión

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	Empresa	Participación de la Compañía	Año de la Concesión	Año de Vencimiento
En servicio:				
- Línea de transmisión Teresina (PI) / Sobral/ Fortaleza(CE), de 500 kV, con extensión de 546 km.	STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	2004	2034
- Línea de transmisión Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO), de 500 kV, con 695 km.	Integração Transmissora de Energia S.A.	12,00%	2006	2036
En construcción:				
- Línea de Transmisión Oriximiná/Silves CD, de 500 kV, con aproximadamente 335 km de extensión, y Silves/Lexuga, en 500 kV, con aproximadamente 224 km de extensión (PA/AM); subestaciones Silves 500/138 kV y Lechuga 500/230 kV.	Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,50%	2008	2038
- Línea de transmisión Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), nº 01, de CC, +/- 600 kV, con aproximadamente 2.375 km de extensión; Estación Rectificadora nº 02 CA/CC, 500 kV/+- 600kV – 3.150 MW; y Estación Inversora nº 02 CC/CA, +/- 600 kV/ 500kV – 2.950 MW.	Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	2009	2039
- Línea de transmisión São Luiz II/ São Luiz III (MA), en 230 kV, con aproximadamente 156 km de extensión; subestación Pecém II (CE), 500 kV y Aquiraz II (CE), de 230 kV.	TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,00%	2010	2040
- Línea de transmisión Ceará Mirim/ João Câmara II, de 500 kV, con 64 km de extensión; LT Ceará Mirim/Campina Grande III, en 500 kV, con 201 km de extensión; LT Ceará Mirim/Extremoz II, en 230 kV, con 26 km de extensión; LT Campina Grande III/ Campina Grande II, en 230 kV, con 8,5 km; LT Sec. J. Câmara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, con 6 km; SE João Câmara II, en 500 kV, SE Ceará Mirim, de 500/230 kv, y SE Campina Grande III, 500/230 kV; Seccionamiento Campina Grande II/Extremoz II C1/C2, de 230 kv, con 12,5 km.	Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,00%	2011	2041
- Línea de transmisión Luiz Gonzaga/Garanhuns, de 500 kV, con 224 km de extensión; LT Garanhuns/Campina Grande III, de 500 kV, con 190 km de extensión; LT Garanhuns/Pau Ferro, de 500 kV, con 239 km de extensión; LT Garanhuns/Angelim I, con 13 km; SE Garanhuns, 500/230 kV y SE Pau Ferro, 500/230 kV.	Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	2011	2041

2.3 - Prórroga de las concesiones de servicio público de energía eléctrica

a) Descripción de la alteración de la legislación

El 11 de septiembre de 2012, el Gobierno Federal emitió la Medida Provisional nº 579, reglamentada por el Decreto nº 7.805, del 14 de septiembre de 2012, que dispone sobre las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sobre la reducción de los cargos del sector (cargos a pagar del consumidor), sobre los modelos tarifarios, y ofrece otras disposiciones. Las medidas adoptadas por el Gobierno Federal buscan, también, beneficiar a los consumidores de energía eléctrica a través de la reducción de tres componentes tarifarios: costo de generación, costo de transmisión y cargos del sector. Dicha Medida Provisional se convirtió, el 11 de enero de 2013, en la Ley nº 12.783/2013 y pasó a ser reglamentada por el Decreto nº 7.891, del 23 de enero de 2013.

Mediante la citada Ley, el Gobierno pretendió terminar las discusiones de si las concesiones de energía eléctrica, tratadas en los artículos 17, §5º, 19 y 22 de la Ley nº 9.074, del 07 de julio de 1995, cuyos plazos de vencimiento ocurrirían a partir del 2015, podrían prorrogarse por hasta 20 años más, de acuerdo con las condiciones establecidas en la mencionada Ley y en los respectivos Contratos de Concesión, o si dichas concesiones serían licitadas.

Por lo tanto, la Ley nº 12.783/2013, al tratar las prorrogaciones de las concesiones de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, contempladas por los artículos antes relacionados, les impuso nuevas condiciones de prorrogación a las concesionarias, permitiendo la prorrogación por un plazo de hasta 30 años, con la anticipación del vencimiento de esas concesiones y con la firma de Enmiendas a los respectivos Contratos de Concesión con el Poder Concedente estableciendo las nuevas condiciones.

La prorrogación prevista depende de la aceptación expresa de los criterios de remuneración, asignación de la energía y estándares de calidad, que constan en la Ley, estando además prevista la indemnización de los activos aun no amortizados o depreciados de acuerdo con el valor nuevo de reposición (VNR).

Los principales hechos para implementar lo dispuesto en la Medida Provisional nº 579/2012 (actual Ley nº 12.783/2013), se presentan a continuación:

Fecha	Evento
12/09/2012	Publicación de la Medida Provisional nº 579/2012.
17/09/2012	Edición del Decreto de regulación nº 7.805/2012.
15/10/2012	Plazo para que las empresas manifestaran su interés de renovar los contratos de concesión.
01/11/2012	Aprobación de los borradores de las enmiendas a los contratos de concesión de generación y transmisión.
01/11/2012	Publicación de las tarifas de generación y de los ingresos permitidos de transmisión.
04/12/2012	Plazo límite para firmar las enmiendas a los contratos de concesión de generación y transmisión.
11/12/2012	Aprobación de los valores da Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión (TUST).
19/12/2012	Resolución de homologación provisional de las cuotas de energía para las distribuidoras.
01/01/2013	Inicio de validez de los nuevos ingresos permitidos de las transmisoras, TUST y tarifas de las generadoras.
11/01/2013	La Medida Provisional nº 579/2012 se convierte en la Ley nº 12.783/2013.
20/01/2013	Resolución de homologación definitiva de las cuotas de energía para las distribuidoras.
05/02/2013	Revisión tarifaria extraordinaria de las distribuidoras para propiciar la percepción de las tarifas por parte de los consumidores.

El 31 de octubre de 2012, el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicó las Ordenanzas que definieron:

(i) las tarifas iniciales para las plantas hidroeléctricas encuadradas en el art. 1º de la Medida Provisional (Ordenanza nº 578); y

(ii) los ingresos anuales permitidos de las instalaciones integrantes de las concesiones de transmisión encuadradas en el art. 6º de la Medida Provisional (Ordenanza nº 579).

Adicionalmente, el MME y el Ministerio de Hacienda emitieron, el 1º de noviembre de 2012, la Ordenanza Interministerial nº 580, que fijó los valores de las indemnizaciones de los activos de generación y transmisión afectados por la Medida Provisional, teniendo como referencia los precios de junio de 2012 y octubre de 2012, respectivamente. Los valores de indemnización de los activos de generación fueron ajustados el 29 de noviembre de 2012, por medio de la Ordenanza Interministerial nº 602.

Las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no se prorroguen mediante aceptación de las condiciones presentadas por el Poder Concedente, materializadas por la firma de la Enmienda a los actuales contratos de concesión, en virtud de la Ley nº 12.783/2013, se licitarán cuando se termine el plazo actual (2015 – 2017), en la modalidad subasta o licitación, por hasta treinta años.

Impactos en el negocio generación afectados directamente por la Ley nº 12.783/2013

Obtención de indemnización de los activos de generación no amortizados, según los valores definidos en las Ordenanzas nº 580 y nº 602 mencionadas anteriormente. El valor de la indemnización será reajustado por el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) (Artículo 3º de la Ordenanza nº 580 antes mencionada) hasta la fecha de su efectivo pago. Según lo establece el art. 4º de la Ordenanza nº 580, antes mencionada, la Compañía solicitó recibir la indemnización de acuerdo con la siguiente alternativa: 50% al contado, para pagarse en hasta 45 días después de la fecha de firma de la enmienda al contrato de concesión y 50% en cuotas mensuales, para pagarse hasta el vencimiento del contrato de concesión vigente a la fecha de publicación de la respectiva Ordenanza, en ambas considerando la remuneración según el Promedio Móvil Ponderado de Capital (WACC) del 5,59% real al año, contando a partir del primer día del mes de firma de la enmienda al contrato de concesión.

En el Artículo 2º del Decreto nº 7.850, citado anteriormente, hasta el 31 de diciembre de 2013, las concesionarias de generación deberán entregarle a Aneel, en la forma definida por esta institución, las informaciones complementarias (posteriores al Proyecto Básico), necesarias para el cálculo de la parte de las inversiones vinculadas a bienes reversibles efectuadas hasta el 31 de diciembre de 2012, aún no amortizadas o depreciadas. Posteriormente, los valores computados serán objeto, a criterio del Poder Concedente, de indemnización o reconocimiento en la base tarifaria, en ese caso incorporados al haber procesos tarifarios.

Alteración del régimen de precio para tarifa, con revisión tarifaria periódica utilizando los mismos moldes que se aplican hasta ese momento en la actividad de distribución. La tarifa se calculará tomando como base los costos de O&M más la tasa del 10% (empresa eficiente). Además, podrá incluirse en el futuro una parte de activos aún no amortizados o depreciados, siempre que esto sea homologado por Aneel.

Las nuevas inversiones (para repotenciar y expandir) efectuadas a partir del 31 de diciembre de 2012, siempre que se aprueben formalmente, deben contemplarse en tarifas futuras, no estando definido aún su criterio de remuneración.

Asignación de las cuotas de garantía física de energía y de potencia de las plantas hidroeléctricas a las concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a definir por parte de Aneel, que se destinará al mercado regulado.

Reducción o eliminación de los siguientes cargos regulatorios: Reserva Global de Reversión (RGR), Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) y Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC).

Impactos en el negocio transmisión afectados directamente por la Ley nº 12.783/2013

Obtención de indemnización de los activos de transmisión adquiridos después del 31 de mayo de 2000 no amortizados, según los valores definidos en la Ordenanza nº 580 mencionada anteriormente. El valor de la indemnización será reajustado según el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) (Artículo 3º de la Ordenanza nº 580 antes mencionada) hasta la fecha de su efectivo pago. Según lo establece el Artículo 4º de la Ordenanza nº 580, antes mencionada, la Compañía solicitó recibir la indemnización de acuerdo con la siguiente alternativa: 50% al contado, para pagarse en hasta 45 días después de la fecha de firma de la enmienda al contrato de concesión y 50% en cuotas mensuales, para pagarse hasta el vencimiento del contrato de concesión vigente en la fecha de publicación de la respectiva Ordenanza, en ambas considerando la remuneración según el Promedio Móvil Ponderado de Capital (WACC) del 5,59% real al año, contando a partir del primer día del mes de firma de la enmienda al contrato de concesión.

Las concesionarias de transmisión deberán hacer llegar a Aneel las informaciones relativas a los activos adquiridos antes del 31 de mayo de 2000, aún no depreciados o amortizados, necesarias para calcular la indemnización complementaria, en un plazo que el poder concedente definirá, según § 8º del artículo 15 de la Ley nº 12.783/2013, que cuando sea homologada, se pagará en 30 años, actualizada según reglamento.

La tarifa (nuevo Ingreso Anual Permitido – RAP) se calculará de manera que cubra los costos de O&M de la Compañía considerando la remuneración, inicialmente del 10% (empresa eficiente). Adicionalmente, en el futuro podrá incluirse una parte del ingreso para remunerar activos aún no amortizados o depreciados, siempre que sea homologado por Aneel.

Las nuevas inversiones (refuerzos y mejoras) efectuadas después del 31 de diciembre de 2012, siempre que sean aprobadas formalmente, deben contemplarse en tarifas futuras, no estando aún definido su criterio de remuneración.

Eliminación de la Reserva Global de Reversión (RGR) y Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC) y reducción de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) al 25% de la tasa vigente.

b) Informaciones y Decisiones de la Compañía

Chesf posee 14 plantas hidroeléctricas y 1 planta termoeléctrica, llegando a 10.615 MW de capacidad instalada, y su sistema de transmisión totaliza 18.984,4 Km de líneas de alta tensión.

En ese contexto, el 15 de octubre de 2012, la Compañía protocolizó en la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Aneel) la manifestación de su interés en renovar todos sus contratos de concesión, con el objetivo de prorrogar dichos contratos, según lo establece la citada Medida Provisional.

Dicha manifestación era de carácter preliminar, buscando resguardar el derecho de las empresas a la prorrogación, frente al plazo de prescripción previsto en el Decreto nº 7.805/2012. Es un hecho, sin embargo, que los estudios para la decisión final, con relación a la pretensión de que se firmen las prorrogaciones, dependerían de informaciones que solo serían publicadas los días 01 y 29 de noviembre de 2012.

El 1º de noviembre, se divulgaron las Ordenanzas del Ministerio de Minas y Energía nos 578 y 579 y la Ordenanza Interministerial del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Hacienda nº 580, publicadas en edición extraordinaria del Diario Oficial del Gobierno Federal en la misma fecha, referentes a las nuevas tarifas y a los valores de las indemnizaciones que se pagarán a las empresas generadoras y transmisoras de energía eléctrica, con concesiones que se vencen hasta 2017. La Compañía tenía, como plazo límite para evaluar y aceptar las condiciones de indemnización y tarifas, la fecha estipulada por el Poder Concedente para firmar las enmiendas a los contratos de concesión de generación y transmisión, prevista para el 04 de diciembre de 2012.

En virtud de la MP nº 579/2012, las concesiones de generación hidroeléctrica contempladas por el art. 19 de la Ley nº 9.074, del 7 de julio de 1995, podían prorrogarse, a criterio del poder concedente, una única vez, por un plazo de hasta treinta años. La prorrogación dependía de la aceptación expresa de las siguientes condiciones por parte de las concesionarias:

I - remuneración mediante tarifa calculada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL para cada planta hidroeléctrica;

II - Asignación de cuotas de garantía física de energía y de potencia de la planta hidroeléctrica a las concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que Aneel definirá, de acuerdo con el reglamento del poder concedente; y

III - cumplimiento de los estándares de calidad del servicio establecidos por Aneel.

Las concesiones de generación de energía termoeléctrica podían prorrogarse, a criterio del poder concedente, una única vez, por un plazo de hasta veinte años.

Las concesiones de transmisión de energía eléctrica contempladas por el § 5º del art. 17 de la Ley nº 9.074, de 1995, podían prorrogarse, a criterio del poder concedente, una única vez, por un plazo de hasta treinta años. La prorrogación dependía de la aceptación expresa de las siguientes condiciones por parte de las concesionarias:

I - ingreso establecido según los criterios determinados por Aneel; y

III - cumplimiento de los estándares de calidad del servicio establecidos por Aneel.

Quedó establecido que las concesiones de generación y transmisión de energía eléctrica que no se prorrogaran mediante la aceptación de las condiciones presentadas por el Poder Concedente, materializadas por la firma de la enmienda a los actuales contratos de concesión, en virtud de la MP nº 579, se licitarían al concluir el actual plazo (2015), en la modalidad subasta o licitación, por hasta treinta años.

Debido a su importancia, esta cuestión se sometió a la deliberación de la 165ª Asamblea General Extraordinaria, realizada el 03 de diciembre de 2012, que decidió aprobar la prorrogación de los Contratos de Concesión nº 061/2001 (ANEEL) y 006/2004 (ANEEL), en virtud de la Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, alterada por la Medida Provisional nº 591, del 29 de noviembre de 2012, del Decreto nº 7.805, del 14 de septiembre de 2012, de la Ordenanza nº 578/MME, del 31 de octubre de 2012, de la Ordenanza MME nº 579, del 31 de octubre de 2012, de la ordenanza Interministerial nº 580/MME/MF, del 1º de noviembre de 2012 y Ordenanza Interministerial nº 602, del 29 de noviembre de 2012.

La Compañía posee las siguientes concesiones afectadas por la Ley nº 12.783/2013:

- Transmisión – Contrato de Concesión nº 061/2001
- Generación – Contrato de Concesión nº 006/2004:

UHE Paulo Afonso I
 UHE Paulo Afonso II
 UHE Paulo Afonso III
 UHE Paulo Afonso IV
 UHE Apolônio Sales (Moxotó)
 UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)
 UHE Xingó
 UHE Piloto
 UHE Araras
 UHE Funil
 UHE Pedra
 UHE Boa Esperança (Castelo Branco)

Efectos resultantes de la Ley nº 12.783/2013:

- Concesiones de Generación

Proyecto básico

Plantas	Valor Contable Neto	Indemnización PI nº 602, del 29/11/2012	Ganancia / (Pérdida)
Renovadas:			
Paulo Afonso I	290	-	(290)
Paulo Afonso II	-	-	-
Paulo Afonso III	132	-	(132)
Paulo Afonso IV	47.472	360.473	313.001
Apolônio Sales	13.991	84.613	70.622
Luiz Gonzaga	2.159.205	1.730.602	(428.603)
Xingó	3.548.798	2.929.832	(618.966)
Boa Esperança	36.013	72.783	36.770
Pedra	861	-	(861)
Funil	166	-	(166)
No Renovadas:			
Araras	611	-	(611)
Piloto	3	-	(3)
Total	5.807.542	5.178.303	(629.239)

Inversiones después el Proyecto básico

Plantas	Valor Contable Neto	Valor Nuevo de Reposición VNR	Valor por Recibir *
Paulo Afonso I	113.359	92.612	92.612
Paulo Afonso II	107.093	146.660	107.093
Paulo Afonso III	70.418	66.259	66.259
Paulo Afonso IV	62.077	20.832	20.832
Apolônio Sales	43.392	38.250	38.250
Luiz Gonzaga	2.405.478	28.174	28.174
Xingó	1.001.072	15.150	15.150
Boa Esperança	115.492	98.759	98.759
Pedra	13.176	8.067	8.067
Funil	18.531	12.626	12.626
Total	3.950.088	527.389	487.822

* Valores sujetos a homologación de Aneel.

Con relación a los activos indemnizados, existen las siguientes contingencias significativas:

Procesos Judiciales	Planta	Riesgo	Nota Explicativa
Factor K	Xingó	Probable	25
Fondo de Mantenimiento Temporario (VMT)	Itaparica	Probable	25
Poblado de Cabeço	Xingó	Possible	25

- Concesiones de Transmisión:

	Negocios Prorrogados	Negocios Prorrogables (luego de 2017)	Total
Valor Contable (neto) - antes de la Ley 12.783/2013	5.225.287	1.200.023	6.425.310
Indemnización Recibida	(1.587.160)	-	(1.587.160)
Impairment/Provisión	(41.511)	-	(41.511)
Ganancias/Pérdidas	(2.119.911)	-	(2.119.911)
Valor Contable (neto) - luego de la Ley 12.783/2013	1.476.705	1.200.023	2.676.728
Red Básica del Sistema Existente (RBSE) *	1.187.029	-	1.187.029
Red Básica de Nuevas Instalaciones (RBNI)	289.676	1.200.023	1.489.699

* Valores sujetos a homologación de Aneel.

	Negocios Prorrogados	Negocios Prorrogables (luego de 2017)	Total
Ganancia/(pérdida) - Ley 12.783/2013	(2.161.422)	-	(2.161.422)

- Indemnización de los Activos y Resultado Financiero

	Indemnización	Actualización Financiera	Total
Generación	5.178.303	171.485	5.349.789
Transmisión	1.587.160	31.746	1.618.907
Total	6.765.464	203.232	6.968.695

- Impactos de Impairment / Contrato Oneroso

Plantas	Impairment / Contrato Oneroso
Contrato Oneroso:	
Camaçari	(357.043)
Luiz Gonzaga (Itaparica)	(1.018.534)
Complejo Paulo Afonso	(34.107)
Contrato Transmisión 61/2001	(84.139)
Compra de energía	(98.358)
Impairment:	
Camaçari	(399.040)
Curemas	(1.095)
Total	(1.992.316)

Los resultados antes presentados provienen del costo de implantación del Plan de Incentivo a la Desvinculación Voluntaria (PIDV) y del precio de R\$ 67,00 (sesenta y siete reales), que representa el valor del Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) promedio de los últimos 10 años, para venta de energía sin mediación de contrato, adoptados como supuesto para las empresas del Sistema Eletrobras.

3 – PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS CONTABLES

La Compañía está presentando con sus Estados Contables Individuales, los Estados Contables Consolidados. Este procedimiento es necesario en virtud de que la legislación societaria brasiliense determina la divulgación de los estados contables individuales de las entidades que poseen inversiones en controladas en conjunto, inclusive cuando estas entidades divulgan sus estados contables.

El Consejo de Administración de la Compañía, en reunión realizada el 26 de marzo de 2013, autorizó la divulgación de estos estados contables.

Los Estados Contables Individuales se presentan en conformidad con las prácticas contables adoptadas en Brasil y con los pronunciamientos, orientaciones e interpretaciones emitidas por el Comité de Pronunciamientos Contables – CPC y las normas emitidas por la Comisión de Valores Mobiliarios – CVM vigentes al 31/12/2012.

Los Estados Contables Consolidados fueron elaborados y están preparados de acuerdo con las normas internacionales de contabilidad (*International Financial Reporting Standards – IFRS*) emitidas por el *International Accounting Standards Board - IASB*, las cuales están de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil (BRGAAP) y con los procedimientos de consolidación presentados en la nota 5.

No hay diferencia entre el patrimonio neto y el beneficio neto consolidados, presentados en los estados contables consolidados preparados de acuerdo con las IFRS y las prácticas contables adoptadas en Brasil, el patrimonio neto y el beneficio neto de la controlante, presentados en los estados contables individuales, preparados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil. Con ello, la Compañía presenta estos estados contables individuales y consolidados en un único conjunto, lado a lado.

4 - PRINCIPALES PRÁCTICAS CONTABLES

4.1. Declaración de conformidad

Los estados contables de la Compañía comprenden:

- los estados contables consolidados preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (*IFRS*) emitidas por *International Accounting Standards Board - IASB* y las prácticas contables adoptadas en Brasil, identificadas como Consolidado - *IFRS* y BRGAAP; y
- los estados contables individuales de la controlante preparados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil, identificados como Controlante - *BRGAAP*.

Las prácticas contables adoptadas en Brasil comprenden las incluidas en la legislación societaria brasiliense y en los Pronunciamientos, en las Orientaciones y en las Interpretaciones emitidas por el Comité de Pronunciamientos Contables - CPC y aprobadas por la CVM.

Los estados contables individuales presentan la valuación de las inversiones en negocios controlados en conjunto por el método de participación patrimonial proporcional, de acuerdo con la legislación brasiliense vigente. De esta forma, no se considera que esos estados contables individuales estén en conformidad con las normas IFRS, que exigen la valuación de esas inversiones en los estados separados de la controlante, a su valor justo o al costo.

4.2. Base de elaboración

Los estados contables fueron elaborados en base al costo histórico, excepto determinados instrumentos financieros valuados a sus valores justos, según se describe en las siguientes prácticas contables. El costo histórico generalmente se basa en el valor justo de los valores pagados a cambio de activos.

Los estados contables se presentan en la moneda corriente y legal del País (el Real), que es la moneda funcional de la Compañía.

Las transacciones en moneda extranjera, cuando se aplica, son convertidas a reales por la tasa de cambio vigente en las fechas de las transacciones. Los saldos de las cuentas representativas son convertidos según la tasa de cambio oficial a la fecha del balance, suministrada por el Banco Central do Brasil. Las ganancias y las pérdidas resultantes de la diferencia de cambio verificada al liquidar las operaciones y al convertir a reales los activos y pasivos monetarios en monedas extranjeras se registran en el resultado del ejercicio.

4.3. Bases de consolidación e inversiones en controladas en conjunto

Los estados contables consolidados incluyen los estados contables de la Compañía y de sociedades de propósitos específicos controladas en conjunto. El control se caracteriza cuando la Compañía tiene el poder sobre las políticas financieras y operativas de una entidad para obtener beneficios de sus actividades.

En los estados contables individuales de la Compañía las informaciones financieras referentes a las empresas controladas en conjunto son reconocidas por medio del método de participación patrimonial proporcional.

La Compañía, de acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (*IAS 28*), en sus puntos 24 y 25, utiliza para determinar el valor de la participación patrimonial proporcional de sus inversiones en vinculadas y controladas, el valor del patrimonio neto de las controladas en base a los estados contables emitidos en la misma fecha de los estados contables de la inversora. Si la controlada no tiene disponibles los estados contables de fecha coincidente con la de la Inversora, se utilizan los estados contables con desfasaje de 30 días, acompañados de ajustes pertinentes en el caso de los efectos de eventos y transacciones relevantes entre las fechas de los estados contables no coincidentes.

Cuando es necesario, los estados contables de las controladas en conjunto son ajustados para adecuar sus políticas contables a las establecidas por la Compañía. Todas las transacciones, saldos, ingresos y gastos entre la Compañía y las empresas controladas en conjunto son eliminados íntegramente en los estados contables consolidados.

4.4. Inversiones en vinculadas

Una compañía vinculada es una entidad sobre la cual la Compañía posee influencia significativa, pero que no se configura como controlada ni como participación en un negocio bajo control común (*joint venture*). Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones sobre las políticas financieras y operativas de la empresa en que se invirtió, sin ejercer control individual o conjunto sobre esas políticas.

Los resultados activos y pasivos de las compañías vinculadas son incorporados a los estados contables siguiendo el método de participación patrimonial proporcional, según el cual las inversiones son inicialmente registradas al valor de costo y seguidamente ajustadas a fin de reconocer la participación de la compañía en el beneficio o en la pérdida y otros resultados completos de la vinculada.

4.5. Participaciones en negocios en conjunto (*joint ventures*)

Joint venture es un acuerdo contractual por el cual la Compañía y otras partes ejercen una actividad económica sujeta a control conjunto, situación en que las decisiones sobre políticas financieras y operativas estratégicas relacionadas con las actividades de la empresa en que se invirtió requieren la aprobación de todas las partes que comparten el control.

Los acuerdos de *joint venture* que se efectúan al constituirse una entidad separada en la cual cada emprendedor tiene una participación son acuerdos de entidades controladas en conjunto.

La Compañía presenta sus participaciones en entidades controladas en conjunto, en sus estados contables consolidados, utilizando el método de consolidación proporcional. Las participaciones de la Compañía en los activos, pasivos y resultados de las controladas en conjunto son combinadas con los correspondientes ítems de los estados contables consolidados de la Compañía, línea a línea.

En los estados contables individuales de la controlante, las participaciones en entidades controladas en conjunto son reconocidas por el método de participación patrimonial proporcional.

4.6. Activos no corrientes mantenidos para venta

Los activos o grupos de activos son clasificados como mantenidos para la venta si su valor contable es recuperado principalmente por medio de una transacción de venta y no por el uso continuo. Esta condición se cumple solamente cuando la venta es altamente probable y el activo o grupo de activos está disponible para la venta inmediata en su condición actual.

Los activos o grupos de activos clasificados como destinados a la venta son medidos por el menor valor entre el contable anteriormente registrado y el valor justo menos el costo de venta.

4.7. Reconocimiento de los ingresos

Los ingresos comprenden el valor justo de la contraprestación recibida o por recibir, proveniente del curso normal de las actividades de la Compañía, excluidos los descuentos, reducciones y cargos sobre las ventas.

La Compañía reconoce el ingreso cuando: (i) su valor puede ser medido con seguridad; (ii) es probable que beneficios económicos fluirán hacia la Compañía; y (iii) cuando criterios específicos hayan sido atendidos para cada una de sus actividades.

Comprenden además los siguientes ingresos:

Ingreso financiero proveniente de la remuneración del activo financiero hasta el final del período de la concesión devengado de modo pro rata y que tiene en cuenta la tasa de retorno del proyecto.

Ingreso para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de los activos de la transmisión en base al costo incurrido.

Ingreso de construcción para las expansiones, refuerzos y mejoras de la infraestructura utilizada en la prestación de los servicios de transmisión de energía eléctrica no determinando el resultado en la construcción.

4.8. Costos de financiaciones y préstamos

Los costos de financiaciones y préstamos atribuibles directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificables, los cuales llevan, necesariamente, un período de tiempo sustancial para estar listos para su uso o venta pretendida, son incrementados al costo de tales activos hasta la fecha en que estén listos para el uso o venta pretendidos.

Todos los otros costos con financiaciones y préstamos son reconocidos en el resultado del ejercicio en que se incurren.

4.9. Subvenciones gubernamentales

Las subvenciones gubernamentales provenientes de incentivos fiscales son registradas en el resultado del período como reducción del impuesto computado, en cumplimiento del Pronunciamiento Técnico CPC 07 (IAS 20). La parte de la ganancia resultante de incentivos fiscales es destinada a la Reserva de Beneficio denominada Reserva de Incentivos Fiscales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley nº 6.404/1976, la cual es solamente utilizada para aumento del capital social o eventual absorción de pérdidas.

4.10 Tributación

El impuesto a las ganancias y contribución social representa la suma de los impuestos corrientes y diferidos.

4.10.1. Impuestos corrientes

La provisión por impuesto a las ganancias y contribución social se basa en el beneficio tributable del ejercicio. El beneficio tributable difiere del beneficio presentado en el estado de resultados porque excluye ingresos o gastos tributables o deducibles en otros ejercicios, además de excluir ítems no tributables o no deducibles en forma permanente. La provisión por impuesto a las ganancias y contribución social es calculada individualmente por cada empresa en la que se invirtió en base a las tasas vigentes al final del ejercicio.

4.10.2. Impuestos diferidos

El impuesto a las ganancias y la contribución social diferidos (impuestos diferidos) son reconocidos sobre las diferencias temporarias al final de cada ejercicio, entre los saldos de activos y pasivos reconocidos en los estados contables y las bases fiscales correspondientes utilizadas en el cálculo del beneficio tributable, incluyendo saldo de pérdidas fiscales, cuando se aplica. Los impuestos diferidos pasivos son generalmente reconocidos sobre todas las diferencias temporarias tributables y los impuestos diferidos activos son reconocidos sobre todas las diferencias temporarias deducibles, solamente cuando es probable que la Compañía presente beneficio tributable futuro en un monto suficiente para que dichas diferencias temporarias deducibles puedan ser utilizadas.

La recuperación del saldo de los impuestos diferidos activos es revisada al final de cada ejercicio y, cuando no es más probable que beneficios tributables futuros estarán disponibles para permitir la recuperación de todo el activo, o parte de él, el saldo del activo es ajustado por el monto que se espera que sea recuperado.

Impuestos diferidos activos y pasivos son medidos por las tasas aplicables en el período en el cual se espera que el pasivo sea liquidado o que el activo sea realizado, en base a las tasas previstas en la legislación tributaria vigente al final de cada ejercicio, o cuando una nueva legislación haya sido aprobada. La medición de los impuestos diferidos activos y pasivos refleja las consecuencias fiscales que resultarían de la forma en la cual la Compañía espera, al final de cada ejercicio, recuperar o liquidar el valor contable de esos activos y pasivos.

4.10.3. Impuesto a las ganancias y contribución social, corrientes y diferidos, del ejercicio

El impuesto a las ganancias y la contribución social, corrientes y diferidos, son reconocidos en el resultado del ejercicio, excepto cuando están relacionados con ítems registrados en otros resultados completos o directamente en el patrimonio neto, caso en que los impuestos corrientes y diferidos también son reconocidos en otros resultados completos o directamente en el patrimonio neto, respectivamente.

4.11. Bienes de uso

Se registran al costo de adquisición o construcción, deduciendo la depreciación acumulada. Incluyen principalmente los activos de generación y activos administrativos.

Los gastos de naturaleza ambiental con acciones y programas realizados hasta la liberación de la primera licencia de operación son registrados en los bienes de uso, y los gastos realizados a partir de entonces pasan a ser registrados en el resultado del ejercicio.

La depreciación es calculada con el método lineal, tomando como base las tasas anuales establecidas por Aneel, las cuales son revisadas periódicamente y aceptadas por el mercado como una estimación adecuada para efectos contables y regulatorios y que representa la mejor estimación de vida útil de los bienes.

4.12. Activos intangibles

Activos intangibles con vidas útiles definidas, adquiridos separadamente, son registrados al costo, deduciendo la amortización y las pérdidas por reducción al valor recuperable acumuladas. La amortización es reconocida linealmente en base a la vida útil estimada de los activos.

Los softwares corporativos son capitalizados en base a los costos incurridos para adquirirlos y para dejarlos en condiciones de ser utilizados, y son amortizados durante su vida útil estimable.

Los gastos asociados al mantenimiento de softwares son reconocidos como gasto a medida que son incurridos.

Los costos de desarrollo que son directamente atribuibles al proyecto y a las pruebas de productos identificables y exclusivos, controlados por la Compañía, son reconocidos como activos intangibles cuando se cumplen los siguientes criterios:

- Es técnicamente viable concluir el proyecto para que esté disponible para uso;
- La administración pretende concluir el proyecto y usarlo o venderlo;
- El producto puede ser vendido o usado;
- Se puede demostrar que es probable que el producto vaya a generar beneficios económicos;
- Están disponibles adecuados recursos técnicos, financieros y otros recursos para concluir el desarrollo y para usar o vender el producto;
- El gasto atribuible al producto durante su desarrollo puede ser medido con seguridad.

Otros gastos de desarrollo que no cumplen esos criterios son reconocidos como gastos, a medida que se incurren.

4.13. Reducción al valor recuperable de activos no financieros

Al final de cada ejercicio, la Compañía revisa el valor contable de sus activos para determinar si hay alguna indicación de que tales activos sufrieron alguna pérdida por reducción al valor recuperable. Si hay tal indicación, el monto recuperable del activo es estimado con la finalidad de medir el valor de esa pérdida. Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individualmente, la Compañía calcula el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos en la venta o el valor en uso. En la valuación del valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan al valor presente según la tasa de descuento que refleje una valuación actual de mercado del valor de la moneda en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual la estimación de flujos de efectivo futuros no fue ajustada.

Si el monto recuperable de un activo calculado, o unidad generadora de efectivo, es menor que su valor contable, el valor contable del activo o unidad generadora de efectivo es reducido a su valor recuperable, con la pérdida por reducción al valor recuperable reconocida en el resultado.

4.14. Existencias

Los materiales en existencia, clasificados en el Activo Corriente, como también los destinados a inversiones, clasificados en el Activo no Corriente/Bienes de Uso, están registrados al costo medio de adquisición, deducidos de una provisión por pérdida, cuando se aplica, y no exceden a sus costos de reposición o valores de realización.

4.15. Instrumentos financieros

4.15.1. Activos Financieros

Los activos financieros de la Compañía están clasificados como activos financieros a valor justo por medio del resultado, valores acobrar, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, o derivados clasificados como instrumentos de *hedge* eficaces.

Los activos financieros se registran a valor justo sumando, en el caso de activos no designados a valor justo por medio del resultado, los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición de ese activo financiero.

Los activos financieros de la Compañía incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas a cobrar de clientes, indemnizaciones a recibir del poder concedente, títulos y valores mobiliarios, inversiones financieras, concesión de servicio público, otros créditos e instrumentos financieros derivados por medio de sus controladas en conjunto clasificados como instrumentos de *hedge*.

4.15.1.1. Medición posterior de los activos financieros

La medición posterior de activos financieros depende de su clasificación, que puede ser de la siguiente forma:

- **Activos financieros a valor justo por medio del resultado**

Los activos financieros son clasificados a *valor justo por medio del resultado*, cuando son mantenidos para negociación o designados al valor justo por medio del resultado.

Activos financieros a *valor justo por medio del resultado* son presentados en el estado de situación patrimonial a valor justo, con las correspondientes ganancias o pérdidas reconocidas en el estado de resultados.

- **Valores a cobrar**

Valores a cobrar son activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no son cotizados en un mercado activo. Despues de la medición inicial, esos activos financieros son contabilizados al costo amortizado, utilizando el método de intereses efectivos, menos pérdida por reducción al valor recuperable. El costo amortizado es calculado considerando el descuento en la adquisición y tasas o costos incurridos.

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento**

Activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimientos fijos son clasificados como mantenidos hasta su vencimiento cuando la Compañía haya manifestado la intención y capacidad financiera para mantenerlos hasta su vencimiento. Despues de la valuación inicial, las inversiones mantenidas hasta su vencimiento son valuadas al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos pérdidas por reducción al valor recuperable.

4.15.1.2. Baja de los activos financieros

Un activo financiero es dado de baja cuando:

- Los derechos de recibir flujos de efectivo del activo expiran;
- La Compañía transfiere sus derechos de recibir flujos de efectivo del activo o asumir una obligación de pagar íntegramente los flujos de efectivos recibidos de tercero por fuerza de un acuerdo de "transferencia"; y (a) la Compañía transfiere todos los riesgos y beneficios del activo, o (b) la Compañía no transfiere ni retiene todos los riesgos y beneficios relativos al activo, pero transfiere el control sobre el activo.

4.15.2. Pasivos Financieros

Los pasivos financieros son clasificados como pasivos financieros a valor justo por medio del resultado, financiaciones y préstamos, o como derivados clasificados como instrumentos de hedge, según sea el caso. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros al momento de su reconocimiento inicial.

Pasivos financieros son inicialmente reconocidos al valor justo y, en el caso de financiaciones y préstamos, sumando el costo de la transacción directamente relacionado.

Los pasivos financieros de la Compañía incluyen cuentas a pagar a proveedores, financiaciones y préstamos, e instrumentos financieros derivados – por intermedio de sus controladas en conjunto, clasificados como instrumento de *hedge*, y otras cuentas a pagar.

4.15.2.1. Medición posterior de los pasivos financieros

La medición de los activos financieros depende de su clasificación, que puede ser de la siguiente forma:

- **Financiaciones y préstamos**

Después del reconocimiento inicial, las financiaciones y préstamos son valuados al costo amortizado, más cargos, intereses y variaciones monetarias y/o cambiarias en los términos contractuales, incurridos hasta la fecha del balance.

- **Pasivos financieros a valor justo por medio del resultado**

Pasivos financieros a valor justo por medio del resultado incluyen pasivos financieros para negociación y pasivos financieros designados en el reconocimiento inicial a valor justo por medio del resultado.

La Compañía no presentó ningún pasivo financiero a valor justo por medio del resultado.

- **Mantenidos para negociación**

Pasivos financieros son clasificados como *mantenidos para negociación* cuando son adquiridos con el objetivo de venderlos a corto plazo. Esta categoría incluye instrumentos financieros derivados contratados por la Compañía que no satisfacen los criterios de contabilización de *hedge (hedge accounting)* definidos por el CPC 38 (IAS 39). Derivados también son clasificados como mantenidos para negociación, a menos que sean designados como instrumentos de *hedge* efectivos. Ganancias y pérdidas de pasivos para negociación son reconocidas en el estado de resultados.

4.15.2.2. Baja de los pasivos financieros

Un pasivo financiero es dado de baja cuando la obligación está revocada, cancelada o expirada. Cuando un pasivo financiero existente es sustituido por otro del mismo prestatario con términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente sean significativamente alterados, esa sustitución o alteración es tratada como pasivo original dado de baja y reconocimiento de un nuevo pasivo, siendo la diferencia de los correspondientes valores contables reconocida en el estado de resultados.

4.15.3. Valor justo de instrumentos financieros

El valor justo de instrumentos financieros activamente negociados en mercados financieros organizados se determina en base a los precios de compra cotizados en el mercado al cierre de los negocios a la fecha del balance, sin deducción de los costos de transacción.

El valor justo de instrumentos financieros para los cuales no haya mercado activo se determina utilizando técnicas de valuación. Esas técnicas pueden incluir el uso de transacciones recientes de mercado, con exención de intereses; referencia al valor justo corriente de otro instrumento similar; análisis de flujo de efectivo descontado u otros modelos de valuación.

4.15.4. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de *hedge*

La Compañía, por intermedio de sus controladas en conjunto, firma contratos de derivados con el objetivo de administrar la exposición a los riesgos de oscilación de tasas de cambio y variación del precio de la *commodity* aluminio en el mercado internacional. De acuerdo con lo establecido en el CPC 38 (IAS 39), estos derivados fueron registrados aplicando la contabilidad de *hedge (hedge accounting)*.

La Compañía no tiene contratos de derivados con fines comerciales o especulativos (nota 40).

Los instrumentos financieros derivados designados en operaciones de *hedge* son inicialmente reconocidos al valor justo en la fecha en que el contrato de derivados es firmado, siendo revaluados posteriormente también a valor justo.

Los derivados se presentan como activos financieros cuando el valor justo del instrumento es positivo, y como pasivos financieros cuando el valor justo es negativo.

A efectos de contabilidad de *hedge*, la Compañía clasifica sus relaciones de *hedge* como *hedges* de flujo de efectivo. De esta forma, las ganancias o pérdidas resultantes del instrumento de *hedge* que son determinadas como eficaces son reconocidas en otros resultados completos. La parte ineficaz de dichas ganancias o pérdidas es reconocida en el resultado.

Los valores anteriormente reconocidos en otros resultados completos y acumulados en el patrimonio son reclasificados para el resultado en el ejercicio en que el ítem objeto de *hedge* es reconocido en el resultado.

La Compañía clasifica formalmente y documenta la relación de *hedge* a la cual desea aplicar contabilidad de *hedge*, como también el objetivo y la estrategia de gestión de riesgo de la administración para llevar a efecto el *hedge*. La documentación incluye la identificación del instrumento de *hedge*, o ítem o transacción objeto de *hedge*, la naturaleza del riesgo objeto de *hedge*, la naturaleza de los riesgos excluidos de la relación de *hedge*, la demostración prospectiva de la eficacia de la relación de *hedge* y la forma en que la Compañía va a evaluar la eficacia del instrumento de *hedge* para compensar la exposición a cambios en el valor justo del ítem objeto de *hedge*.

Se espera que esos *hedges* sean altamente eficaces para compensar cambios en el valor justo, siendo permanentemente evaluados para verificar si fueron efectivamente eficaces a lo largo de todos los períodos base para los cuales fueron destinados.

4.16. Estado de Valor Agregado - DVA

Ese estado fue preparado siguiendo las disposiciones del CPC 09 – Estado del Valor Agregado, y tiene como finalidad observar la ganancia generada por la Compañía y su distribución durante el ejercicio, y se presenta, en conformidad con la legislación brasileña, como parte de sus estados contables individuales y como información complementaria a los estados contables consolidados, porque no es un estado previsto en las *IFRS*.

4.17. Normas e interpretaciones nuevas y revisadas ya emitidas y aún no adoptadas

Se destacan a continuación las normas, enmiendas a normas e interpretaciones *IFRS*, emitidas por el *IASB*, que aún no han entrado en vigor para el ejercicio terminado el 31/12/2012:

Norma	Fecha de Entrada en Vigor	Comentarios
IAS 27 – Estados contables consolidados e individuales	A partir del 01/01/2013	Es resultado de los recientes IFRS 10 e IFRS 12, restringiéndose a la contabilización de subsidiarias, entidades de control en conjunto y asociadas en estados contables por separado
IAS 28 - Contabilización de inversiones en asociadas y joint ventures	A partir del 01/01/2013	Enmienda que describe la aplicación del método patrimonial para inversiones en joint ventures, además de las inversiones en asociadas.
IAS 32 – Compensación de activos y pasivos financieros	A partir del 01/01/2014	Enmienda que esclarece los requisitos de compensación de instrumentos financieros.
IFRS 9 - Instrumentos financieros – Clasificación y medición	A partir del 01/01/2015	Se refiere a la clasificación y medición de los activos y pasivos financieros según lo establece la norma IAS 39.
IFRS 10 – Estados contables consolidados	A partir del 01/01/2013	Establece un único modelo de consolidación basado en control que se aplica a todas las entidades, incluso a las entidades para fines especiales. Las alteraciones introducidas por la norma IFRS 10 van a exigir que la administración ejerza su juicio al determinar cuáles entidades son controladas y, por tanto, necesitan ser consolidadas por la controlante, en comparación con los requisitos establecidos por la norma IAS 27
IFRS 11 - Acuerdos conjuntos	A partir del 01/01/2013	Forma parte del nuevo conjunto de normas de consolidación y otras normas relacionadas, que constituyen también los requisitos actuales para entidades controladas, alterando así la norma IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures. La principal alteración es que todas las entidades controladas en conjunto que no se encuadren como una operación conjunta, Joint Ventures, tendrán la obligación de contabilizar siempre según el método de participación patrimonial proporcional, extinguiendo la opción de consolidación proporcional.
IFRS 12 – Divulgación de Participación en otras entidades	A partir del 01/01/2013	Contiene requerimientos de divulgación más extensos para entidades que poseen participaciones en subsidiarias, controles en conjunto, vinculadas y/o entidades no consolidadas, demostrando los efectos de esas participaciones en la posición financiera, desempeño financiero y flujo de efectivo de la entidad

El CPC aún no emitió pronunciamientos equivalentes a algunas IFRS arriba mencionadas, pero existe la expectativa que lo haga antes de la fecha requerida de su entrada en vigor. La adopción anticipada de los pronunciamientos IFRS está condicionada a la aprobación previa en acto normativo de la Comisión de Valores Mobiliarios.

La Compañía está evaluando los efectos de los IFRS 10 y 11 en sus estados contables, pudiendo haber impacto con relación a la presentación, pero eso no debe interferir en el resultado de la Compañía.

Algunos pronunciamientos e interpretaciones técnicas emitidos por el CPC fueron revisados por el referido órgano, con adopción obligatoria a partir del ejercicio de 2013; sin embargo, no se identificaron impactos significativos en los estados contables de la Compañía, como resultado de esas revisiones.

4.18. Beneficios posempie

a) Obligaciones de jubilación

Los pagos a planes de jubilación de contribución definida son reconocidos como gasto cuando se prestan servicios que conceden derecho a esos pagos.

En el caso de planes de jubilación de beneficio definido, el costo de la concesión de los beneficios es determinado por el Método de la Unidad de Crédito Proyectada en base a la valuación actuarial realizada anualmente al final de cada período. Las ganancias y pérdidas actariales, provenientes de ajustes en base a la experiencia y a cambios de supuestos actariales, son cargadas o acreditadas directamente en el patrimonio neto – otros resultados completos, en el período en que ocurren.

Las obligaciones por beneficios de jubilación reconocidas en el estado de situación patrimonial representan el valor presente de la obligación por los beneficios definidos, ajustada por ganancias y pérdidas actariales y por el costo de los servicios pasados, reducido por el valor justo de los activos del plan.

b) Otras obligaciones posemplo

La Compañía subsidia parte de las primas provenientes de una póliza de seguro de vida para los empleados activos. Los ex empleados jubilados, que optaron por permanecer vinculados a esa póliza, pagan íntegramente la prima que se establece en forma colectiva para toda la masa de activos y de inactivos. Sin embargo, dadas las características de edad de las masas poblacionales de activos y de inactivos, el cálculo actuarial de la prima segregada atribuible a la masa inactiva identifica la existencia de un subsidio post empleo indirecto pagado por la Compañía. Esas obligaciones son valuadas anualmente por actuarios independientes, y las ganancias y pérdidas actariales, provenientes de ajustes en base a la experiencia y a cambios de supuestos actariales, son cargadas o acreditadas directamente en el patrimonio neto – *otros resultados completos*, en el período en que ocurren.

4.19. Resultado por acción

El resultado por acción básico es calculado por medio del resultado del período atribuible a los accionistas de la Compañía y la cantidad de acciones ordinarias y preferidas en circulación en el respectivo período. El resultado por acción diluido es calculado por medio de la cantidad de las acciones en circulación, ajustada por los instrumentos potencialmente convertibles en acciones, con efecto diluidor en los períodos presentados, en los términos del CPC 41 y de la IAS 33.

4.20. Distribución de dividendos

La política de reconocimiento contable de dividendos está en conformidad con las normas previstas en los CPC 25 (IAS 37) e ICPC 08, las cuales determinan que los dividendos propuestos a ser pagados y que se basen en obligaciones estatutarias, deben ser registrados en el pasivo corriente.

El estatuto social de la Compañía establece que 25% de beneficio anual, como mínimo, sea distribuido como dividendos.

De ese modo, al cierre del ejercicio social y después de las debidas distribuciones legales, la Compañía registra la provisión equivalente al dividendo mínimo obligatorio en el pasivo corriente, y los dividendos propuestos que exceden el mínimo obligatorio como dividendo adicional propuesto, en el patrimonio neto.

Los dividendos no reclamados en el plazo de tres años son revertidos para la Compañía, según previsión legal.

4.21. Demás Prácticas Contables**a) Estimaciones y juicios contables críticos**

Al preparar estos estados contables, la Compañía adoptó estimaciones y supuestos considerando la experiencia y en otros factores que entiende como razonables y relevantes para su adecuada presentación. Aunque esas estimaciones y supuestos sean permanentemente monitoreados y revisados por la Compañía, la materialización sobre el valor contable de activos y pasivos y de resultado de las operaciones son inciertos, pues para determinarlos se ha hecho uso del juicio.

En lo que se refiere a las estimaciones contables evaluadas como siendo las más críticas, la Compañía forma su juicio de opinión sobre eventos futuros, variables y supuestos, según se presenta a continuación:

- Provisiones – Son reconocidas cuando un evento genera una obligación futura con una probable salida de recursos y su valor puede ser estimado con seguridad. De esta forma, el valor constituido como provisión es la mejor estimación de liquidación de una probable obligación en la fecha de los estados contables, considerando los riesgos e incertidumbres relacionados.
Las provisiones son revisadas y ajustadas para refejar alteraciones en circunstancias tales como: plazo de prescripción aplicable o exposiciones adicionales identificadas en base a nuevos asuntos o decisiones de tribunales. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones.
- Valor recuperable de activos de larga duración – La Administración de la Compañía y de sus controladas adopta variables y supuestos en prueba de activos de larga duración para determinar el valor recuperable los mismos y reconocer el *impairment*, cuando es necesario. En esta práctica, se aplican juicios según la experiencia en la gestión del activo, conjunto de activos o unidad generadora de efectivo, que pueden eventualmente no verificarse en el futuro, inclusive con relación a la vida útil económica estimada, que representa las prácticas determinadas por Aneel aplicables a los activos vinculados a la concesión del servicio público de energía eléctrica, que pueden variar como resultado del análisis periódico del plazo de vida útil económica de bienes, en vigor. También impactan en la determinación de las variables y supuestos utilizados en la determinación de los flujos de efectivo futuros descontados, para reconocer el valor recuperable de activos de larga duración, diversos eventos intrínsecamente inciertos. Entre estos eventos se destacan el mantenimiento de los niveles de consumo de energía eléctrica, la tasa de crecimiento

de la actividad económica del país, la disponibilidad de recursos hidráulicos, además de los inherentes al fin de los plazos de concesión de servicios públicos de energía eléctrica de la Compañía, en especial con relación al valor de su reversión al final del plazo de concesión. En este punto, se adoptó el supuesto de indemnización contractualmente prevista, cuando se aplica, por el menor valor entre el valor contable residual existente al final del plazo de las concesiones de generación y transmisión de energía eléctrica y el valor nuevo de reposición.

- Base de determinación de indemnización por el poder concedente sobre concesiones de servicio público – La Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, el 11 de enero de 2013, definió el nuevo valor de reposición (VNR) como base de determinación de indemnización para el poder concedente sobre concesiones de servicio público. La Compañía adopta el supuesto de que los bienes son reversibles al final de los contratos de concesión, con derecho de recibir indemnización del Poder Concedente sobre las inversiones aun no amortizadas, por el menor entre el valor residual contable y el nuevo valor de reposición. Siguiendo ese supuesto, se mantuvieron valores a cobrar del poder concedente relacionados con la Red Básica del Sistema Existente (RBSE) y con inversiones realizadas después del proyecto básico de las plantas, que aun serán homologados por Aneel.
- Obligaciones actariales – Las obligaciones actariales son determinadas por cálculos actariales elaborados por actuarios independientes y los resultados reales futuros de las estimaciones contables utilizadas en estos Estados Contables pueden ser distintos, bajo variables, supuestos y condiciones diferentes de las existentes y utilizadas en la época del juicio.
- Vida útil de los bienes de uso – La Compañía utiliza los criterios definidos en la resolución Aneel nº 367, del 02 de junio de 2009, actualizada por la resolución No. 474 del 07/02/2012, al determinar la vida útil estimada de los bienes de uso.

b) Efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo incluyen saldos de caja, depósitos bancarios a la vista y las inversiones financieras con liquidez inmediata, o sea, rápidamente convertibles en un monto conocido de efectivo y que están sujetos a un insignificante riesgo de cambio de valor.

c) Cuentas a cobrar de clientes

Las cuentas a cobrar de clientes provienen de la venta de energía, del sistema de transmisión disponible, de servicios prestados, aumentos por mora y otros, hasta el cierre del ejercicio, contabilizados en base al principio de lo devengado y ajustados a valor presente.

La provisión para créditos de liquidación dudosa es constituida en un monto considerado suficiente por la Administración para cubrir eventuales pérdidas en la realización de las cuentas a cobrar.

d) Títulos y valores mobiliarios

Las inversiones financieras en Letras Financieras del Tesoro (LFT), Letras del Tesoro Nacional (LTN) y Notas del Tesoro Nacional (NTN), series B y F, son mantenidas para negociación en fondo de inversión exclusivo, de acuerdo con las regulaciones en vigor. Los demás títulos y valores mobiliarios, correspondientes a la menor parte, están relacionados a Títulos de la Deuda Agraria – TDA y Notas del Tesoro Nacional – NTN, serie P, con vencimientos definidos, para los cuales la Compañía tiene la intención de mantener hasta su vencimiento. Son registradas al costo de adquisición más intereses y actualización monetaria, con impacto en el resultado y son ajustadas al valor probable de realización, cuando se aplica.

e) Prendas y depósitos vinculados

Las prendas y depósitos vinculados se refieren a garantías prestadas a instituciones financieras y en subastas de energía eléctrica y depósitos judiciales vinculados a procesos existentes en las esferas judicial y administrativa, y están registrados al costo, más los respectivos rendimientos devengados hasta la fecha del balance.

f) Activos indexados

Los activos indexados están actualizados hasta la fecha del balance y los demás están presentados al costo, deducidos de eventuales provisiones para pérdidas.

g) Activo financiero – Concesiones de servicio público

Se refiere al activo financiero a cobrar en conformidad con las concesiones de transmisión de energía eléctrica por el Ingreso Anual Permitido o por indemnización.

El Activo financiero – Ingreso Anual Permitido es el valor estimado a cobrar durante el plazo de concesión.

El Activo financiero indemnizable se refiere al componente estimado de las inversiones realizadas y no amortizadas hasta el final de la concesión, clasificado como un activo financiero por ser un derecho incondicional de recibir efectivo u otro activo financiero directamente del Poder Concedente como resultado de la aplicación de la Interpretación Técnica ICPC 01 – Contratos de Concesión (IFRIC 12) y de la Orientación Técnica ICPC 05 – Contratos de Concesión. Esos activos financieros son remunerados por la tasa interna de retorno calculada en base al flujo de efectivo proyectado de esas inversiones.

Los valores de indemnización a cobrar del poder concedente, resultante de las instalaciones objeto de renovación se recibirán reajustados según el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA), siendo: 50% al contado, a pagar en hasta 45 días después de la fecha de firma de la enmienda al contrato de concesión y 50% en cuotas mensuales, a pagar hasta el vencimiento del contrato de concesión vigente en la fecha de publicación de la Ordenanza nº 580/2012, en ambas considerando la remuneración al Promedio Móvil Ponderado de Capital (WACC) del 5,59% real al año, a contar a partir del primer día del mes de firma de la enmienda al contrato de concesión.

h) Patrimonio Neto

Los resultados a realizar provenientes del saldo acreedor de ajuste monetario reconocidos en la reserva de resultados a realizar hasta 1995, son revertidos a Beneficios Acumulados, proporcionalmente a los Bienes de Uso dados de baja y depreciados, y al Intangible dado de baja y amortizado.

i) Resultado

Se determina por el principio de lo devengado y considera la constitución y la realización de los créditos fiscales en el ejercicio y la reducción del impuesto a las ganancias con origen en incentivos fiscales Sudene/Sudam, calculado en base al beneficio de la explotación (nota 35).

j) Ingresos y gastos financieras

Los ingresos y gastos financieros se componen principalmente de intereses y variaciones monetarias y cambiarias como resultado de inversiones financieras, y préstamos y financiaciones obtenidos, y son reconocidos por el principio de lo devengado.

k)Contratos onerosos

Obligaciones presentes resultantes de contratos onerosos se reconocen y se miden como provisiones. Un contrato oneroso existe cuando los costos inevitables para satisfacer las obligaciones del contrato exceden los beneficios económicos que se espera recibir a lo largo de dicho contrato.

4.22. ASPECTOS ESPECÍFICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.22.1 – Ingreso Anual Permitido – RAP

El Ingreso Anual Permitido - RAP definido en el Contrato de Servicio Público de Transmisión de energía eléctrica se refiere al valor autorizado por Aneel, mediante resolución, a ser devengado por la Compañía según la disponibilidad de las instalaciones de su Sistema de Transmisión. Está compuesto por el RPB (componente referente a las instalaciones de la Red Básica) más el RPC (componente referente a las demás instalaciones de transmisión y conexiones). El RPB está subdividido en RBSE (ingreso referente a los activos de transmisión indicados en la Resolución ANEEL nº 167/2000, para las instalaciones de transmisión existentes en la época), más el RBNI (ingreso referente a los nuevos activos a ser incorporados al sistema de transmisión de la Compañía), ambos reajustados anualmente por el IGP-M. El RBNI está sujeto a revisión tarifaria cada cuatro años. En las nuevas concesiones, obtenidas en Subastas Públicas de Transmisión, el ingreso corresponderá al valor indicado en las ofertas, siendo fijo y reajustado anualmente por el IPCA a lo largo del período de concesión y está sujeto, también, a revisiones tarifarias cada cinco años, durante los 30 años de duración de la concesión.

4.22.2. Obligaciones Vinculadas a la Concesión del Servicio Público de Energía Eléctrica

Representan el saldo de valores y/o bienes recibidos del Gobierno Federal y de Consumidores en general, en asociación con la Compañía.

4.22.3. Reserva Global de Reversión - RGR

Título creado por el Decreto nº 41.019, del 26/02/1957, con vigencia extendida hasta 2035, por intermedio de la Ley nº 12.431, del 24/06/2011. Se refiere a un valor anual establecido por Aneel, pagado mensualmente en duodécimos por las concesionarias, con la finalidad de proveer fondos para reversión y/o toma de control del Servicio Público de Energía Eléctrica, como también para financiar la expansión y la mejora de ese servicio. Su valor anual equivale a 2,5% de las inversiones efectuadas por la concesionaria en activos vinculados a la prestación de servicio de energía eléctrica y está limitado a 3,0% de su ingreso anual. Su gestión está a cargo de Eletrobras. Las concesiones de Generación y Transmisión de energía eléctrica prorrogada o licitada en virtud de la ley nº 12.783/2013 quedan eximidas, a partir del 1^a de enero de 2013, de pagar la cuota anual de la RGR.

4.22.4. Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica - Proinfa

Instituido por la Ley No. 10.438/2002, en su art. 3º, alterado por el art. 9º de la Ley No. 10.762/2003, y por el artículo 2º de la Ley No. 10.889/2004, tiene el objetivo de aumentar la participación de fuentes alternativas renovables en la producción de energía eléctrica, privilegiando emprendedores que no tengan vínculos societarios con concesionarias de generación, transmisión, o distribución de energía eléctrica, con el propósito también de aumentar la participación de agentes en el Sector Eléctrico.

4.22.5. Compensación Financiera por la Utilización de Recursos Hidráulicos – CFURH

Creada por la Ley no 7.990/1989, se destina a compensar los municipios afectados por la pérdida de tierras productivas, ocasionada por inundación de áreas en la construcción de embalses de plantas hidroeléctricas. Del importe recaudado mensualmente como compensación financiera, 45% se destina a los Estados, 45% a los Municipios, 3% al Ministerio de Medio Ambiente, 3% al Ministerio de Minas y Energía, y 4% al Ministerio de Ciencia y Tecnología. El cálculo de la CFURH se basa en la generación efectiva de las plantas hidroeléctricas, de acuerdo con la siguiente fórmula: CFURH = TAR x GH x 6,75%, donde TAR se refiere a la Tarifa Actualizada de Referencia, establecida anualmente por ANEEL (en R\$/MWh) y GH es el monto (en MWh) de la generación mensual de la planta hidroeléctrica. Su gestión está a cargo de Aneel.

4.22.6. Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles – CCC

Creada por el Decreto no 73.102/1973 es pagada mensualmente por todos los agentes que comercialicen energía eléctrica con el consumidor final. Tiene como finalidad el rateo de los costos relacionados con el consumo de combustibles para la generación de energía termoeléctrica en los Sistemas Aislados, especialmente en la Región Norte del País. Los valores de la CCC se fijan anualmente por Aneel para cada concesionaria, en función de su mercado y pueden variar según la necesidad de uso de las plantas termoeléctricas. Su gestión está a cargo de Eletrobras. La ley nº 12.783/2013, extinguió el prorrato del costo de consumo de combustibles para Generación a partir de 2013.

4.22.7. Cuenta de Desarrollo Energético – CDE

Creada por la Ley nº 10.438/2002, con la finalidad de proveer fondos para: i) el desarrollo energético de los Estados; ii) la competitividad de la energía producida a partir de fuentes eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa, gas natural y carbón mineral, en las áreas atendidas por los sistemas eléctricos interconectados; iii) promover la universalización del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional. Los fondos provienen: (i) de los pagos anuales realizados como Uso de Bien Público - UBP, establecidos en las concesiones de generación; (ii) multas aplicadas por ANEEL; y (iii) de los pagos de cuotas anuales por parte de todos los agentes que comercializan energía eléctrica con el consumidor final en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, en base a los valores de la CCC de los sistemas interconectados referentes al año 2001, actualizados anualmente por el crecimiento del mercado y por el IPCA. Su gestión está a cargo del Ministerio de Minas y Energía y de Eletrobras, a partir del ejercicio de 2013, como uno de los instrumentos para viabilizar la reducción en la cuenta de energía, esa contribución se redujo al 25% de la tasa vigente.

4.22.8. Investigación y Desarrollo - P&D

Creado por la Ley No. 9.991/2000, el programa de P&D establece que las concesionarias y permisionarias del servicio público de generación y transmisión de energía eléctrica quedan obligadas a invertir anualmente el valor de, como mínimo, 1% (uno por ciento) de su ingreso operativo neto en investigación y desarrollo del Sector Eléctrico. Los fondos se destinan al Ministerio de Ciencia y Tecnología, Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico - FNDCT, al Ministerio de Minas y Energía y a los agentes, a ser aplicados en proyectos aprobados por Aneel. Están involucrados en su gestión los Ministerios de Ciencia y Tecnología y de Minas y Energía, como también ANEEL y los propios agentes.

4.22.9. Tasa de Fiscalización del Servicio Público de Energía Eléctrica – TFSEE

Instituida por la Ley no 9.427/1996, equivale a 0,5% del beneficio económico anual devengado por la concesionaria, permisionaria o autorizada del Servicio Público de Energía Eléctrica. Su valor anual es establecido por Aneel con la finalidad de constituir su ingreso para cubrir el costo de sus actividades. Para los segmentos de generación y de transmisión (productores independientes, autoproductores, concesionarios, permisionarios) el valor es determinado al inicio de cada año civil y para los distribuidores, el cálculo se efectúa en cada fecha de aniversario de la concesión. Los valores establecidos en resolución son pagados mensualmente en duodécimos, y su gestión está a cargo de Aneel.

4.22.10. Cargo de Energía de Reserva - EER

Cargo cobrado a todos los usuarios del Sistema Interconectado Nacional - SIN, como resultado de la comercialización de la Energía de Reserva existente a partir del Decreto nº 6.353, del 16 de enero de 2008, con el objetivo de elevar la seguridad en el suministro de energía eléctrica del SIN. En enero de 2009, la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE pasó a representar a los agentes de consumo de esta energía y a responder por la centralización de la relación contractual entre las partes (Contratos de Energía de Reserva - CER), por el pago del cargo y la gestión de la Cuenta de Energía de Reserva - CONER. El cargo se determina de acuerdo con las Reglas de Comercialización de Energía Eléctrica, aprobadas por medio de la Resolución Normativa de Aneel nº 385/2009.

4.22.11. Uso de Bien Público

Corresponde a los valores establecidos en el contrato de concesión para la explotación del potencial de energía hidráulica, el cual es registrado por el valor de las retribuciones al Poder Concedente por el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico, descontada a valor presente a la tasa implícita del proyecto.

4.22.12. Activos y Pasivos Regulatorios

La Compañía no reconoce en su contabilidad los activos y pasivos regulatorios, porque no cumplen con la definición de activos y/o pasivos, prevista en las prácticas internacionales de contabilidad y en el Pronunciamiento CPC que define la estructura conceptual para la elaboración y presentación de los estados contables.

5 - PROCEDIMIENTOS DE CONSOLIDACIÓN

- I) Estos Estados Contables fueron preparadas de acuerdo con las normas establecidas por el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (IAS 28), aprobado por la Deliberación CVM nº 605/2009 e incluyen a Chesf, sus vinculadas y controladas en conjunto, a efectos de participaciones patrimoniales proporcionales y de Consolidación Proporcional, según el siguiente cuadro:

<u>Empresas</u>	<u>Participación directa de Chesf</u>	
	<u>30/11/2012</u>	<u>30/11/2011</u>
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0%	49,0%
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0%	12,0%
ESBR Participações S.A.	20,0%	20,0%
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5%	19,5%
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5%	24,5%
Manaus Construtora Ltda.	19,5%	19,5%
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0%	49,0%
Norte Energia S.A.	15,0%	15,0%
Pedra Branca S.A.	49,0%	49,0%
São Pedro do Lago S.A.	49,0%	49,0%
Sete Gameleiras S.A.	49,0%	49,0%
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0%	49,0%
UEE Junco I S.A.	49,0%	-
UEE Junco II S.A.	49,0%	-
UEE Caiçara I S.A.	49,0%	-
UEE Caiçara II S.A.	49,0%	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,0%	-

- II) Los Estados de Situación Patrimonial y los Estados de Resultados de las vinculadas y controladas en conjunto, utilizados para determinar el valor de la participación patrimonial proporcional y de la consolidación proporcional, de acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 18 (IAS 28), en sus ítems 24 y 25, son emitidos en la misma fecha que los estados contables de la inversora. Sin embargo, también de acuerdo con los mencionados pronunciamientos, se hizo necesario utilizar estados con desfasaje de hasta 30 días, acompañados de ajustes pertinentes, al producirse efectos de eventos y transacciones relevantes entre las fechas de los estados no coincidentes. De esta forma, se utilizaron los estados contables de las vinculadas y controladas en conjunto del 30 de noviembre de 2012. La adopción de ese procedimiento presentó en 2012 un efecto irrelevante de R\$ 5.315 referente al resultado de un mes (diciembre), manteniéndose, por lo tanto, la comparabilidad con el ejercicio anterior.

III) Principales prácticas de consolidación:

- Eliminación de las inversiones de la inversora en las empresas controladas, como contrapartida a su participación en los respectivos patrimonios netos.
- Eliminación de los saldos de las cuentas entre la controlante y sus controladas en conjunto, como también de las cuentas mantenidas entre estas controladas.

Según determinación de la Instrucción CVM nº408/2004, los estados contables consolidados incluyen los saldos y las transacciones del fondo exclusivo, del cual la Compañía es la única cuotista, compuesto en su mayoría por títulos públicos de alta liquidez.

Los fondos exclusivos, cuyos estados contables son regularmente revisados/auditados, están sujetos a las obligaciones restringidas a los pagos de servicios prestados por la administración de los activos, atribuidas a las operaciones de las inversiones, no existiendo obligaciones financieras relevantes.

6 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Efectivo y depósitos bancarios	29.098	3.306	144.782	52.594
Inversiones financieras	65.647	265.332	282.865	511.430
Total	94.745	268.638	427.647	564.024

Efectivo y equivalentes de efectivo incluyen saldos de efectivo, depósitos bancarios a la vista y las inversiones financieras con liquidez inmediata, o sea, rápidamente convertibles en un monto conocido de efectivo y que están sujetos a un insignificante riesgo de cambio de valor.

La Compañía mantiene sus inversiones financieras de corto plazo, de liquidez inmediata, en un Fondo exclusivo extramercado con cartera compuesta, en su mayoría, por títulos de emisión del Tesoro Nacional, con Banco do Brasil Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. – BB-DTVM, y Caixa Económica Federal, en los términos de la legislación específica para empresas estatales emanada del Decreto Ley nº 1.290, del 03/12/1973, y de la Resolución nº 4.304, del 30/11/2011, del Banco Central do Brasil, que estableció los mecanismos para las inversiones de las empresas públicas y de las sociedades de economía mixta integrantes de la Administración Federal Indirecta (nota 7). Son operaciones que tienen como características liquidez diaria, bajo riesgo y, en este ejercicio, los títulos obtuvieron las siguientes remuneraciones:

	Remuneración	
	Del ejercicio	Del Fondo en función del
		CDI
Banco do Brasil Extram. Exclusivo 8	12,18%	145,03%
FI Caixa Extramercado IV	16,09%	191,59%
FI Caixa Extramercado III	12,49%	148,73%

Las inversiones financieras incluyen operaciones con compromiso de recompra que poseen garantía de recompra diaria por la institución financiera, a una tasa previamente establecida por las partes, y son respaldadas por títulos públicos, con rentabilidad media a índices Anbima y tasas prefijadas.

7 – TÍTULOS Y VALORES MOBILIARIOS

Origen	Tipo de inversión	Vencimiento	Remuneración	Controlante	
				31/12/2012	31/12/2011
Participaciones minoritarias	Acciones	-	JCP/Dividendos	42	42
	Provisión para pérdidas			(11)	(9)
				31	33
T.D.A.	-	Hasta 2019	TR + 3% a.a.	7.671	7.625
Tesoro Nacional	NTN-Serie P	9/7/2012	TR + 6% a.a.	-	373
	NTN-Serie P	9/7/2014	TR + 6% a.a.	185	178
	NTN-Serie P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	345	332
				530	883
Fondo exclusivo	LFT	Hasta 90 días	11,42% a.a.	-	914.071
Fondo exclusivo	LTN	Hasta 90 días	11,42% a.a.	112.546	-
Fondo exclusivo	NTN-Serie B	Hasta 90 días	11,42% a.a.	50.873	-
Fondo exclusivo	NTN-Serie F	Hasta 90 días	11,42% a.a.	61.675	-
				225.094	914.071
TOTAL				233.326	922.612
Corriente				229.018	917.439
No Corriente				4.308	5.173
Origen	Tipo de inversión	Vencimiento	Remuneración	Consolidado	
				31/12/2012	31/12/2011
Participaciones minoritarias	Acciones	-	JCP/Dividendos	42	42
	Provisión para pérdidas			(11)	(9)
				31	33
T.D.A.	-	Hasta 2019	TR + 3% a.a.	7.671	7.625
Tesoro Nacional	NTN-Serie P	9/7/2012	TR + 6% a.a.	-	373
	NTN-Serie P	9/7/2014	TR + 6% a.a.	185	178
	NTN-Serie P	28/12/2015	TR + 6% a.a.	345	332
				530	883
Fondo exclusivo	LFT	Hasta 90 días	11,42% a.a.	370	914.071
Fondo exclusivo	LTN	Hasta 90 días	11,42% a.a.	112.973	-
Fondo exclusivo	NTN-Serie B	Hasta 90 días	11,42% a.a.	50.919	-
Fondo exclusivo	NTN-Serie F	Hasta 90 días	11,42% a.a.	61.674	-
Fondo exclusivo	CDB	Hasta 90 días		90.218	-
				316.154	914.071
TOTAL				324.386	922.612
Corriente				319.923	917.439
No Corriente				4.463	5.173

Las acciones ordinarias y preferidas representan, principalmente, participaciones minoritarias en empresas del Sector de Telecomunicaciones, están ajustadas al probable valor de realización y registradas en el Activo Corriente.

Los Títulos de la Deuda Agraria – TDA provienen de la acción de desapropiación del Gobierno Federal, por interés social, a efectos de reforma agraria, de propiedades rurales de la Compañía, en los términos del Estatuto de la Tierra – Ley nº 4.504, del 30/11/1964, y están clasificados como *títulos mantenidos hasta el vencimiento*. Los títulos registrados en el Activo No Corriente/Realizable a Largo Plazo, poseen vencimientos hasta 2019.

Las Notas del Tesoro Nacional – NTN - Serie P provienen de la venta de títulos de acciones representativos de participaciones minoritarias, depositados en el Fondo Nacional de Privatización – FND, en conformidad con el Decreto nº 1.068/1994, y están registradas en el Activo No Corriente/Realizable a largo plazo y clasificadas como *títulos mantenidos hasta su vencimiento*.

La composición de la cartera de los fondos exclusivos se refiere sustancialmente a títulos públicos federales (LFTs, LTNs y NTNs, series B y F) y está clasificada como mantenida para negociación y valuada a valor justo por medio del resultado.

8 - CLIENTES

Los créditos a cobrar, de corto y largo plazos, resultantes de la venta de energía y de la disponibilidad del sistema de transmisión, presentan el siguiente perfil:

	Controlante					
	A vencer	Vencidos			Total	
		Hasta 90 días	Por más de 90 días	Total	31/12/2012	31/12/2011
Suministro de Energía						
Comerc. de energía – Contratos	78.801	4.547	94.273	98.820	177.621	153.437
Abastecimiento de Energía						
Comerc. de energía – Contratos	411.519	18.944	109.052	127.996	539.515	481.732
Comercialización en CCEE	26.948	-	-	-	26.948	29.091
Conexión al sistema de transmisión	7.906	471	15.905	16.376	24.282	21.753
Uso de la red eléctrica	143.594	1.840	24.321	26.161	169.755	161.718
(-)Provisión para crédito de liquidación dudosa	-	-	(183.740)	(183.740)	(183.740)	(102.454)
TOTAL	668.768	25.802	59.811	85.613	754.381	745.277
Corriente	649.197	25.802	59.811	85.613	734.810	745.277
No Corriente	19.571	-	-	-	19.571	-

	Consolidado					
	A vencer	Vencidos			Total	
		Hasta 90 días	Por más de 90 días	Total	31/12/2012	31/12/2011
Suministro de Energía						
Comerc. de energía – Contratos	78.801	4.547	94.273	98.820	177.621	153.437
Abastecimiento de Energía						
Comerc. de energía – Contratos	411.519	18.944	109.052	127.996	539.515	481.732
Comercialización en CCEE	26.948	-	-	-	26.948	29.091
Conexión al sistema de transmisión	7.906	471	15.905	16.376	24.282	21.753
Uso de la red eléctrica	149.912	1.862	24.786	26.648	176.560	168.891
(-)Provisión para crédito de liquidación dudosa	-	-	(183.740)	(183.740)	(183.740)	(102.454)
TOTAL	675.086	25.824	60.276	86.100	761.186	752.450
Corriente	655.515	25.824	60.276	86.100	741.615	752.450
No Corriente	19.571	-	-	-	19.571	-

- CRÉDITOS RENEGOCIADOS

Parte de los créditos por cobrar, antes relacionados, sufrió renegociación de la siguiente forma:

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Companhia Energética do Piauí S.A.	-	3.064
Ligas do Brasil S.A.	17.520	14.228
Celpa S.A.	25.810	4.975
Santana Têxtil	3.462	1.384
	46.792	23.651
(-)Provisión para créditos de liquidación dudosa	(17.520)	(14.228)
(-) Provisión de ajuste a valor presente	(3.063)	-
Total	26.209	9.423
Corriente	6.638	9.423
No Corriente	19.571	-

Los créditos de energía renegociados tienen las siguientes características:

- **Ligas do Brasil S.A.– Libra** – Documento de Reconocimiento de Deuda firmado entre Chesf y Ligas do Brasil S.A. – Libra, con fecha 01/09/2004, por valor de R\$ 3.423 con pago en 36 cuotas mensuales, con vencimiento a partir del 25/09/2004, actualizadas según la tasa Selic, más intereses del 1% a.m..Las cuotas vencidas desde noviembre/2005, estaban en etapa de cobranza judicial por medio del Proceso nº 0126653-84.2009.8.17.0001, presentado en la Justicia Estatal de Pernambuco, en el 24º Juzgado Civil de la Capital.En razón del Acuerdo firmado entre Chesf y Libra, se pidió la extinción del proceso nº 0126653-84.2009.8.17.0001 que se efectuó el 05/05/2010. Sin embargo, dicha transacción se refirió apenas a las facturas de consumo de energía eléctrica con vencimiento a partir de mayo de 2010. Chesf presentó una nueva Acción Ordinaria de cobranza que se encuentra en trámites en el 17º juzgado civil de la capital, registrada con el nº 00282992-95.2010.8.17.0001, a fin de recuperar créditos relativos a facturas atrasadas.

La Compañía mantuvo, en el ejercicio, el registro de provisión para créditos de liquidación dudosa de esos valores.

- **Celpa S.A.** - Plan de Recuperación Judicial, con valor de R\$ 25.810, aprobado el 01/09/2012 por la Asamblea de Acreedores.Celpa deberá pagar ese valor en 60 (sesenta) cuotas mensuales, iguales y sucesivas, no sujetas a intereses ni actualización monetaria.La Compañía mantiene una provisión de ajuste a valor presente de las cuentas por cobrar por valor de R\$ 3.063.
- **Santana Têxtil** - Documentos de Reconocimiento y Pago de Deuda nº 001/2012 por valor de R\$ 4.055, que puede pagarse en 24 (veinticuatro) cuotas; nº 002/2012 por valor de R\$ 922, que puede pagarse en 06 (seis) cuotas y nº 003/2012 por valor de R\$ 955 mil, que puede pagarse en 06 (seis) cuotas; todos con fecha 18/06/2012, con sus respectivas cuotas actualizadas según la tasa SELIC, más intereses del 1% a.m..

- PROVISIÓN POR CRÉDITOS DE LIQUIDACIÓN DUDOSA

	Controlante y Consolidado		
	31/12/2011	Provisión	31/12/2012
Consumidores industriales	(98.150)	240	(97.910)
Concesionarias y Permisionarias	(1.644)	(81.526)	(83.170)
Otras	(2.660)	-	(2.660)
Corriente	(102.454)	(81.286)	(183.740)

La Provisión por Créditos de Liquidación Dudosa - PCLD es reconocida en un valor considerado suficiente por la Administración para cubrir las probables pérdidas en la realización de las cuentas a cobrar, cuya recuperación es considerada improbable.Considera un análisis individual de las cuentas a

cobrar vencidas, de forma que se obtenga un juicio adecuado de los créditos considerados de difícil cobro, basándose en la experiencia de la Administración con relación a las pérdidas efectivas, en la existencia de garantías reales, entre otros.

9 – VALORES A COBRAR – LEY N° 12.783/2013

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Valor a cobrar	4.736.747	-	4.736.747	-
	4.736.747	-	4.736.747	-
No Corriente				
Valor a cobrar	2.719.769	-	2.719.769	-
	2.719.769	-	2.719.769	-
	7.456.516	-	7.456.516	-

Se refieren a los valores de indemnización a cobrar del poder concedente, relativos a las instalaciones objeto de la renovación de concesiones de servicio público, proveniente Medida Provisional nº 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, que se cobrarán reajustados por el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA), siendo: 50% al contado, a pagar en hasta 45 días después de la fecha de firma de la enmienda al contrato de concesión y 50% en cuotas mensuales, a pagar hasta el vencimiento del contrato de concesión vigente en la fecha de publicación de la Ordenanza nº 580/2012, en ambas considerando la remuneración al Promedio Móvil Ponderado de Capital (WACC) del 5,59% real al año, contando a partir del primer día del mes de firma de la enmienda al contrato de concesión (nota 2.3).

10 – TRIBUTOS Y CONTRIBUCIONES SOCIALES

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Impuestos a recuperar	177.508	12.898	200.041	21.964
	177.508	12.898	200.041	21.964
No Corriente				
Impuestos a recuperar	134.193	189.545	233.629	256.073
Activos fiscales diferidos	1.723.105	376.758	1.759.171	404.077
	1.857.298	566.303	1.992.800	660.150
	2.034.806	579.201	2.192.841	682.114

b) Tributos por recuperar

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
IRPJ/CSLL - Anticipaciones	167.672	874	174.211	6.654
IR Fuente	82	82	4.222	2.721
Finsocial	1.961	1.717	1.961	1.717
PIS/Pasep	1.191	1.613	3.087	1.633
Cofins	5.486	7.430	14.214	7.514
Otros	1.116	1.182	2.346	1.725
	177.508	12.898	200.041	21.964
No Corriente				
IR Fuente	-	-	-	707
Finsocial	6.030	12.020	6.030	12.020
PIS/Pasep	-	-	17.737	11.741
Cofins	128.163	177.525	209.862	231.605
	134.193	189.545	233.629	256.073
	311.701	202.443	433.670	278.037

PIS/Pasep y Cofins – Inconstitucionalidad de la ampliación de la base de cálculo

El Supremo Tribunal Federal – STF declaró la inconstitucionalidad del párrafo 1º del artículo 3º de la Ley nº 9.718/1998, que amplió la base de cálculo del PIS/PASEP y de COFINS [Contribución Social al Programa de Integración Social (PIS)/ Programa de Formación del Patrimonio del Servidor Público (PASEP) y Contribución a la Financiación de la Seguridad Social (COFINS)] y dio un nuevo concepto a la facturación que pasó a contemplar todos los ingresos devengados por la persona jurídica independientemente del tipo de actividad ejercida y la clasificación contable adoptada. Esta disposición no poseía previsión constitucional que la amparase, habiendo sido objeto de enmienda constitucional posterior.

La referida decisión solamente beneficia a las empresas autoras de las apelaciones extraordinarias juzgadas. Basándose en el Código Tributario Nacional (CTN), la Compañía presentó, el 9 de junio de 2005, un requerimiento administrativo en la Administración Federal de Ingresos Públicos de Brasil (SRF) con el fin de obtener el reconocimiento del derecho y la restitución de los valores pagados en exceso como resultado de la declaración de inconstitucionalidad de la ampliación de la base de cálculo de esas contribuciones, por el STF.

Con el rechazo de la citada apelación por parte de la SRF de Brasil, la Compañía presentó acciones judiciales ordinarias, en julio de 2006, para recuperar esos créditos de PIS/PASEP y de COFINS, donde obtuvo un fallo favorable.

Sin embargo, el Supremo Tribunal Federal (STF), al analizar la constitucionalidad de la aplicación de la Ley Complementaria nº 118/2005 (RE 566.621/RS), concluyó que el plazo de prescripción de 10 (diez) años incide apenas sobre los procesos entablados o requerimientos administrativos presentados hasta el 08 de junio de 2005. Teniendo en cuenta ese entendimiento de la Corte Suprema, el Gobierno Federal (Hacienda Nacional) impugnó la liquidación de la condena (computo de los valores) y también entabló una acción rescisoria ante el Tribunal Regional Federal de la 5ª Región, buscando eliminar parcialmente la decisión favorable a la Compañía, lo que representaría una reducción de los valores debidos.

En virtud de la posición establecida por el Supremo Tribunal Federal (STF), es probable que las apelaciones pendientes de sentencia regresen a los órganos de origen para adecuarse a la orientación de la Corte Constitucional.

Fundamentada en la opinión de sus consultores jurídicos sobre la acción judicial referente a COFINS, con sentencia inapelable, en el Comunicado Técnico nº 05/2009 de IBRACON-Instituto de los Auditores Independientes de Brasil y en la Resolución CVM nº 594/2009, la Compañía mantiene registrado contablemente en el grupo de impuestos y contribuciones a recuperar, el monto estimado de crédito al valor probable de realización (valor original corregido), correspondiente a R\$ 128.163, los cuales se compensarán futuramente con tributos federales debidos por la Compañía.

La Compañía posee, además, objeto de acción similar en trámite, crédito fiscal potencial de PIS/PASEP, no reconocido contablemente, relativo al período de febrero de 1999 a noviembre de 2002, que, actualizado hasta el final de este ejercicio corresponde a R\$ 14.347, que serán futuramente compensados con tributos federales debidos por la Compañía.

c) Activos fiscales diferidos

• Impuesto a las ganancias persona jurídica y Contribución social

La Compañía mantiene reconocidos íntegramente en su Activo No Corriente, en los términos de los Pronunciamientos Técnicos CPC 26 (IAS 1) y 32 (IAS 12), aprobados por las Resoluciones CVM No. 595 y No. 599, ambas del 15/09/2009, activos diferidos, en el monto de R\$ 1.723.105, resultantes de diferencias temporarias, según la siguiente distribución:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Diferencias temporarias				
. Ordenanza DNAEE nº 250/1985 - efecto acreedor en 1994*	-	77.077	-	77.077
. Provisiones para contingencias	1.283.546	416.076	1.283.809	416.076
. Provisión para créditos de liquidación dudosa	198.533	102.454	198.533	102.454
. Provisión para pérdidas – estudios y proyectos	10.882	10.882	10.882	10.882
. Ajustes iniciales resultantes de la Ley nº 11.638/2007	-	-	-	13.627
. Provisión Seguro de Vida – Evaluación Actuarial	81.922	81.922	81.922	81.922
. Adopción de las nuevas prácticas - BRGAAP	3.985.503	714.357	3.998.611	714.357
. Otras provisiones	123.948	119.694	185.232	154.069
	5.684.334	1.522.462	5.758.989	1.570.464
Pérdida fiscal				
Base negativa de la contribución social				
Créditos Fiscales				
. Impuesto a las ganancias sobre diferencias temporarias	1.211.515	246.673	1.230.178	258.674
. Impuesto a las ganancias sobre pérdida fiscal	-	-	7.856	8.087
. Contribución social sobre diferencias temporarias	511.590	130.085	518.309	134.405
. Contribución social sobre base negativa	-	-	2.828	2.911
No Corriente	1.723.105	376.758	1.759.171	404.077

*Solamente referente al impuesto a las ganancias.

Tales efectos tributarios contemplan la aplicación de la tasa de 9% para la Contribución Social, y para el Impuesto a las Ganancias, la tasa de 15% sobre la base de cálculo, con recargo del 10%; reducido a 6,25% durante el período de disfrute del incentivo fiscal (nota 35) para las diferencias temporarias que influirán en el cálculo de ese incentivo, en conformidad con la Ley nº 9.430, del 30/12/1996.

Los créditos fiscales relativos al Impuesto a las Ganancias - IRPJ y Contribución Social sobre el Beneficio Neto - CSLL, provenientes de diferencias temporarias – efectos inflacionarios registrados en los Bienes de Uso, Norma Administrativa DNAEE nº 250/1985, provisiones por contingencias, provisiones por créditos de liquidación dudosa, provisión por pérdidas – estudios y proyectos, programa de incentivo a la desvinculación de personal, participaciones en los beneficios o resultados, provisión por seguro de vida y adopción de las nuevas prácticas contables (BRGAAP), serán utilizados de acuerdo con la realización de los bienes de Uso, el resultado de acciones judiciales, o el resarcimiento y la recaudación de clientes, conclusión o destino de los estudios y proyectos, pagos a los empleados y por el movimiento de los beneficios poseempleo como resultado de la adopción del CPC 33 (IAS 19), aprobado por la Resolución CVM nº 600, del 07/10/2009, respectivamente.

La realización de esos activos se estimó de acuerdo con la siguiente tabla:

	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (BRGAAP y IFRS)
2013	-	7.564
2014	33.447	43.598
2015	24.825	37.424
2016	24.313	30.065
Después de		
2016	1.640.520	1.640.520
	1.723.105	1.759.171

• RÉGIMEN TRIBUTARIO DE TRANSICIÓN - RTT

El Régimen Tributario de Transición - RTT, instituido por la Medida Provisional nº 449/2008, convertida en la Ley nº 11.941/2009, por medio del cual las determinaciones del IRPJ, de la CSLL, del PIS/PASEP y de la COFINS, continúan siendo determinadas según los métodos y criterios contables definidos por la Ley nº 6.404/1976, vigentes hasta el 31 de diciembre de 2007.

De esta forma, el impuesto a las ganancias y la contribución social diferidos, calculados sobre los ajustes resultantes de la adopción de las nuevas prácticas provenientes de la Ley nº 11.638/2007 y de las normas antes mencionadas, fueron registrados en estos Estados Contables, cuando corresponde, en conformidad con el Pronunciamiento Técnico CPC 32 (IAS 12) y la Instrucción CVM nº 371/2002.

Este régimen tendrá vigencia hasta la entrada en vigor de una ley que discipline los efectos fiscales de las nuevas prácticas contables, buscando la neutralidad tributaria.

11 – EXISTENCIAS

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Materia-prima para la producción de energía eléctrica	6.391	6.511
Material		
Existencias	56.598	57.026
Destinado a la venta	18.174	16.363
Otros	3.821	2.845
	78.593	76.234
Compras en curso	-	1.979
Adelantos a proveedores	396	374
	85.380	85.098

12 – PRENDAS E DEPÓSITOS VINCULADOS

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Prendas y otros depósitos vinculados	11.003	11.003	13.653	36.297
	11.003	11.003	13.653	36.297
No Corriente				
Depósitos vinculados a litigios	452.645	267.930	458.298	269.401
Prendas y otros depósitos vinculados	30.149	27.855	31.767	33.022
	482.794	295.785	490.065	302.423
	493.797	306.788	503.718	338.720

b) Depósitos vinculados a litigios

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Laborales	131.530	114.121	131.532	114.122
Civiles	243.185	80.701	244.723	82.171
Fiscales	77.930	73.108	82.043	73.108
	452.645	267.930	458.298	269.401

Se refieren a valores vinculados a procesos existentes en las esferas judicial y administrativa. Del monto registrado el 31/12/2012, en la controlante, R\$ 326.897 están directamente relacionados con las provisiones relativas a procesos laborales y civiles, con riesgo de pérdida probable, presentados en la nota 25.

c) Prendas y otros depósitos vinculados

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Prendas referentes a subastas de energía eléctrica	11.000	11.000	11.000	11.000
Carta de crédito BB	-	-	-	25.283
Inversiones time deposit	-	-	2.633	-
Otros	3	3	20	14
	11.003	11.003	13.653	36.297
No Corriente				
Carta de crédito BNB	29.067	26.773	29.067	26.773
Garantía contractual BNB	1.082	1.082	1.082	1.082
Reserva de contrato BNDES	-	-	1.618	1.300
Carta de crédito BB	-	-	-	3.867
	30.149	27.855	31.767	33.022
	41.152	38.858	45.420	69.319

13 – ACTIVO FINANCIERO – CONCESIONES DE SERVICIO PÚBLICO

La Compañía posee contratos de concesión en los segmentos de generación y transmisión de energía eléctrica, firmados con el Poder Concedente – Gobierno Federal representado por Aneel-, siendo todos los contratos, por segmento, bastante similares en términos de derechos y obligaciones del concesionario y del Poder Concedente.

La determinación de tarifas de transmisión es controlada por Aneel, reajustada anualmente y revisada en cada período de cuatro años, teniendo como base el mantenimiento del equilibrio económico financiero del contrato, considerando tanto las inversiones efectuadas por la Compañía como su estructura de costos y gastos.La cobranza de los servicios es efectuada directamente a los usuarios de las líneas de transmisión, por la facturación del Ingreso Anual Permitido – RAP ajustada mensualmente por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS a través de avisos de créditos.

La generación de energía eléctrica obtiene su ingreso y sistema de recaudación mediante la definición de precio, y la comercialización de energía se efectúa por medio de contratos firmados con las concesionarias de distribución, de los contratos de reserva de potencia y suministro de energía eléctrica, firmados con consumidores industriales directamente atendidos por la Compañía, de contratos originados de subastas de energía eléctrica, realizados por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, y de subastas de compra y venta de energía eléctrica realizadas por comercializadores o consumidores libres.Las eventuales diferencias entre las energías generadas y vendidas en la forma de los contratos descritos se comercializan en el mercado de corto plazo, en el ámbito de la CCEE.

Los plazos y otras informaciones sobre las concesiones se describen en la Nota 2.

La ICPC 01 (IFRIC 12) y la OCPC 05 orientan a los concesionarios sobre la forma de contabilizar las concesiones de servicios públicos y definen los principios generales de reconocimiento y medición de los derechos y obligaciones relacionados con los contratos de concesión de esos servicios.

La ICPC 01 (IFRIC 12) se aplica a los contratos de concesión público-privados en los cuales el Poder Concedente:

- Controla o regula el tipo de servicios que pueden ser suministrados con recurso a las infraestructuras subyacentes;
- Controla o regula el precio al cual los servicios son suministrados;
- Controla/tiene interés significativo en la infraestructura al final de la concesión.

En los términos de la ICPC 01 (IFRIC 12) una concesión público-privada debe presentar las siguientes características:

- Existe una infraestructura subyacente a la concesión que es utilizada para prestar servicios;
- Existe un acuerdo/contrato entre el concedente y el operador;

- El operador presta un conjunto de servicios durante la concesión;
- El operador recibe una remuneración a lo largo de todo el contrato de concesión, ya sea directamente del concedente o de los utilizadores de las infraestructuras, o de ambos;
- Las infraestructuras son transferidas al concedente al final de la concesión, en forma gratuita u onerosa.

En el negocio de Transmisión de energía eléctrica, la ICPC 01 (IFRIC 12) es aplicable con la utilización del Modelo Financiero.

Como resultado de la adopción de esas normas y del contrato de concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, que le da el derecho de cobrar por el uso de la infraestructura de la concesión, la Compañía y sus controladas en conjunto reconocieron un Activo Financiero correspondiente a la remuneración por el uso de la infraestructura y un Activo Financiero indemnizable correspondiente al valor debido por el Poder Concedente.

La Compañía poseía, al 31 de diciembre de 2012, R\$ 1.343.489 como cuentas a cobrar del Poder Concedente, luego los efectos de la Ley nº 12.783/2013, referente al monto esperado de valores a cobrar al final de las concesiones (R\$ 4.245.062 , al 31 de diciembre de 2011). Los valores de los activos financieros a ser recibidos durante la concesión (Activo financiero – RAP) fueron reconocidos por la diferencia entre el valor justo de los Activos Financieros – concesión del servicio público y el Activo financiero – indemnizable siendo que éste representa menor entre el valor residual contable y el Valor Nuevo de Reposición, de los activos construidos o adquiridos para la prestación de los servicios de concesión al término del contrato.

El valor justo del activo financiero se determina por medio del flujo de efectivo de los contratos, que contemplan las entradas de efectivo previstas a través del Ingreso Anual Permitido – RAP, deduciendo el componente correspondiente a la remuneración de los costos con operación y mantenimiento de los activos, además de la indemnización prevista al término del contrato de concesión, ajustado por la correspondiente tasa interna de retorno.

Al promulgarse la Ley nº 12.783/2013, parte de las instalaciones de transmisión prorrogadas fueron indemnizadas, quedando las instalaciones relativas a la Red Básica del Servicio Existente (RBSE), cuya indemnización se midió por el menor valor entre el valor residual contable y el valor nuevo de reposición, y se presentan en el ítem activo financiero indemnizable. Se prevé que esos valores se reciban en hasta 30 años.

En 2012, esos activos financieros tuvieron el siguiente movimiento:

Transmisión	Saldo al 31/12/2011	Controlante			Saldo al 31/12/2012	Efectos de la Ley nº 12.783/2013	Saldo después de la Ley nº 12.783/2013
		Entradas	Actualización	Amortización			
Activo financiero indemnizable	4.245.062	325.682	-	-	4.570.744	(3.227.255)	1.343.489
Activo financiero – RAP	1.826.919	276.787	684.098	(933.238)	1.854.566	(521.327)	1.333.239
Total	6.071.981	602.469	684.098	(933.238)	6.425.310	(3.748.582)	2.676.728

Transmisión	Saldo al 31/12/2011	Consolidado			Saldo al 31/12/2012	Efectos de la Ley nº 12.783/2013	Saldo después de la Ley nº 12.783/2013
		Entradas	Actualización	Amortización			
Activo financiero indemnizable	4.291.092	379.444	5.201	-	4.675.737	(3.227.255)	1.448.482
Activo financiero – RAP	2.809.144	759.973	802.632	(1.006.928)	3.364.821	(521.327)	2.843.494
Total	7.100.236	1.139.417	807.833	(1.006.928)	8.040.558	(3.748.582)	4.291.976

14- OTROS ACTIVOS

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Adelantos a empleados	4.542	19.125	4.864	19.344
Financiaciones a terceros	3.427	2.323	3.427	2.323
Ventas en curso	14.614	7.889	14.616	7.891
Desactivaciones en curso	15.641	18.098	15.777	18.233
Primas de seguros	2.941	2.914	11.879	8.023
Gastos reembolsables	6.893	4.432	6.893	4.432
Ventas de bienes y derechos	1.461	1.473	1.461	1.473
Adelantos a proveedores	12.889	8.490	13.155	8.693
Adelantos a Eletropar	5.279	5.279	5.279	5.279
Dividendos por cobrar	6.821	13.293	3.089	4.252
Servicios prestados a terceros	8.700	6.335	32.781	21.556
Servicios en cursos	100.330	92.244	104.005	93.354
Otras provisiones operativas	(14.793)	-	(14.793)	-
Otros	6.617	7.839	8.583	9.528
	175.362	189.734	211.016	204.381
No Corriente				
Adelantos a Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
FGTS - Cuenta-Empresa	4.058	3.926	4.058	3.926
Primas de seguros	-	-	13.766	13.171
Bienes destinados a la venta	7.129	12.122	7.129	12.128
Reserva Global de Reversión	-	9.965	-	9.965
Otros	45.263	13.228	28.403	13.242
	57.906	40.697	54.812	53.888
Total	233.268	230.431	265.828	258.269

15 – INVERSIONES

Composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
1. Participaciones societarias				
Vinculada				
• Energética Águas da Pedra S.A.	86.707	75.638	86.707	75.638
Controladas en conjunto				
• STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	188.861	195.267	-	-
• Integração Transmissora de Energia S.A.	35.646	31.692	-	-
• Interligação Elétrica do Madeira S.A.	274.366	179.878	-	-
• ESBR Participações S.A.	939.825	554.408	-	-
• Manaus Transmissora de Energia S.A.	187.758	122.268	-	-
• Manaus Construtora Ltda.	15.410	6.392	-	-
• TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	45.183	15.235	-	-
• Norte Energia S.A.	409.824	217.672	-	-
• Pedra Branca S.A.	13.504	1.737	-	-
• São Pedro do Lago S.A.	14.098	1.803	-	-
• Sete Gameleiras S.A.	19.810	1.850	-	-
• Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	14.956	980	-	-
• Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	106	-	-	-
• Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	111	-	-	-
• Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	114	-	-	-
• Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	67	-	-	-
• Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	53	-	-	-
	2.246.399	1.404.820	86.707	75.638
Otras participaciones	545	535	545	535
	2.246.944	1.405.355	87.252	76.173
2. Otras inversiones				
• Bienes y derechos para uso futuro – Estudios y proyectos	2.419	2.250	2.419	2.250
• Otros	1.093	1.093	1.093	1.093
	3.512	3.343	3.512	3.343
Total	2.250.456	1.408.698	90.764	79.516

STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.

En conformidad con la política del Gobierno Federal de atraer capitales privados, con el objetivo de incrementar las inversiones en el Sector Eléctrico, y en la forma establecida por la Ley nº 10.438/2002, el Consorcio AC Transmissão, formado por Chesf y por Cia. Técnica de Engenharia Elétrica - Alusa, actual Alupar Investimentos S.A., participó en la Subasta nº 001/2003-ANEEL para el otorgamiento de concesión de líneas de transmisión, venciendo el lote C, correspondiente a la línea de transmisión de 500 KV, Teresina-PI/Sobral y Fortaleza-CE, con 546 km de extensión, según los términos del Contrato de Concesión nº 005/2004 ANEEL, firmado el 18 de febrero de 2004, con plazo de concesión de 30 (treinta) años. En este sentido, el 27/10/2003 se constituyó la empresa STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A., con el objetivo de construir y operar la referida línea de transmisión, cabiéndoles a Alupar 51% y a Chesf 49%, en la participación accionaria de STN. El proyecto se concluyó en diciembre/2005 y la operación comercial se inició en enero/2006.

También en el ámbito de esta controlada en conjunto, Chesf mantiene con STN contratos para la operación y mantenimiento de la referida línea de transmisión, habiendo devengado en el ejercicio de 2011 un ingreso de R\$ 2.134 por la prestación de esos servicios. La Compañía también registró, en el mismo período, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 17.615.

Integração Transmissora de Energia S.A.

La Compañía también posee una controlada en conjunto en la actividad de transmisión de energía con la empresa Integração Transmissora de Energia S.A. - Intesa, constituida el 20/12/2005, con participación de 12% del capital. El objeto social de Intesa es la construcción, implantación, operación y mantenimiento del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional - SIN, compuesto por la línea de transmisión de 500kV Colinas/Serra da Mesa 2, 3º circuito, entradas de línea e instalaciones vinculadas, con 695 km de extensión, en los términos del Contrato de Concesión nº 002/2006 - ANEEL, firmado con el Poder Concedente, el 27/04/2006, por medio de ANEEL, con plazo de concesión de 30 (treinta) años. Los demás participantes de la sociedad son: Fundo de Investimentos em Participações Brasil Energia - FIP, con 51%, y Eletronorte, con 37%. La operación comercial de Intesa se inició el 30/05/2008. La Compañía registró, en el período, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 4.107.

Energética Águas da Pedra S.A.

También en el ámbito de las inversiones, la Compañía mantiene como vinculada en la actividad de generación de energía a la empresa Energética Águas da Pedra S.A., constituida el 03/04/2007, en la cual posee participación de 24,5%, junto con Eletronorte (24,5%) y Neoenergia S.A. (51,0%). La referida empresa tuvo origen en el Consorcio Aripuanã, ganador de la Subasta nº 004/2006-ANEEL, realizada el 10/10/2006, relativa a la contratación de energía proveniente de nuevos negocios, con posterior otorgamiento de concesión dentro del Ambiente de Contratación Regulada - ACR, para la implantación de la Planta Hidroeléctrica Dardanelos, en el Río Aripuanã, situado al norte del Estado de Mato Grosso, con potencia instalada de 261 MW y energía promedio asegurada total de 154,9 MW, para abastecer el municipio de Aripuanã y, posteriormente, el Sistema Interconectado Nacional - SIN. Las primeras máquinas entraron en operación en 2011, habiendo sido comercializados 147 MW medios para el período de 2011 a 2041. El plazo de concesión del proyecto es de 35 (treinta y cinco) años a partir del 03/07/2007, fecha de la firma de su Contrato de Concesión nº 002/2007-MME-UHE DARDANELOS. La Compañía registró, en el período, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 14.524.

Interligação Elétrica do Madeira S.A.

La Compañía también participa en la empresa controlada en conjunto de la actividad de transmisión, Interligação Elétrica do Madeira S.A., creada a partir de la Subasta ANEEL - 007/2008, de la cual posee 24,5% del capital social, junto con las empresas Furnas Centrais Elétricas S.A., con 24,5%, y CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, 51%. La referida sociedad, constituida el 18/12/2008, tiene como objeto la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la red básica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SIN, específicamente de las LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara 2 (SP) número 01, en CC, +/- 600 kV, con 2.375 km, Estación Rectificadora número 02 CA/CC, 500 KV/ +/- 600 KV - 3.150 MW, Estación Inversora número 02 CC/CA +/- 600 KV/500 KV - 2.950 MW y demás obras complementarias, en los términos de los Contratos de Concesión nº 13/2009-ANEEL y nº 15/2009-ANEEL. El plazo previsto para el inicio de la operación es abril/2013. En el período, la Compañía realizó aportes de capital, en la vinculada, de R\$ 67.620 y registró un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 26.868.

ESBR Participações S.A.

La Compañía tiene una participación de 20% en el capital social de la empresa ESBR Participações S.A., constituida el 12/02/2009, controlada en conjunto en la actividad de generación, junto con las empresas Suez Energy South America Participações Ltda., 50,1%, Eletrosul Centrais Elétricas S.A., 20%, y Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S.A., 9,9%. ESBR Participações S.A. pasó a tener la totalidad de las acciones de la empresa Energia Sustentável do Brasil S.A., a partir de mayo/2009. La Compañía se asoció a las empresas mencionadas para participar en la Subasta nº 005/2008-ANEEL, que dio origen a la Empresa energía Sustentável de Brasil S.A. con el objetivo de obtener la concesión y la comercialización de la energía proveniente de la Planta Hidroeléctrica Jirau - PHE Jirau -, en el Río Madeira, municipio de Porto Velho, capital del Estado de Rondônia, con potencia

instalada mínima de 3.750 MW, y entrada en operación prevista para 2013. El plazo de concesión del proyecto es de 35 (treinta y cinco) años a partir del 13/08/2008, fecha de la firma de su Contrato de Concesión nº 002/2008 - MME-UHE JIRAU.La Compañía realizó, en el período, un aporte de capital en esta vinculada de R\$ 390.000 y un registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional agregado a otros resultados completos en el monto de R\$ 4.583.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

Empresa creada a partir del Consorcio Amazonas y constituida el 22/04/2008 para la implantación de las líneas de transmisión de 500 kV Oriximiná (PA) - Silves (AM), con extensión aproximada de 335 km, y Silves (AM) – Lechuga (AM), con 224 km de extensión aproximada; construcción de la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 KV (150 MVA) y de la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 KV (1.800 MVA), según el Contrato de Concesión nº 010/2008 - ANEEL, con plazo de concesión de 30 (treinta) años, a partir del 16/10/2008, fecha de la firma del contrato.La Compañía posee 19,5% del capital social de dicha empresa, junto con las empresas Abengoa Holding, de España, con 50,5%, y Eletronorte, con 30%, y el inicio de las operaciones está previsto para marzo/2013. La Compañía, en el período, realizó aportes de capital en esta vinculada, por valor de R\$ 70.942, y registró un resultado negativo de participación patrimonial proporcional neta, de R\$ 5.452. Debido a la dificultad para obtener las licencias operativas, existe un atraso en la ejecución de la obra.Como son factores que no dependen de la gestión de la Compañía, se está negociando con el Ministerio de Minas y Energía la revisión de los plazos previstos en el cronograma de construcción, sin penalidades.

Manaus Construtora Ltda.

El 30 de enero de 2009, se constituyó la empresa Manaus Construtora Ltda., de la cual la Compañía es socia con 19,5%, en conjunto con Abengoa Holding (50,5%), y Eletronorte, con 30%.Esta empresa tiene como objetivo la construcción, montaje y suministro de materiales, mano de obra y equipos para la línea de transmisión de 500 kV Oriximiná/Cariri CD, la subestación Silves (antes denominada Itacoatiara) de 500/138 KV y la subestación Lechuga (antes denominada Cariri) de 500/230 KV, entradas de línea e instalaciones vinculadas, como también las demás instalaciones necesarias para las funciones de medición, supervisión, protección, comando, control y telecomunicación, a ser integrada a la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional.La Compañía registró, en el período, un resultado positivo de participación patrimonial proporcional de R\$ 3.556.

TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

La Compañía participó en el Consorcio Nordeste de Transmissão de Energia, vencedor del Lote C de la Subasta nº 005/2009, efectuada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL el 27 de noviembre de 2009, con el objetivo de la construcción, implantación, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente de la Línea de Transmisión São Luiz II - São Luiz III, de 230 KV, con 156 km de extensión, localizada en el estado de Maranhão, de las subestaciones Pecém II, de 500/230 KV (3.600 MVA) y Aquiraz II, de 230/69 KV (450 MVA), localizadas en el estado de Ceará.A partir de ese consorcio, el 12 de enero de 2010 se constituyó la empresa TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A., con sede en la ciudad de Recife, capital del estado de Pernambuco, en la cual Chesf participa con 49% y ATP Engenharia Ltda. con 51%.El plazo de concesión del proyecto es de 30 años, a partir del 12 de julio de 2010, fecha de la firma del Contrato de Concesión nº 004/2010 ANEEL, con plazo previsto para el inicio de las operaciones en julio de 2013. La Compañía realizó en este período un aporte de capital en esa controlada por valor de R\$ 34.300 y registró en este mismo período un resultado negativo de participación patrimonial proporcional de R\$ 4.352.

Norte Energia S.A.

La Compañía posee participación societaria en la empresa Norte Energia S.A., creada el 21/07/2010, a partir del Consorcio Norte Energia, vencedor de la Subasta nº 006/2009-ANEEL, cuyo objeto fue la concesión y la comercialización de energía proveniente de la Planta Hidroeléctrica Belo Monte, en la cual Chesf participa con 15%, junto con Eletrobras, 15%; Eletronorte 19,98%; Fundação Petrobras de

Seguridad Social – Petros 10%; J. Malucelli Energia S.A., 0,25%; Vale S.A., 9,00%; Caixa FIP Cevix, 5,00%; Sinobras - Siderúrgica Norte Brasil S.A, 1,00%; Fundação dos Economiários Federais - Funcief, 5,00%; Belo Monte Participações S.A., 10,00%; y Amazônia Energia Participações S.A., 9,77%. La UHE Belo Monte será instalada en el Rio Xingu, en el municipio de Vitória de Xingu, en Pará. La capacidad mínima a ser instalada es de 11.233,1 MW, garantía física de 4.571 MW medios y embalse con área de 516 quilómetros cuadrados, con plazo de concesión de 35 (treinta y cinco) años, a partir del 26 de agosto de 2010, fecha de la firma del Contrato de Concesión No. 001/2010-MME UHE Belo Monte. El plazo previsto para el inicio de las operaciones es febrero de 2015. En el período, la Compañía realizó un aporte de capital en esa controlada por valor de R\$ 198.000 y registró, en el mismo período, un resultado negativo de participación patrimonial proporcional de R\$ 5.848.

Pedra Branca, São Pedro do Lago y Sete Gameleiras

La Compañía tiene participación en las empresas Pedra Branca S.A., São Pedro do Lago S.A. y Sete Gameleiras S.A., constituidas el 07/10/2010, a partir de los consorcios Pedra Branca, São Pedro do Lago y Sete Gameleiras, vencedores de la Subasta nº 007/2010-ANEEL, cuyo objeto fue la contratación, en el ambiente regulado, de energía de fuentes alternativas de generación, en la modalidad por disponibilidad de energía, con entrada en operación comercial prevista para enero de 2013 y plazo de duración de treinta y cinco años, proveniente de tres parques eólicos localizados en la región noreste – UEE Pedra Branca, UEE São Pedro do Lago y UEE Sete Gameleiras, formados por Chesf, con participación de 49%, y Brennand Energia, con 51%, y capacidad para generar 30,0 MW cada uno. La Compañía realizó en el período aportes al capital de esas SPEs, por valor de R\$ 11.885, R\$ 12.412 y R\$ 18.048, respectivamente. También registró una participación patrimonial proporcional negativa de R\$ 118, R\$ 117 y R\$ 88, respectivamente.

Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.

La Compañía participó en el Consorcio Extremoz, vencedor del Lote A de la Subasta nº 001/2011, promovida por Aneel, el 10 de junio de 2011, teniendo como objetivo la construcción, montaje, operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente la LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, de 500 KV, con 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, de 500 KV, con 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, de 230 KV, con 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, de 230 KV, con 8,5 km; LT Secc. J. Camara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, de 230 KV, con 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, de 230 KV, con 12,5 km; SE João Câmara II, 500 KV; SE Campina Grande III, 500/230 KV; SE Ceará Mirim, 500/230 KV, e instalación de transmisión de interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, banco de transformadores 500/138 KV en la SE João Câmara II. A partir de ese consorcio, el 07/07/2011, se constituyó la empresa Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A., compuesta por Chesf, con participación de 49% y por CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista con 51%. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años para las instalaciones de transmisión que van a formar parte de la Red Básica del SIN, y de 18 (dieciocho) años para las instalaciones de transmisión de interés exclusivo de las centrales de generación para conexión compartida – ICG, contados a partir del 13 de octubre de 2011, según Contrato de Concesión nº 008/2011 ANEEL. El plazo previsto para inicio de la operación es agosto/2013. La Compañía registró participación patrimonial proporcional positiva de R\$ 53.

Interligação Elétrica Garanhuns S.A.

A partir del Consorcio Garanhuns, vencedor del Lote L de la Subasta nº 004/2011, promovida por Aneel el 02 de septiembre de 2011, teniendo como objetivo la construcción, montaje, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión de energía eléctrica de la Red Básica del Sistema Interconectado Nacional, específicamente LT Luis Gonzaga – Garanhuns, de 500 KV, con 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, de 500 KV, con 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, de 500 KV, con 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, de 230 KV, con 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 KV; SE Pau Ferro, 500/230 KV, se constituyó la empresa Interligação Elétrica Garanhuns S.A., el 22/09/2011, compuesta por Chesf con participación de 49% y por CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista con 51%. El plazo de concesión del proyecto es de 30 (treinta) años a partir del 09/12/2011, fecha en que se firmó el Contrato de Concesión no. 22/2011 – ANEEL. El plazo previsto para iniciar las

operaciones es junio de 2014. La Compañía realizó, en el período, un aporte de capital en esa SPE por valor de R\$ 13.721. También registró participación patrimonial proporcional positiva de R\$ 255.

Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I y Caiçara II.

La Compañía, en consorcio con la empresa francesa Voltalia, venció la Subasta nº 007/2011, promovida por Aneel, el 20 de diciembre de 2011, cuya homologación y adjudicación ocurrieron el 06/03/2012. El objeto perseguido era la compra de energía proveniente de nuevos proyectos de generación eólica. Las plantas Junco I y II, de 30 MW, cada una, serán construidas en el municipio de Jijoca de Jericoacoara, y las plantas Caiçara I y II, de 30 MW y 21 MW, respectivamente, serán construidas en el municipio de Cruz, en el Estado de Ceará y totalizarán 111,0 MW de potencia instalada, con inicio de operación previsto para enero de 2016. La participación de la Compañía en esos cuatro proyectos eólicos será de 49%, y 51% de la empresa francesa Voltalia, por medio de las empresas Usina de Energia Eolica Junco I S.A., Usina de Energia Eolica Junco II S.A., Usina de Energia Eolica Caiçara I S.A. y Usina de Energia Eolica Caiçara II S.A., constituidas en marzo de 2012. La Compañía realizó, en el período, aportes de capital en esas SPEs por los valores de R\$ 144, R\$ 144, R\$ 144, y R\$ 96, respectivamente. También registró una participación patrimonial proporcional negativa de R\$ 38, R\$ 33, y R\$ 30 y R\$ 29, respectivamente.

Participación Patrimonial Proporcional

Vinculada y controladas en conjunto	Participación (%)	Inversión	Patrimonio Neto	Resultado hasta 30/11/2012	Participación Patrimonial Proporcional	Otros Resultados Completos
Vinculada						
Energética Águas da Pedra S.A.	24,5	86.707	353.906	59.283	14.524	-
Controladas en conjunto						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,0	188.861	385.431	35.949	17.615	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	12,0	35.646	297.048	34.219	4.107	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,5	274.366	1.119.863	109.667	26.868	-
ESBR Participações S.A.	20,0	939.825	4.699.124	(21.760)	(4.352)	(231)
Manaus Transmissora de Energia S.A.	19,5	187.758	962.864	(27.957)	(5.452)	-
Manaus Construtora Ltda.	19,5	15.410	79.024	18.235	3.556	-
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	49,0	45.183	92.209	(8.882)	(4.352)	-
Norte Energia S.A.	15,0	409.824	2.732.162	(38.984)	(5.848)	-
Pedra Branca S.A.	49,0	13.504	27.560	(240)	(118)	-
São Pedro do Lago S.A.	49,0	14.098	28.770	(240)	(117)	-
Sete Gameleiras S.A.	49,0	19.810	40.430	(181)	(88)	-
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,0	14.956	30.521	520	255	-
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	49,0	106	217	(77)	(38)	-
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	49,0	111	227	(67)	(33)	-
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	49,0	114	233	(61)	(30)	-
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	49,0	67	136	(60)	(29)	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	49,0	53	108	108	53	-

Estado del Movimiento de las Inversiones

Vinculada y controladas en conjunto	31/12/2011	Aumento de Capital	Participación Patrimonial Proporcional	Otros Resultados Completos	Dividendos	31/12/2012
Vinculada						
Energética Águas da Pedra S.A.	75.638	-	14.524	-	(3.455)	86.707
Controladas en conjunto						
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	195.267	-	17.615	-	(24.021)	188.861
Integração Transmissora de Energia S.A.	31.692	-	4.107	-	(153)	35.646
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	179.878	67.620	26.868	-	-	274.366
ESBR Participações S.A.	554.408	390.000	(4.352)	(231)	-	939.825
Manaus Transmissora de Energia S.A.	122.268	70.942	(5.452)	-	-	187.758
Manaus Construtora Ltda.	6.392	-	3.556	-	5.462	15.410
TDG -Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	15.235	34.300	(4.352)	-	-	45.183
Norte Energia S.A.	217.672	198.000	(5.848)	-	-	409.824
Pedra Branca S.A.	1.737	11.885	(118)	-	-	13.504
São Pedro do Lago S.A.	1.803	12.412	(117)	-	-	14.098
Sete Gameleiras S.A.	1.850	18.048	(88)	-	-	19.810
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	980	13.721	255	-	-	14.956
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	-	144	(38)	-	-	106
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	-	144	(33)	-	-	111
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	-	144	(30)	-	-	114
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	-	96	(29)	-	-	67
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	-	-	53	-	-	53
TOTAL	1.404.820	817.456	46.521	(231)	(22.167)	2.246.399

Resumen de los Estados Contables de las Empresas Vinculada y Controladas en Conjunto

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Empresas	2012							2011								
	Activo			Pasivo				Activo			Pasivo					
	No Corriente		Total	Corriente		No Corriente	Patrimonio Neto	No Corriente		Total	Corriente		No Corriente	Patrimonio Neto	Total	
	Corriente	Otros		Bienes de uso, Intangible e Inversiones	Total			Corriente	Otros		Corriente	Otros	Bienes de uso, Intangible e Inversiones			
Energética Águas da Pedra S.A.	94.229	23.077	781.798	899.104	95.581	449.617	353.906	899.104	62.431	1.723	797.135	861.289	70.696	481.867	308.726	861.289
ESBR Participações S.A.	800.924	580.233	13.111.699	14.492.856	661.617	9.132.115	4.699.124	14.492.856	960.849	416.106	8.625.357	10.002.312	549.213	6.681.058	2.772.041	10.002.312
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	169.916	532.203	766	702.885	41.250	276.204	385.431	702.885	157.937	520.576	847	679.360	29.101	251.755	398.504	679.360
Integração Transmissora de Energia S.A.	110.520	510.102	-	620.622	62.482	261.092	297.048	620.622	103.176	515.519	-	618.695	47.025	307.568	264.102	618.695
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	430.028	2.854.984	375	3.285.387	391.478	1.774.046	1.119.863	3.285.387	154.030	1.477.496	331	1.631.857	869.739	27.922	734.196	1.631.857
Manaus Transmissora de Energia S.A.	223.878	1.839.593	-	2.063.471	315.414	785.193	962.864	2.063.471	100.693	1.357.311	-	1.458.004	816.587	14.403	627.014	1.458.004
Manaus Construtora Ltda	137.484	406	-	137.890	58.866	-	79.024	137.890	83.762	-	-	83.762	50.980	-	32.782	83.762
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	72.064	246.921	104	319.089	213.775	13.105	92.209	319.089	32.253	73.763	110	106.126	68.735	6.299	31.092	106.126
Norte Energia S.A.	775.659	80.626	6.724.029	7.580.314	4.694.329	153.823	2.732.162	7.580.314	407.209	34.448	2.468.397	2.910.054	1.313.891	145.017	1.451.146	2.910.054
Pedra Branca S.A.	3.626	35	88.611	92.272	64.708	4	27.560	92.272	1.099	14	23.364	24.477	20.929	4	3.544	24.477
São Pedro do Lago S.A.	4.527	-	88.377	92.904	64.134	-	28.770	92.904	919	18	24.367	25.304	21.625	-	3.679	25.304
Sete Gameleiras S.A.	11.069	-	90.416	101.485	61.055	-	40.430	101.485	1.011	14	26.418	27.443	23.667	-	3.776	27.443
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	26.303	30.178	211	56.692	674	25.497	30.521	56.692	2.000	-	-	2.000	-	-	2.000	2.000
Usina de Energia Eólica Junco I S.A.	116	-	102	218	1	-	217	218	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Junco II S.A.	141	-	87	228	1	-	227	228	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.	106	-	127	233	-	-	233	233	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.	55	-	82	137	1	-	136	137	-	-	-	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	24.811	9.861	105	34.777	131	34.538	108	34.777	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.885.456	6.708.219	20.886.889	30.480.564	6.725.497	12.905.234	10.849.833	30.480.564	2.067.369	4.396.988	11.966.326	18.430.683	3.882.188	7.915.893	6.632.602	18.430.683

Nota: Fecha-base de los estados contables según la nota 5.

ESTADO DE RESULTADOS

Empresas	2012							2011								
	Ingreso Operativo Neto	Gasto de Explotación	Resultado del Servicio	Resultado Financiero	Resultado operativo	I.Ganancias y Cont. Social	Incentivos Fiscales	Resultado del Ejercicio	Ingreso Operativo Neto	Gasto de Explotación	Resultado del Servicio	Resultado Financiero	Resultado Operativo	I.Ganancias y Cont. Social	Incentivos Fiscales	Resultado del Ejercicio
Energética Águas da Pedra S.A.	180.676	(59.994)	120.682	(33.277)	87.405	(28.122)	-	59.283	155.416	(61.819)	93.597	(12.666)	80.931	(4.996)	-	75.935
ESBR Participações S.A.	(87)	(35.645)	(35.732)	4.541	(31.191)	9.431	-	(21.760)	87	(32.095)	(32.008)	4.445	(27.563)	9.333	-	(18.230)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	137.365	(16.841)	120.524	(31.105)	89.419	(67.315)	13.845	35.949	114.658	(17.012)	97.646	(27.524)	70.122	(21.399)	9.061	57.784
Integração Transmissora de Energia S.A.	78.381	(12.151)	66.230	(24.263)	41.967	(13.580)	5.832	34.219	68.616	(10.342)	58.274	(26.146)	32.128	(10.746)	4.410	25.792
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	1.493.442	(1.327.316)	166.126	-	166.126	(56.459)	-	109.667	875.174	(807.938)	67.236	-	67.236	(22.860)	-	44.376
Manaus Transmissora de Energia S.A.	548.832	(517.260)	31.572	(76.587)	(45.015)	17.058	-	(27.957)	695.086	(678.888)	16.198	(72.946)	(56.748)	15.517	-	(41.231)
Manaus Construtora Ltda.	43.224	(15.957)	27.267	64	27.331	(9.096)	-	18.235	73.715	(21.024)	52.691	997	53.688	(8.175)	-	45.513
TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.	179.154	(170.957)	8.197	(18.739)	(10.542)	1.660	-	(8.882)	73.763	(71.062)	2.701	4.153	6.854	(2.330)	-	4.524
Norte Energia S.A.	-	(60.015)	(60.015)	1.611	(58.404)	19.420	-	(38.984)	-	(46.676)	(46.676)	37.645	(9.031)	2.384	-	(6.647)
Pedra Branca S.A.	-	(293)	(293)	72	(221)	(19)	-	(240)	-	(410)	(410)	61	(349)	(16)	-	(365)
São Pedro do Lago S.A.	-	(288)	(288)	66	(222)	(18)	-	(240)	-	(338)	(338)	59	(279)	(15)	-	(294)
Sete Gameleiras S.A.	-	(331)	(331)	200	(131)	(50)	-	(181)	-	(371)	(371)	65	(306)	(16)	-	(322)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	30.087	(29.512)	575	209	784	(264)	-	520	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Junco I S.A.	-	(77)	(77)	-	(77)	-	-	(77)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Junco II S.A.	-	(67)	(67)	-	(67)	-	-	(67)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Caiçara I S.A.	-	(61)	(61)	-	(61)	-	-	(61)	-	-	-	-	-	-	-	-
Usina Energia Eólica Caiçara II S.A.	-	(60)	(60)	-	(60)	-	-	(60)	-	-	-	-	-	-	-	-
Extremoz Transmissora do Nordeste - ETN S.A.	9.861	(9.732)	129	(8)	121	(13)	-	108	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2.700.935	(2.256.557)	444.378	(177.216)	267.162	(127.367)	19.677	159.472	2.056.515	(1.747.975)	308.540	(91.857)	216.683	(43.319)	13.471	186.835

Nota: Fecha-base de los estados contables según la nota 5.

16 – BIENES DE USO

a) Bienes de uso clasificados por naturaleza y actividad

Controlante						
		31/12/2012			31/12/2011	
	Tasas promedio anuales de depreciación (%)	Costo	Depreciación acumulada	Impairment	(-) Obligaciones vinculadas a la Concesión	Valor Neto
En servicio						
Generación	2,35%	1.797.252	(1.083.754)	(400.135)	(65.258)	248.105
Administración	6,83%	1.243.950	(710.995)	-	(30.025)	502.930
		3.041.202	(1.794.749)	(400.135)	(95.283)	751.035
						10.476.898
En curso						
Generación		397.378	-	-	-	397.378
Administración		222.981	-	-	-	222.981
		620.359				620.359
		3.661.561	(1.794.749)	(400.135)	(95.283)	1.371.394
						11.173.867
Consolidado						
		31/12/2012			31/12/2011	
	Tasas promedio anuales de depreciación (%)	Costo	Depreciación acumulada	Impairment	(-) Obligaciones vinculadas a la Concesión	Valor Neto
En servicio						
Generación	2,35%	1.797.652	(1.083.800)	(400.135)	(65.258)	248.459
Administración	6,83%	1.245.933	(711.198)	-	(30.025)	504.710
		3.043.585	(1.794.998)	(400.135)	(95.283)	753.169
						10.477.759
En curso						
Generación		4.110.157	-	-	-	4.110.157
Administración		223.109	-	-	-	223.109
		4.333.266				4.333.266
		7.376.851	(1.794.998)	(400.135)	(95.283)	5.086.435
						13.263.521

Con la publicación de la Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783, del 11 de enero de 2013, un valor significativo de los bienes de uso, en la actividad de Generación, fue dado de baja, siendo una parte transformada en cuentas a cobrar según el valor de indemnización estipulado por la Ley y otra parte, en pérdida (nota 2.3).

La administración de la Compañía evaluó, al 31 de diciembre de 2012, y lo hará anualmente, o siempre que alguna circunstancia así lo determine, la recuperabilidad de los activos de larga durabilidad, principalmente los Bienes de Uso mantenidos y utilizados en sus operaciones, con el objetivo de identificar eventuales deterioros de esos activos o grupos de activos, que lleven a su no recuperación plena, en conformidad con el Pronunciamiento Técnico CPC 01 - reducción al valor recuperable de activos (IAS 36).

En el proceso de evaluación son identificadas las circunstancias que puedan exigir la aplicación de pruebas de recuperabilidad de los activos a fin de determinar el valor de eventuales pérdidas, tomando como unidad generadora de efectivo para la actividad de generación, cada planta, dadas las características operativas de gestión y operación de la Compañía.

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor justo menos los costos en la venta o el valor en uso. En la valuación del valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan al valor presente según la tasa de descuento que refleje una valuación actual de mercado del valor de la moneda en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual la estimación de flujos de efectivo futuros no fue ajustada.

Si el monto recuperable de un activo calculado, o unidad generadora de efectivo, es menor que su valor contable, el valor contable del activo o unidad generadora de efectivo es reducido a su valor recuperable, con la pérdida por reducción al valor recuperable reconocida en el resultado.

La administración de la Compañía, respaldada por sus contratos de concesión y por las reglas aplicadas para indemnización de activos definidas por la Medida Provisional nº 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783, del 11 de enero de 2013, consideró la reversión del activo neto residual al final de la concesión del servicio público de energía eléctrica, tomando como base el menor valor entre el valor contable residual y el Valor Nuevo de Reposición. Consideró también la depreciación teniendo en cuenta el tiempo de vida útil de los bienes y no el plazo de la concesión, considerando la condición de indemnización prevista en los contratos.

En este ejercicio, la Compañía realizó una prueba de impairment, para sus unidades generadoras de efectivo, utilizando el criterio del flujo de efectivo descontado a una tasa de 4,98% a.a.. A partir de esta prueba, la Compañía reconoció en su resultado una provisión para pérdidas relativa al valor no recuperable de los activos de la Planta Térmica Camaçari y la Usina Hidroeléctrica Curemas, por valor de R\$ 400.135.

Los costos de los financiamientos y préstamos atribuidos a la adquisición, construcción o producción, están incluidos en el costo de los bienes de uso en curso hasta la fecha en que estén listos para el uso pretendido, según disposiciones de la Resolución CVM nº 577, del 05/06/2009, que aprobó el CPC 20 – Costos de Préstamos (IAS 23).

b) Movimiento de los Bienes de Uso

Descripción	Controlante						Efectos de la Ley nº 12.783/2013	Saldo después de la Ley nº 12.783/2013
	31/12/2011	Adiciones	Bajas	Transf. p/servicio	Otras transferencias	31/12/2012		
En servicio	19.229.113	-	(31.282)	122.206	298	19.320.335	(16.279.133)	3.041.202
Depreciación	(8.629.573)	(404.028)	10.388	-	1.800	(9.021.413)	7.226.664	(1.794.749)
Impairment	-	-	-	-	-	-	(400.135)	(400.135)
Subtotal	10.599.540	(404.028)	(20.894)	122.206	2.098	10.298.922	(9.452.604)	846.318
En curso	696.969	766.112	(549)	(122.206)	(1.474)	1.338.852	(718.493)	620.359
Total	11.296.509	362.084	(21.443)	-	624	11.637.774	(10.171.097)	1.466.677
Obligaciones vinculadas a la Concesión	(122.642)	4.917	-	-	-	(117.725)	22.442	(95.283)
Total	11.173.867	367.001	(21.443)	-	624	11.520.049	(10.148.655)	1.371.394

Descripción	Consolidado						Efectos de la Ley nº 12.783/2013	Saldo después de la Ley nº 12.783/2013
	31/12/2011	Adiciones	Bajas	Transf. p/servicio	Otras transferencias	31/12/2012		
En servicio	19.230.052	158	(31.240)	122.206	1.542	19.322.718	(16.279.133)	3.043.585
Depreciación	(8.629.651)	(404.176)	10.391	-	1.774	(9.021.662)	7.226.664	(1.794.998)
Impairment	-	-	-	-	-	-	(400.135)	(400.135)
Subtotal	10.600.401	(404.018)	(20.849)	122.206	3.316	10.301.056	(9.452.604)	848.452
En curso	2.785.762	2.391.504	(609)	(122.206)	(2.692)	5.051.759	(718.493)	4.333.266
Total	13.386.163	1.987.486	(21.458)	-	624	15.352.815	(10.171.097)	5.181.718
Obligaciones vinculadas a la Concesión	(122.642)	4.917	-	-	-	(117.725)	22.442	(95.283)
Total	13.263.521	1.992.403	(21.458)	-	624	15.235.090	(10.148.655)	5.086.435

Con el propósito de mostrar los efectos de la Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783, del 11 de enero de 2013, estamos presentando una columna específica con los valores dados de baja de los bienes de uso, correspondientes a las indemnizaciones y pérdidas relativas a las plantas afectadas por la citada ley, mostrando los detalles en la nota 2.3.

c) Tasas anuales de depreciación

La Compañía calcula y contabiliza las cuotas de depreciación aplicando las tasas establecidas por la Resolución ANEEL nº 474, del 07/02/2012, que alteró las tablas I y XVI del Manual de Control Patrimonial del Sector Eléctrico – MCPSE, aprobado por la Resolución Normativa nº 367, del 2 de junio de 2009. Las tasas son aplicadas considerando los códigos internos que identifican las Unidades de Registro.

Las principales tasas anuales de depreciación, por actividad, son las siguientes:

	<u>Tasas anuales de depreciación (%)</u>
<u>Generación</u>	
Compuerta	3,3
Embalse	2,0
Central eléctrica	2,0
Generador	3,3
Panel – Comando y Medición	3,5
Turbina hidráulica	2,5
Puente-grúa, camión grúa y pórtico	3,3
Turbina de gas	4,0
<u>Administración central</u>	
Equipos generales	6,2
Vehículos	14,2

d) Cargos financieros

De acuerdo con el Pronunciamiento Técnico CPC 27 (IAS 16), parte de los cargos financieros fueron transferidos para Bienes de Uso en curso (obras en curso), según se muestra a continuación:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Cargos financieros totales	6.491	30.130	149.169	141.681
(-) Transferencia para obras en curso	28	100	(142.650)	(108.113)
Efecto neto en el resultado	6.519	30.230	6.519	33.568

e) Obligaciones vinculadas a la Concesión

Composición:

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Participaciones del Gobierno Federal	69.456	92.557
Donaciones y subvenciones para inversiones	36.138	36.855
Investigación y Desarrollo	606	605
Reversiones y Amortizaciones	(10.917)	(7.375)
	95.283	122.642

Las participaciones del Gobierno Federal se refieren a fondos recibidos del Gobierno Federal e invertidos en obras de generación y administración de energía eléctrica.

En virtud de su naturaleza, las cuentas registradas en este grupo se presentan como reductoras de los bienes de uso, por no representar obligaciones financieras efectivas no debiendo, de esta forma, ser incluidas como exigibilidades a efectos de determinar indicadores económicos financieros.

La significativa disminución de los saldos de las Obligaciones Especiales corresponde a los efectos de la Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783, del 11 de enero de 2013, sobre la parte vinculada con las plantas cuya concesión fue prorrogada (nota 2.3).

17 – INTANGIBLES

- **Intangibles clasificados por naturaleza y actividad**

		Controlante			
		31/12/2012		31/12/2011	
Tasas promedio anuales de amortización (%)		Costo	Amortización acumulada	Valor Neto	Valor Neto
En servicio					
Administración	20,00%	64.291	(45.209)	19.082	13.710
		64.291	(45.209)	19.082	13.710
En curso					
Administración		10.376	-	10.376	15.856
		10.376	-	10.376	15.856
		74.667	(45.209)	29.458	29.566
		Consolidado			
		31/12/2012		31/12/2011	
Tasas promedio anuales de amortización (%)		Costo	Amortización acumulada	Valor Neto	Valor Neto
En servicio					
Administración	20,00%	65.478	(45.512)	19.966	14.206
		65.478	(45.512)	19.966	14.206
En curso					
Generación		45.704	-	45.704	41.641
Administración		11.588	-	11.588	16.277
		57.292	-	57.292	57.918
		122.770	(45.512)	77.258	72.124

- **Movimiento del Intangibles**

Descripción	Controlante					31/12/2012
	31/12/2011	Adiciones	Bajas	Transf. p/ servicio	Otras transferencias	
En servicio	49.152	-	-	15.139	-	64.291
Amortización	(35.442)	(9.767)	-	-	-	(45.209)
Subtotal	13.710	(9.767)	-	15.139	-	19.082
En curso	15.856	8.185	-	(15.139)	1.474	10.376
Total	29.566	(1.582)	-	-	1.474	29.458
Consolidado						
Descripción	31/12/2011	Adiciones	Bajas	Transf. p/ servicio	Otras transferencias	31/12/2012
En servicio	49.775	87	-	15.139	477	65.478
Amortización	(35.569)	(9.943)	-	-	-	(45.512)
Subtotal	14.206	(9.856)	-	15.139	477	19.966
En curso	57.918	13.517	(1)	(15.139)	997	57.292
Total	72.124	3.661	(1)	-	1.474	77.258

18 – PROVEEDORES

El saldo de la cuenta Proveedores presenta la siguiente composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Materiales y servicios	207.063	276.659	443.874	468.545
Cargos por el uso de la red eléctrica:				
Eletronorte	8.902	8.760	8.902	8.785
Eletrosul	7.689	7.835	7.689	7.835
Furnas	14.473	14.708	14.473	14.734
CTEEP	11.556	11.892	11.556	11.892
Otros	72.046	50.934	71.338	50.767
Total	321.729	370.788	557.832	562.558

19 – TRIBUTOS Y CONTRIBUCIONES SOCIALES

a) Composición

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Tributos por pagar	115.895	220.996	185.296	231.765
	115.895	220.996	185.296	231.765
No Corriente				
Tributos por pagar	13.572	13.443	22.041	26.300
Pasivos fiscales diferidos	54.225	67.670	112.029	83.716
	67.797	81.113	134.070	110.016
	183.692	302.109	319.366	341.781

b) Tributos a pagar

La Compañía presenta en los Pasivos Corriente y No Corriente tributos y contribuciones a pagar distribuidos de la siguiente forma:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
IRPJ	-	15.264	4.491	19.069
CSLL	-	76.640	4.038	79.558
Cofins	34.485	33.482	37.012	33.656
ICMS	16.406	12.213	66.836	11.366
INSS	18.054	17.417	19.660	18.224
PIS/Pasep	7.486	7.268	8.035	7.419
IRRF	23.251	43.923	23.673	44.184
FGTS	5.217	5.071	5.305	5.132
Otros	10.996	9.718	16.246	13.157
	115.895	220.996	185.296	231.765
No Corriente				
IRPJ	-	-	2.291	7.934
CSLL	-	-	824	2.857
ICMS diferido	13.572	13.443	13.572	15.508
Otros	-	-	5.354	1
	13.572	13.443	22.041	26.300
	129.467	234.439	207.337	258.065

c) Pasivos fiscales diferidos

• Impuesto a las ganancias persona jurídica y Contribución social sobre el resultado neto

La Compañía mantiene reconocidos íntegramente en su Pasivo No Corriente, en los términos de los Pronunciamientos Técnicos CPC 26 (IAS 1) y 32 (IAS 12), aprobados por las Resoluciones CVM No. 595 y No. 599, ambas del 15/09/2009, pasivos diferidos, en el monto de R\$ 54.225, resultantes de diferencias temporarias, según la siguiente distribución:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Diferencias temporarias				
Ajustes iniciales resultantes del CPC 33	355.574	296.071	355.574	296.071
Ajustes iniciales resultantes de la ICPC 01	-	147.665	37.131	192.346
	355.574	443.736	392.705	488.417
Débitos Fiscales				
Impuesto a las ganancias sobre diferencias temporarias	22.223	27.734	61.483	38.047
Contribución social sobre diferencias temporarias	32.002	39.936	50.546	45.669
No Corriente	54.225	67.670	112.029	83.716

Esos efectos tributarios contemplan la aplicación de las tasas de 9% para la Contribución social y 6,25% para el Impuesto a las ganancias, de los ajustes y reclasificaciones referentes a la adopción de los nuevos pronunciamientos contables, teniendo en cuenta que influirán en el cálculo del incentivo fiscal.

Los cargos fiscales relativos al Impuesto a las ganancias de la persona jurídica y a la Contribución social sobre el beneficio neto, provenientes de diferencias temporarias – Desreconocimiento de activos y pasivos regulatorios, ajustes iniciales provenientes del CPC 33 (IAS 19) y de la ICPC 01 (IFRIC 12) - registrados íntegramente en el Pasivo No Corriente, en cumplimiento del Pronunciamiento Técnico CPC 26 (IAS 1), serán realizados de acuerdo con la liquidación de los activos y pasivos regulatorios, por el movimiento de los beneficios post empleo como resultado de la adopción del CPC 33 (IAS 19) y por el movimiento de los activos financieros provenientes de la adopción de la ICPC 01 (IFRIC 12), respectivamente.

La programación de realización de esos pasivos se presenta en la siguiente tabla:

	Controlante (BRGAAP)	Consolidado (IFRS y BRGAAP)
2013	-	605
2014	-	1.752
2015	-	1.752
2016	-	1.752
Después de 2016	54.225	106.168
	54.225	112.029

20 – FINANCIACIONES Y PRÉSTAMOS

Las principales informaciones respecto a las financiaciones y préstamos de la Compañía son las siguientes:

20.1 - Composición:

	Controlante							
	31/12/2012				31/12/2011			
	Cargos	Corriente	No Corriente	Total	Cargos	Corriente	No Corriente	Total
Partes relacionadas								
Eletrobras	744	24.766	103.163	128.673	-	21.267	121.753	143.020
Instituciones financieras								
Banco do Brasil	-	-	-	-	7.561	249.966	-	257.527
Banco do Nordeste	34	45.473	294.924	340.431	2.307	48.598	340.396	391.301
Total	778	70.239	398.087	469.104	9.868	319.831	462.149	791.848

	Consolidado							
	31/12/2012				31/12/2011			
	Cargos	Corriente	No Corriente	Total	Cargos	Corriente	No Corriente	Total
Partes relacionadas								
Eletrobras	744	24.766	103.163	128.673	-	21.267	121.753	143.020
Eletronorte	-	-	-	-	-	157	177	334
Instituciones financieras								
Banco ABC	-	47.558	-	47.558	-	-	-	-
Banco do Brasil	15	1.183	254.203	255.401	7.570	250.146	186.126	443.842
Banco do Nordeste do Brasil	4.870	121.956	436.459	563.285	2.355	87.586	480.323	570.264
Banco Itau	1.102	176.318	171.613	349.033	535	32.402	127.103	160.040
BASA	1.377	-	132.534	133.911	1.964	22.534	-	24.498
BNDES	16.287	188.171	1.355.280	1.559.738	3.213	347.024	684.615	1.034.852
Bradesco	8	629	181.739	182.376	-	-	131.735	131.735
BTG Pactual	-	153.377	-	153.377	-	-	-	-
Caixa Econômica Federal	11	238.364	252.207	490.582	-	-	183.859	183.859
Otros	(86)	-	-	(86)	1	2.088	-	2.089
Total	24.328	952.322	2.887.198	3.863.848	15.638	763.204	1.915.691	2.694.533

Del total de los préstamos y financiaciones obtenidos de nuestra Controlante, para el monto de R\$ 114.168 la Compañía vinculó su propio ingreso, respaldado por un poder otorgado por instrumento público para el cobro directo de los valores vencidos y no pagados, a satisfacción de Eletrobras, formalizada en la firma de los contratos. Para el monto de R\$ 14.502, la Compañía ofreció un Seguro Garantía en el valor correspondiente a 125% del saldo deudor previsto para el ejercicio, renovado anualmente, cuyo cobro por Eletrobras queda condicionado a los efectos de cada contrato, en las condiciones y hasta el límite de valor especificado en la Póliza de Seguro.

Las financiaciones provenientes de Eletrobras tienen como principal fuente los fondos de la Reserva Global de Reversión – RGR, y como principales distribuciones la cobertura financiera de los costos directos de las obras del sistema de transmisión de la Compañía.

Las financiaciones y préstamos obtenidos por Chesf del Banco do Nordeste están garantizados por valores a cobrar representados por pagarés registrados en cobranza en el monto equivalente de 03 a 06 cuotas de amortización de la financiación, más un fondo de liquidez en una cuenta reserva, como garantía complementaria, equivalente a 03 cuotas de amortización.

20.2 - Composición de las financiaciones y préstamos por índice:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CDI	-	-	505.723	69.508
IPCA	496	536	496	333
TILP	-	-	2.885.572	1.494.858
Sem indexador	468.608	791.312	472.057	1.129.834
Total	469.104	791.848	3.863.848	2.694.533
Principal	468.326	781.980	3.839.520	2.678.895
Cargos	778	9.868	24.328	15.638
Total	469.104	791.848	3.863.848	2.694.533

La mayor parte de las financiaciones y préstamos obtenidos por Chesf no es indexada; contando solo remuneraciones medias, las cuales describimos a continuación:

- Saldo de R\$ 128.178 (R\$ 142.484, al 31/12/2011) contratado con Eletrobras, proveniente de fondos de la Reserva Global de Reversión – RGR, recaudados del Sector Eléctrico para reinversión en él mismo. De este total, R\$ 113.676 (88,69%) están contratados con intereses de 5% a.a. y tasa de administración de 2% a.a., y R\$ 14.502 (11,317%), con intereses de 5% a.a. y tasas de administración de 1,5% a.a., respectivamente. Estas financiaciones no tienen previsión de actualización monetaria por estar vinculadas a la misma sistemática de ajuste de los activos permanentes suspendida por fuerza de ley;
- Saldo de R\$ 324.165 (R\$ 373.207, al 31/12/2011) contratado con el Banco do Nordeste do Brasil S.A., con intereses de 10% a.a., y bono de 2,5% por puntualidad;
- Saldo de R\$ 16.266 (R\$ 18.094, al 31/12/2011) contratado con el Banco do Nordeste do Brasil S.A., con intereses de 4,5% a.a.;

Chesf posee contrato con Eletrobras indexado según el IPCA, con saldo de R\$ 496 al 31/12/2012 (R\$ 536, al 31/12/2011), con tasa de interés de 7,2% a.a.- la variación del IPCA en el período fue de 5,8% (6,5% en el mismo período del año anterior).

20.3 – Vencimientos de los componentes del pasivo no corriente

El valor principal de las financiaciones y préstamos a largo plazo, en el monto de R\$ 398.087 (R\$ 462.149, en 2011), tiene los siguientes vencimientos programados:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
2013	-	67.485	-	103.362
2014	68.335	67.485	205.831	149.147
2015	68.248	67.398	207.661	149.507
2016	68.137	67.288	209.511	149.865
2017	65.723	65.171	209.620	148.244
Después de 2017	127.644	127.322	2.054.575	1.215.566
Total No Corriente	398.087	462.149	2.887.198	1.915.691

20.4 – Tasas de interés mercado interno

Las financiaciones y préstamos están sujetos a las siguientes tasas de interés:

Mercado interno <u>(% a.a.)</u>	
Tasas Fijas	
31/12/2012	4,50 a 7,50
31/12/2011	4,50 a 7,50
Tasas Variables	
31/12/2012	-
31/12/2011	10,87

20.5 – Movimiento de las financiaciones y préstamos:

	Controlante			
	Corriente		No Corriente	
	Cargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2010	7.213	39.499	46.712	646.514
Entradas	-	-	-	138.394
Refinanciaciones	(337)	-	(337)	337
Provisión de Cargos	65.126	-	65.126	-
Variação monetária e cambial	-	26	26	8
Transferencias	-	323.104	323.104	(323.104)
Amortizaciones/pagos	(62.134)	(42.798)	(104.932)	-
Saldo al 31/12/2011	9.868	319.831	329.699	462.149
Entradas	-	-	-	4.551
Refinanciaciones	(190)	-	(190)	190
Provisión de Cargos	41.955	-	41.955	-
Variación monetaria y cambiaria	1	9	10	13
Transferencias	-	68.816	68.816	(68.816)
Amortizaciones/pagos	(50.856)	(318.417)	(369.273)	-
Saldo al 31/12/2012	778	70.239	71.017	398.087

	Consolidado			
	Corriente		No Corriente	
	Cargos	Principal	Total	Principal
Saldo em 31/12/2010	9.021	269.807	278.828	1.622.699
Entradas	-	276.706	276.706	541.193
Refinanciaciones	(337)	-	(337)	337
Provisión de Cargos	73.430	-	73.430	85.214
Variación monetaria y cambiaria	-	26	26	8
Transferencias	-	333.760	333.760	(333.760)
Amortizaciones/pagos	(66.476)	(117.095)	(183.571)	-
Saldo al 31/12/2011	15.638	763.204	778.842	1.915.691
Entradas	-	818.875	818.875	946.725
Refinanciaciones	(190)	16.927	16.737	190
Provisión de Cargos	74.746	-	74.746	107.456
Variação monetária e cambial	1	9	10	13
Transferências	-	82.877	82.877	(82.877)
Amortizações/pagamentos	(65.867)	(729.570)	(795.437)	-
Saldo em 31/12/2012	24.328	952.322	976.650	2.887.198

21 - DEBENTURES

Tasa de Interés	Vencimiento	Consolidado			
		31/12/2012		31/12/2011	
		Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Debentures - IE Madeira	106,5% CDI	15/9/2012	-	-	105.492
Debentures - IE Garanhuns	106,5% CDI	28/2/2014	-	12.364	-
			-	12.364	105.492

En agosto de 2012, la controlada en conjunto de la Compañía, Interligação Elétrica Garanhuns S.A., emitió 18.000 debentures, Serie Única, por valor unitario de R\$ 10, habiendo sido integrado 2.500 con tasa de interés de 106,5% del CDI y vencimiento el 28 de febrero de 2014, donde la participación de la Compañía de 49% en el saldo de R\$ 25.233 corresponde a R\$ 12.364 (sin dato comparativo al 31/12/2011), está previsto que las demás integraciones ocurran hasta marzo/2013.

22 – OBLIGACIONES ESTIMADAS

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Contribuciones sociales	44.189	40.987	44.412	41.120
Vacaciones	51.302	48.412	52.477	48.644
Gratificación de vacaciones	39.296	37.044	39.328	37.064
13º Salario	-	-	725	191
Total	134.787	126.443	136.942	127.019

23 – OTROS PASIVOS

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Corriente				
Tasa de fiscalización de Aneel	1.753	1.788	1.882	1.887
Beneficios posempelo – contribución normal	11.001	9.317	11.001	9.317
Adquisición de inmuebles – campamento	1.493	1.493	1.493	1.493
Convenio MME	4.210	4.210	4.210	4.210
Prendas en garantía	3.116	3.313	3.116	3.313
Acuerdo Chesf/Senai	855	759	855	759
Entidad aseguradora	271	58	271	58
Adquisición de conexión con SE Pirapama II	22.314	22.314	22.314	22.314
Nómina de pago	16.228	14.362	17.336	15.710
Compensación ambiental	-	13.640	1.240	13.640
Otros	6.548	6.063	15.438	10.591
Total	67.789	77.317	79.156	83.292
No Corriente				
FGTS Cuenta-Empresa	4.058	3.926	4.058	3.926
Eletropar	1.456	1.456	1.456	1.456
Otros	1	-	8.614	5.926
Total	5.515	5.382	14.128	11.308
	73.304	82.699	93.284	94.600

24 – BENEFICIOS POSEMPLEO

La Compañía es patrocinadora de Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, persona jurídica de derecho privado, sin fines de lucro, que tiene como finalidad principal garantizar la prestación de beneficios complementarios a los concedidos por la Previsión Oficial.

El régimen actuarial de Fachesf es el de capitalización y el Plan originalmente constituido es del tipo Beneficio Definido (Plan BD). El 29/06/2001, se implantaron los Planes de Contribución Definida (Plan CD) y de Beneficio Saldado (Plan BS), habiéndose cerrado, el 19/11/2001, la migración de participantes del Plan BD para los nuevos Planes, alcanzando el porcentaje de 97,1%.

La Compañía adopta los procedimientos recomendados por el Pronunciamiento Técnico CPC 33 (IAS 19), aprobado por la Resolución CVM nº 600/2009, procediendo a la valuación actuarial de los pasivos resultantes de los beneficios posempleo. Los criterios e hipótesis adoptados en esa evaluación pueden diferir de los adoptados por la administración del programa, los cuales siguen legislaciones específicas, impidiendo, por lo tanto, las comparaciones simples de resultados.

En conformidad con las prácticas contables previstas en la Resolución CVM nº 600/2009, la compañía adopta como política contable el reconocimiento de ganancias y pérdidas actariales, en el período en que ocurren, en otros resultados completos según orientaciones del CPC 33 y IAS 19.

Se detallan a continuación los compromisos referentes a los Planes de Jubilación, en la forma de la Resolución CVM nº 600/2009, en la fecha base de 31/12/2012.

PLAN DE SEGURO PREVISIONAL

- **Características Básicas**

Fachesf administra, a favor de los empleados de Chesf, tres Planes de Jubilación: el Plan de Beneficios, el Plan de Jubilación de Contribución Definida y el Plan Saldado de Beneficios.

El Plan de Beneficios, del tipo beneficio definido, garantiza a los participantes un beneficio de 100% del promedio de los últimos salarios.

El Plan de Jubilación de Contribución Definida es un plan en que el participante escoge su nivel de contribución y la patrocinadora contribuye con un porcentaje variable de la contribución escogida por el participante. La acumulación de estos recursos es lo que va a determinar el valor del beneficio del participante en el futuro. Chesf se responsabiliza además por los costos de los beneficios de riesgo y de la administración del plan. Este es el único Plan abierto a nuevas inscripciones.

Los participantes que optaron por transferirse del Plan de Beneficios para el Plan de Jubilación de Contribución Definida tuvieron la opción de mantener en el Plan Saldado de Beneficios el valor proporcional que habían acumulado en el plan de origen o transferir el valor presente de dicho beneficio para el Plan de Jubilación de Contribución Definida.

- **Política Contable Adoptada por la Entidad en el Reconocimiento de las Ganancias y Pérdidas Actariales.**

La obligación por beneficios de jubilación reconocida en el estado de situación patrimonial representa el valor presente de la obligación de los beneficios definidos, ajustada por ganancias y pérdidas actariales y por el costo de los servicios pasados, reducido por el valor justo de los activos del plan, según lo prevé el Pronunciamiento sobre la Contabilización de Beneficios a Empleados.

- Estadísticas sobre los Datos de Registro**

CARACTERÍSTICAS RELATIVAS A EDAD	31/12/2012			31/12/2011		
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Plan BD	Plan BS	Plan CD
1. Participantes activos						
1.1. Participantes – nº	47	2.026	5.802	48	2.038	5.298
1.2. Edad Promedio	59,3	57,3	49,4	58,2	56,3	49,4
1.3. Servicio Acreditado	33,9	32,2	20,7	32,9	31,3	22,2
1.4. Tiempo para Jubilación	2,3	3,6	12,2	3,1	4,5	11,2
1.5. Salario Promedio en R\$	9.310,61	1.974,12	8.745,27	8.929,38	1.888,55	8.761,62
2. Jubilados						
2.1. Participantes Jubilados – nº	4.829	454	553	4.933	433	550
2.2. Edad Promedio	69,6	62,6	62,6	68,7	61,7	61,6
2.3. Beneficio Promedio en R\$	3.391,01	2.906,54	1.130,39	3.137,50	2.700,47	1.072,42
3. Pensionistas						
3.1. Participantes Pensionistas – nº	1.593	115	192	1.556	95	164
3.2. Edad Promedio	65,9	50,9	50,4	64,7	50,6	49,7
3.3. Beneficio Promedio en R\$	1.208	787,95	1027,26	1.109	899	791
Población Total	6.469	2.595	6.547	6.537	2.566	6.012

- Hipótesis Actuariales y Financieras**

	BD	BS
Tabla de Mortalidad General	AT 2000	AT 2000
Tabla de Entrada en Invalidez	Light F	Light F
Tabla de Mortalidad de Inválidos	AT 83	AT 83
Tabla / Tasa de Rotatividad	Nula	Nula
Tasa de Interés Actuarial	3,20%	3,36%
Tasa de Inflación Proyectada	4,89%	4,89%
Tasa de Crecimiento Real de Salarios	2,00% a.a.	2,00% a.a.
Factor de Capacidad de Beneficios	98%	98%
Factor de Capacidad Salarial	98%	98%
Tasa real de evolución de beneficios	0%	0%
% de casados en la fecha de jubilación	95%	95%
Diferencia de edad entre hombres y mujeres	4 años	4 años

SEGURO DE VIDA

La Compañía subsidia parte de las primas provenientes de una póliza de seguro de vida para los empleados activos. Los ex empleados jubilados, que optaron por permanecer vinculados a esa póliza, pagan íntegramente la prima que se establece en forma colectiva para toda la masa de activos y de inactivos. Sin embargo, dadas las características de edad de las masas poblacionales de activos y de inactivos, el cálculo actuarial de la prima segregada atribuible a la masa inactiva identifica la existencia de un subsidio posempiego indirecto pagado por la Compañía.

- **Características de la Masa Asegurada**

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Participantes activos		
Número de participantes	3.711	3.580
Edad promedio	53	52,4
Participantes inactivos		
Número de participantes	4.083	3.840
Edad promedio	69,4	69,0
Población posempiego elegible	5.382	5.483
Población efectiva	4.083	3.840
Índice de Adhesión (%)	75,86%	70,03%
Prima pura calculada/1.000	0,01516	0,0012334
Prima pagada/1.000	0,012601	0,0010279

En base a las características presentadas, la Compañía registra en su pasivo no corriente la valuación actuarial para la cobertura de los asegurados inactivos, considerando el total de la póliza vigente, clasificada entre las partes.

En conformidad con las nuevas prácticas contables, la Compañía adopta como política contable el reconocimiento de las ganancias y pérdidas actuariales determinadas, relativas al beneficio de seguro de vida, en el período en que ocurren, en otros resultados completos, según orientaciones del CPC 33 e IAS 19.

PLANES DE BENEFICIOS AL 31/12/2012

	Ejercicio de 2012				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
ALTERACIONES EN LAS OBLIGACIONES					
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Inicio del Ejercicio (a)	2.663.799	775.266	1.283.933	82.887	4.805.885
Costo del Servicio (b)	(7.019)	7.597	37.083	1.247	38.908
Contribuciones de participantes (b.1)	7.520	494	37.126	-	45.140
Costo de los Intereses (c)	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Beneficios pagados/adelantados (d)	(227.994)	(17.239)	(10.188)	-	(255.421)
Adquisición de cuotas – Plan CD (e)	-	-	248.370	-	248.370
(Ganancias) o Pérdidas actuariales (f)	731.080	330.586	-	(36.553)	1.025.113
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Final del Ejercicio (g)	3.431.958	1.161.318	1.716.163	55.980	6.365.419
= (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)					
ALTERACIONES EN LOS ACTIVOS FINANCIEROS					
Valor Justo de los activos al inicio del ejercicio (h)	2.407.965	1.025.085	1.278.049	-	4.711.099
Retorno esperado de las inversiones (i)	233.820	102.374	129.488	-	465.682
Contribuciones patronales (j)	6.428	1.974	62.525	-	70.927
Contribuciones de participantes (k)	7.112	497	62.354	-	69.963
Beneficios pagados/adelantados (l)	(227.994)	(17.239)	(10.188)	-	(255.421)
Ganancias (o Pérdidas) Actuariales (m)	354.819	148.318	-	-	503.137
Compensación de cuotas (n)	-	-	211.132	-	211.132
Valor Justo de los activos al final del ejercicio					
(o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.782.150	1.261.009	1.733.360	-	5.776.519
ESTADO DE COBERTURA AL FINAL DEL EJERCICIO					
(p) = (o) – (g)	(649.808)	99.691	17.197	(55.980)	(588.900)
Cuotas a Compensar – Plan CD (q)	-	-	(17.197)	-	(17.197)
Restricción al Reconocimiento de Activos - Regla 58 - IAS 19(r)	-	(99.691)	-	-	(99.691)
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO	(649.808)	-	-	(55.980)	(705.788)
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO Y CONTRATOS	(649.808)	-	(2.523)	(55.980)	(708.311)

El elevado aumento de las obligaciones de la compañía, relativas a beneficios posemplo, evaluados según la Resolución CVM nº 600/2009, se dio principalmente debido a la reducción de la tasa de descuento utilizada en el cálculo actuarial.

PLANES DE BENEFICIOS AL 31/12/2011

	Ejercicio de 2011				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
ALTERACIONES EN LAS OBLIGACIONES					
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Inicio del Ejercicio (a)	2.194.206	757.201	1.025.701	86.369	4.063.477
Costo del Servicio (b)	1.560	17.392	28.027	1.007	47.986
Costo de los Intereses (c)	210.893	78.659	114.286	5.132	408.970
Beneficios pagados/adelantados (d)	(218.040)	(15.470)	(8.278)	-	(241.788)
Adquisición de cuotas – Plan CD (e)	-	-	124.197	-	124.197
(Ganancias) o Pérdidas actariales (f)	475.180	(62.516)	-	(9.621)	403.043
Obligaciones con Beneficios Proyectados al Final del Ejercicio (g) = (a) + (b) + (c) + (d) + (e) + (f)	2.663.799	775.266	1.283.933	82.887	4.805.885
ALTERACIONES EN LOS ACTIVOS FINANCIEROS					
Valor Justo de los activos al inicio del ejercicio (h)	2.131.948	957.015	1.098.580	-	4.187.543
Retorno esperado de las inversiones (i)	220.359	101.420	118.509	-	440.288
Contribuciones patronales (j)	5.730	1.795	51.956	-	59.481
Contribuciones de participantes (k)	6.828	448	53.491	-	60.767
Beneficios pagados/adelantados (l)	(218.040)	(15.470)	(8.278)	-	(241.788)
Ganancias (o Pérdidas) Actariales (m)	261.140	(20.123)	-	-	241.017
Compensación de cuotas (n)	-	-	(36.208)	-	(36.208)
Valor Justo de los activos al final del ejercicio					
(o) = (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) + (n)	2.407.965	1.025.085	1.278.050	-	4.711.100
ESTADO DE COBERTURA AL FINAL DEL EJERCICIO					
(p) = (o) - (g)	(255.834)	249.819	(5.883)	(82.887)	(94.785)
Cuotas a Compensar – Plan CD (q)	-	-	5.883	-	5.883
Restricción al Reconocimiento de Activos - Regla 58 - IAS 19(r)	-	(249.819)	-	-	(249.819)
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO	(255.834)	-	(82.887)	(338.721)	
OBLIGACIONES AL FINAL DEL EJERCICIO Y CONTRATOS	(289.506)	-	(9.167)	(82.887)	(381.560)

ACTIVOS DE GARANTÍA POR CATEGORÍA

Las principales categorías de activos de los planes al final del período se presentan a continuación:

Descripción	2012			
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Total
Valores disponibles inmediatos	465	140	182	787
Realizables de seguro previsional	1.177	308	19.114	20.599
Inversiones en títulos públicos	1.675.240	737.845	953.742	3.366.827
Inversiones en acciones	257.561	111.154	121.863	490.578
Inversiones en fondos	686.696	343.457	549.869	1.580.022
Inversiones inmobiliarias	38.785	90	2.754	41.629
Préstamos y financiaciones	126.269	68.642	87.383	282.294
Otros	660	-	-	660
(-) Exigibles de seguro previsional	(4.703)	(627)	(1.548)	(6.878)
Total de los activos	2.782.150	1.261.009	1.733.359	5.776.518

Descripción	2011			
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Total
Valores disponibles inmediatos	323	157	188	668
Realizables de seguro previsional	84.300	482	19.246	104.028
Inversiones en títulos públicos	1.300.609	560.182	639.966	2.500.757
Inversiones en acciones	228.013	98.086	113.526	439.625
Inversiones en fondos	624.892	283.057	425.844	1.333.793
Inversiones inmobiliarias	35.221	8.947	2.806	46.974
Préstamos y financiaciones	119.827	64.767	72.927	257.521
Otros	19.488	8.682	4.341	32.511
(-) Exigibles de seguro previsional	(4.446)	725	(796)	(4.517)
(-) Exigibles de inversiones	(263)	-	-	(263)
Total de los activos	2.407.964	1.025.085	1.278.048	4.711.097

COSTO PERIÓDICO NETO

	Ejercicio de 2012				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DEL COSTO PERIÓDICO					
Costo del Servicio	(7.019)	7.597	37.083	1.247	38.908
Costo de los intereses	264.572	64.614	119.839	8.399	457.424
Retorno esperado de los activos financieros	(233.820)	(102.374)	(129.487)	-	(465.681)
COSTO DE LOS BENEFICIOS EN EL PERÍODO	23.733	(30.163)	27.435	9.646	30.651

COSTO PROYECTADO DE LOS BENEFICIOS

	Ejercicio de 2013				
	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
COMPONENTES DEL COSTO PERIÓDICO					
Costo del Servicio	1.584	-	135.756	-	137.340
Costo de los intereses	53.586	(8.388)	(1.469)	4.702	48.431
Contribución de participantes	(7.698)	-	(67.878)	-	(75.576)
COSTO DE LOS BENEFICIOS EN EL PERÍODO	47.472	(8.388)	66.409	4.702	110.195

FLUJO PROYECTADO DE PAGO DE BENEFICIOS

	Plan BD	Plan BS	Plan CD	Seguro	Consolidado
FLUJO DE EFECTIVO PROYECTADO					
Contribuciones patronales normales – 2013	7.698	-	67.878	-	75.576
Pagos de Beneficios					
2013	240.198	30.565	244.100	-	514.863
2014	240.278	30.815	259.873	-	530.966
2015	240.371	31.018	275.660	-	547.049
2016	240.366	31.117	285.570	-	557.053
2017	240.155	31.242	293.427	-	564.824
2018-2022	1.181.751	156.871	1.539.074	-	2.877.696

MOVIMIENTO DE BENEFICIOS POSEMPLÉO EN OTROS RESULTADOS COMPLETOS

Descripción	Planes de Previsión	Seguro	Total
Saldo Anterior	(510.417)	(48.177)	(558.594)
Ganancias y pérdidas actuariales	(537.019)	36.553	(500.466)
(-) IRPJ/CSLL	271.172	(18.458)	252.714
Saldo actual	(776.264)	(30.082)	(806.346)

HISTORIAL DE EXPERIENCIA DE LOS PLANES

Los antecedentes de los registros según la experiencia de los planes de beneficio definido se presentan a continuación:

Plan Beneficios Definidos	2012	2011	2010	2009
Valor presente de la obligación de beneficios definidos	3.431.958	2.663.799	2.194.206	2.073.473
Valor justo de los activos del plan	(2.782.150)	(2.407.964)	(2.131.948)	(2.323.390)
Déficit / (Superávit)	649.808	255.835	62.258	(249.917)
Ajustes según la experiencia en los pasivos del plan	731.080	475.180	123.948	(151.621)
Ajustes según la experiencia en los activos del plan	354.818	261.140	(286.728)	571.581

Plan de beneficio saldado	2012	2011	2010	2009
Valor presente de la obligación de beneficios definidos	1.161.318	775.266	757.201	642.135
Valor justo de los activos del plan	(1.261.009)	(1.025.085)	(957.015)	(642.135)
Déficit / (Superávit)	(99.691)	(249.819)	(199.814)	-
Ajustes según la experiencia en los pasivos del plan	330.585	(62.516)	46.245	(105.568)
Ajustes según la experiencia en los activos del plan	148.318	(20.123)	265.315	(78.461)

PASIVO ACTUARIAL DE LOS PLANES DE SEGURO PREVISIONAL CONTRATADOS

La Compañía tenía al 31/12/2012 contratos firmados con Fachesf, relativos a los planes de seguro previsional (prevención privada), por valor de R\$ 2.523 (R\$ 298.672, en 2011).

TIPO	31/12/2012	31/12/2011
Contrato nº CF 01.1.266-017-A/8	-	289.505
Contrato nº CF 03.1.337-013	2.523	9.167
TOTAL	2.523	298.672

Los contratos firmados entre las partes prevén una cláusula de ajuste anual relacionada con el valor de la deuda de acuerdo con los valores determinados a través de cálculos actuariales, mediante enmiendas contractuales.

La valuación actuarial es intrínsecamente incierta y, por lo tanto, está sujeta a alteraciones en la revisión actuarial realizada anualmente.

OTROS BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

Además de los beneficios concedidos por intermedio de los planes de previsión complementaria, la Compañía ofrece otras ventajas a sus empleados, tales como: plan de salud, seguro de vida, auxilio refección, auxilio transporte y auxilio educación, que son periódicamente negociadas en los acuerdos colectivos de trabajo. En el ejercicio, la Compañía incurrió en gastos por estos rubros en un monto de R\$ 142.950 (R\$ 135.330, en 2011).

25 – RIESGOS TRIBUTARIOS, CIVILES, LABORALES Y AMBIENTALES

	Controlante		
	Provisión al 31/12/2011	Altas (reversiones)	Bajas
			Provisión al 31/12/2012
Laborales	109.721	23.496	(5.696)
Civiles	803.197	448.029	(982)
Fiscales	10.631	37	252
Total	923.549	471.562	(6.426)
			1.388.685

	Consolidado		
	Provisión al 31/12/2011	Altas (reversiones)	Bajas
			Provisión al 31/12/2012
Laborales	109.745	23.562	(5.696)
Civiles	803.910	448.029	(982)
Fiscales	10.853	(13)	252
Total	924.508	471.578	(6.426)
			1.389.660

Chesf y sus controladas en conjunto tienen procesos judiciales, en varios tribunales y órganos gubernamentales, originados por el curso normal de sus operaciones, relativos a asuntos tributarios, civiles y laborales.

Chesf, en cumplimiento con las prácticas contables adoptadas en Brasil adopta el procedimiento de clasificar las causas presentadas contra la Compañía en función del riesgo de pérdida, en base a la opinión de sus consultores jurídicos, de la siguiente forma:

- Se constituyen provisiones para las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **probable**;
- Son divulgadas en notas explicativas las informaciones correspondientes a las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **posible**;
- Para las causas cuyo desenlace negativo para la Compañía sea considerado **remoto**, solamente son divulgadas en notas explicativas las informaciones que, a criterio de la administración, sean consideradas de relevancia para el pleno entendimiento de los estados contables.

Las contingencias del área Laboral están compuestas en su mayoría por acciones relativas a peligrosidad, horas extraordinarias, de contribuciones a Fachesf, en régimen de solidaridad, y de montos de rescisiones provenientes de incumplimientos de empresas tercerizadas.

Las Civiles de mayor peso son reclamos de carácter indemnizatorio, desapropiaciones y de recomposición financiera de contratos.

En el área Tributaria hay asuntos involucrando, básicamente, acciones anulatorias de autos de infracción; pleitos de resarcimiento de créditos (PIS/Pasep y Cofins) y otros tributos singulares.

Todas estas contingencias están contando con las debidas defensas por parte de la Compañía, habiendo sido constituidos los pertinentes depósitos judiciales, cuando se requería.

1) Se destacan las siguientes acciones con *riesgo de pérdida probable*:

- 1.1)** Chesf es autora de un proceso judicial en el que pide que se declare nulidad parcial de enmienda (Factor K de ajuste analítico de precios) al contrato a destajo de las obras civiles de la Planta Hidroeléctrica Xingó, firmado con el Consorcio formado por la Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., así como que se devuelvan dos veces las cantidades pagadas, a efectos del Factor K, por valor aproximado de R\$ 350 millones.

La acción fue presentada ante la Justicia Federal, pero la decisión del Tribunal Regional Federal de la 5^a Región determinó que la acción tramitase ante la Justicia del Estado de Pernambuco. La acción presentada por la Compañía fue considerada improcedente. La reconvenCIÓN presentada por las demandadas fue declarada procedente por el Tribunal del 12º Juzgado Civil de la Comarca de Recife, y la decisión fue mantenida por la 2^a Cámara Civil del Tribunal de Justicia de Pernambuco.

Chesf y el Gobierno Federal, su asistente en este proceso, presentaron apelaciones especiales y extraordinarias, discutiendo la decisión en el proceso judicial principal y sentencias pronunciadas, que pueden resultar en la anulación del proceso. El Tribunal Superior de Justicia (STJ), en agosto de 2010, concedió uno de esos recursos especiales presentado por Chesf, reduciendo el valor de la causa, lo que implica una sustancial reducción de los honorarios a ser eventualmente pagados en la acción principal. El mismo STJ negó la concesión de los demás recursos especiales presentados por Chesf y el Gobierno Federal, manteniendo, por lo tanto la decisión del Tribunal de Justicia de Pernambuco, que juzgó improcedente la acción declarativa presentada por Chesf y juzgó procedente la reconvenCIÓN presentada por las demandadas. En ese juicio, el STJ redujo sustancialmente la condena relativa a honorarios. Las partes aún no han sido notificadas de esas decisiones, contra las cuales todavía existe la posibilidad de presentar recursos. Al 30/09/2012 aún se aguardaba la notificación de las partes respecto a las decisiones proferidas por el STJ.

En noviembre de 1998, las demandadas presentaron pedido de ejecución provisional de la decisión, en el valor de R\$ 245 millones, estando el proceso suspendido por determinación del Ministro Presidente del STJ (PET 1621). Esta medida cautelar fue objeto de solicitud de Revisión Estatutario por parte del Consorcio, el cual fue juzgado el 24 de junio de 2002, manteniéndose por unanimidad el interdicto provisional antes concedido por el Presidente del STJ, dejando de existir, de esta forma, la posibilidad de ejecución de las cuantías resultantes del proceso, antes de la decisión final inapelable.

Posteriormente las demandadas presentaron proceso de liquidación de la decisión, ante el Tribunal del 12º Juzgado Civil de Recife, con la finalidad de determinar el valor actual de la condena, considerando la hipótesis de ser denegados todos los recursos de Chesf y del Gobierno Federal.

En los autos de esa acción de liquidación el Juez de 12º Juzgado Civil reconoció que la competencia para apreciar la demanda es de la Justicia Federal, considerando la presencia del Gobierno Federal como parte interesada en el juicio. Inconformado con esa decisión, el Consorcio Xingó interpuso un pedimento de revisión, habiendo el Tribunal de Justicia de Pernambuco alterado esa decisión y determinado que la competencia para juzgar el proceso de liquidación es de la Justicia Común del Estado. Contra esa decisión del TJPE, Chesf y el Gobierno Federal interpusieron recursos especial y extraordinario. En octubre de 2010 los referidos recursos fueron juzgados en contra de Chesf y del Gobierno Federal, salvo en la parte referente a los honorarios de los consejeros del Consorcio, que fueron reducidos. El 31 de marzo de 2011 se aguardaba la publicación de los fallos correspondientes.

Posteriormente, el Juez Substituto en el 12º Juzgado Civil de la Comarca de Recife emitió sentencia juzgando el proceso de liquidación y fijando el valor de la condena en R\$ 842.469, habiendo Chesf interpuesto, contra esta decisión, las solicitudes de aclaración cabibles teniendo en cuenta que la sentencia dejó de manifestarse sobre diversas impugnaciones presentadas por Chesf en torno al laudo pericial ofrecido por el perito del tribunal.

Juzgando esas solicitudes de aclaración, el Juez del 12^a Juzgado Civil extinguíó el proceso de liquidación, por considerar que la materia se encontraba todavía *sub judice* en el STJ. Contra esa decisión el Consorcio Xingó interpuso solicitud de revisión ante el Tribunal de Justicia de Pernambuco. La 6^a Cámara Civil del TJPE al apreciar la materia el 26/05/2011 convirtió esa solicitud de revisión en apelación y la juzgó procedente. Contra esta decisión Chesf interpuso Solicitudes de Aclaración, aún *sub judice*. Al 31/12/2011 estaban siendo tramitadas en el STJ las solicitudes de aclaración interpuestas por el Consorcio Xingó, en lo que se refiere a la decisión de esa corte sobre el valor de la causa y de los honorarios relativos a la perdida en el juicio, debidamente contra-argumentados por Chesf y en el TJPE las mismas solicitudes interpuestas por Chesf, según se mencionó anteriormente. El 23/03/2012 el TJPE juzgó las solicitudes interpuestas por Chesf y por el Gobierno Federal pero, como no lo hizo de forma clara, nuevas solicitudes fueron presentadas, en el plazo legal, para obtener el debido esclarecimiento sobre el contenido de la decisión. El 04.12.2012 las solicitudes de

aclaración presentadas por Chesf y asociados al RESP 726.446 entraron en el calendario de causas para juicio por el 2º Panel del STJ, habiendo el Ministro Herman Benjamin pedido acceso a los autos, lo cual implicó la suspensión del juicio, situación que se mantenía al 31/12/2012.

Considerando el curso del proceso y todos los fallos referentes a las apelaciones presentadas hasta entonces, la Administración de la Compañía, fundamentada en la opinión de sus consultores jurídicos, revisó sus cálculos que tuvieron en cuenta la suspensión del pago de las cuotas relativas al Factor K y sus respectivas actualizaciones monetarias, elevando así la provisión actualmente constituida, en el Pasivo No Corriente, al monto de R\$ 723.256, al 31/12/2012, para cubrir eventuales pérdidas resultantes de este asunto. Esta provisión corresponde a la denegación parcial del Factor K entre julio de 1990 y diciembre de 1993, en cumplimiento con la Ley nº 8.030/1990, y suspensión integral del pago del Factor K, en el período de enero de 1994 a enero de 1996, por entendimiento de la Compañía. Al 31/12/2012 la situación relatada anteriormente permanecía invariable.

No existe previsión de tiempo para el desenlace de este pleito.

- 1.2)** Acción de Indemnización de 14.400 ha. de tierra en la Hacienda Aldeia, propuesta en la Comarca de Sento Sé, en el Estado de Bahia (BA), por la Herencia de Aderson Moura de Souza y esposa (Proc. 0085/1993). La Sentencia de primera instancia juzgó procedente el pedido condenando a Chesf en el valor de R\$ 50.000, correspondiente al principal más intereses y ajuste monetario. Al 31 de diciembre de 2008, CHESF había interpuesto recurso ante el Tribunal de Justicia de Bahia. El 31 de marzo de 2009, el proceso fue transferido para la Justicia Federal por intervención del Gobierno Federal en calidad de asistente. Al 30 de septiembre de 2009 Chesf aún no había sido notificada sobre redistribución de los autos. El 30/06/2011 fue juzgado parcialmente procedente el recurso de apelación interpuesto por Chesf ante el Tribunal Regional Federal de la 1ª Región, habiéndose negado la apelación del autor, según sentencia publicada el 24/06/2011. El 30/09/2011 se presentó una acción rescisoria ante el Tribunal Regional Federal de la Primera Región. El 31/12/2011 el interdicto provisional había sido deferido para ordenar la interrupción de la ejecución del proceso principal. La Compañía posee en su pasivo no corriente una provisión para respaldar una eventual pérdida de esta Acción en el valor de R\$ 100.000. Al 31/12/2012, la acción rescisoria estaba aún pendiente de juicio.
- 1.3)** Acción Civil Pública propuesta por el Ministerio Público de Pernambuco – MPPE en Petrolândia (Proc. 81643-3), resultante del derecho de reasentamiento de trabajadores rurales afectados por la construcción de la Planta UHE Itaparica. El Autor afirma que es nulo por carencia de legitimidad el acuerdo firmado por el Sindicato de los Trabajadores Rurales, el 06/12/1986, y requiere la diferencia de los importes de mantenimientos temporarios pagados en el período, dando a la causa el valor actualizado de aproximadamente R\$ 87.000. Recurso de Apelación de Chesf, alegando la ilegitimidad del MPPE para la causa, fue concedido por el Tribunal de Justicia de Pernambuco - TJPE, no obstante, el STJ, en grado de recurso especial propuesto por el Autor, reconoció la legitimidad del MPPE y determinó la remesa de los autos al TJPE. El 19/04/2010, juzgando el mérito de la Apelación de Chesf, el TJPE, por unanimidad, negó la concesión. Chesf interpuso conjuntamente un Recurso Especial y un Recurso Extraordinario y los correspondientes solicitudes. Al 31/12/2011 el STJ había concedido la solicitud de revisión de Chesf determinando la subida del Recurso Especial, el cual está concluido con el relator, al 30/09/2012. Al 07/11/2012 fue pronunciada una decisión que rechazó el Recurso Especial de Chesf. Contra esa decisión, Chesf presentó Recurso de Solicitud de Revisión Estatutario, el cual, al 31/12/2012, se encuentra pendiente de juicio. La Compañía posee en su pasivo no corriente una provisión para respaldar una eventual pérdida de esta Acción por valor de R\$ 87.000.

- 2) Chesf está involucrada en acciones que no han sido contempladas en provisión, cuyo **riesgo de pérdida es posible**, distribuidas de la siguiente forma:

Contingencias	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Laborales	63.986	53.852	65.796	55.985
Civiles y fiscales	1.281.275	783.016	1.298.479	786.866
Total	1.345.261	836.868	1.364.275	842.851

- 2.1) Entre ellas se destacan las siguientes:

2.1.1) Acción de indemnización presentada por el Consorcio formado por las empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, en la cual solicita la condena de la Compañía y el pago de compensación financiera adicional, en virtud de atraso en el pago de las facturas del contrato referente a la Planta Hidroeléctrica Xingó, presentada el 08/06/1999, para las facturas emitidas después del 30/04/1990. En dicha acción, las autoras formularon pedidos genéricos, limitándose a señalar la existencia de un supuesto derecho a compensación financiera, remitiendo la determinación de los valores para la liquidación de la sentencia.

La Compañía contestó la acción y solicitó que el Gobierno Federal fuese admitido en las causas, con la remesa del proceso a uno de los Juzgados de la Justicia Federal en Pernambuco. El Consorcio presentó una petición comentando sobre el pedido de admisión del Gobierno Federal en los procesos.

Después de la presentación de la pericia y de los esclarecimientos adicionales, se realizó una audiencia en agosto de 2005, determinando la presentación de razones finales hasta el 17/10/2005.

Posteriormente, la acción fue juzgada procedente, y Chesf fue condenada a pagar a los autores el importe de R\$ 23.766, al precio de septiembre de 2004 (R\$ 51.568, según cálculos de Chesf, al 31/03/2010). Contra esa decisión, Chesf interpuso recurso de apelación, a ser juzgado por el Tribunal de Justicia de Pernambuco.

En el TJPE, el Relator del recurso emitió su decisión declarando la nulidad de la sentencia, por haber sido efectuada por un juez incompetente, en vista de la intervención del Gobierno Federal en el proceso, y determinó el envío de los autos a la Justicia Federal.

2.1.2) Acción civil pública propuesta contra la Compañía por la Asociación Comunitaria del Poblado del Cabeço y Adyacencias, en el Estado de Sergipe, en el valor de R\$ 368.548, ante el 2º Juzgado Federal en Sergipe (proceso nº 20028500002809-6), tiene por objeto obtener compensación financiera por alegados daños ambientales causados a los pescadores de Cabeço, la juzgante de la Planta UHE Xingó y provocados por la construcción de esta Planta.

La acción fue propuesta en la Justicia Federal, el 27 de junio de 2002, y contestada en el plazo legal. Despues de una secuencia de incidentes procesales, que no afectaron la causa ni el pedido, el juez de la causa determinó, el 31 de agosto de 2005, la inclusión de IBAMA, IMA-AL, CRA-BA, Gobierno Federal y ADEMA-SE en la condición de querellado de la acción, ordenando la citación de esas entidades.

Al 30 de septiembre de 2005 se aguardaba el cumplimiento de los emplazamientos. Al 30 de septiembre de 2006, los autos se encontraban concluidos para el Juez, luego de dar entrada en el proceso a la carta de poder de los nuevos consejeros de Chesf. Al 31 de diciembre de 2006, el proceso se encontraba suspendido por resolución del Juez, aguardando dictamen de pedimento de revisión interpuesto por el autor ante el Tribunal Regional Federal de la 5ª Región. Aún sin juzgar. Los litigantes de Chesf (Gobierno Federal, IBAMA, IMA-AL, CRA-BA y ADEMA-SE) ya habían sido citados. El 12 de septiembre de 2007, el juez pronunció su decisión con el siguiente tenor: "Aguardar la información del fallo inapelable del pedimento, debiendo CHESF comunicar". Considerando que el pedido de revisión interpuesto por CHESF fue denegado, esta Compañía interpuso solicitud de aclaración contra esa decisión, la cual se encontraba pendiente de juicio al 31 de marzo de 2008.

Por otro lado, en la comarca de Brejo Grande/SE, existía también una acción civil pública propuesta contra Chesf por la Asociación Comunitaria del Poblado de Cabeço e Saramém, a la cual fue atribuido el valor de R\$ 309.114 con los mismos propósitos de la demanda anteriormente comentada, encontrándose esta causa abandonada por la parte autora desde febrero de 2005. El último movimiento procesal ocurrió en noviembre de 2007, cuando el juez determinó instar al Ministerio Público a pronunciarse sobre la acción. Al 31 de marzo de 2008, el proceso permanecía parado y aún sin manifestación del Ministerio Público. Al 30 de junio de 2008, el juez de la Comarca de Brejo Grande había pronunciado una decisión reconociendo la incompetencia de la justicia estadual para apreciar la causa, determinando la remesa de los autos para la Justicia Federal. Al 30 de septiembre de 2008, los autos se encontraban siendo examinados por IBAMA. Al 31 diciembre de 2008, se aguardaba la devolución de los autos por parte de IBAMA. El 19 de febrero de 2009 esa acción, que había sido remitida, por competencia, a la Justicia Federal, fue considerada procesalmente conexa

con otra acción de carácter semejante que allí ya era considerada - transcrita al inicio - pasando ambas a tramitar conjuntamente a partir de aquella fecha.

El 13 de junio de 2008 fue publicada decisión del juez determinando la citación del Gobierno Federal e IBAMA, así como la notificación a la parte autora para manifestarse sobre los términos de la contestación. Al 30 de septiembre de 2008, los autos se encontraban siendo examinados por IBAMA. Al 31 de diciembre de 2008, se aguardaba la realización de audiencia de conciliación, prevista para el 19 de febrero de 2009. Al no ocurrir la conciliación en la audiencia del 19 de febrero de 2009, el juez determinó nuevos procedimientos para dar curso al proceso. En esta audiencia, el juez tomó conocimiento de la existencia de acción judicial con objeto semejante, que estaba teniendo lugar ante el Juzgado Civil de la Comarca de Brejo Grande/Estado de Sergipe (SE) y que había sido remitida, por competencia, a la Justicia Federal, siendo distribuida para su jurisdicción. En vista de ello, el juez decidió reconocer la conexión procesal entre las dos demandas, pasando ambas, a partir de aquella fecha, a tramitar conjuntamente. Fue, entonces, fijada la fecha del 14 de mayo de 2009 para realizar nueva audiencia con la finalidad de decidir sobre la naturaleza de la prueba procesal a ser tomada, incluso realización de pericia. En esta audiencia, el juez estableció el plazo de 03 (tres) meses para que las partes presentaran sus indagaciones para la pericia. Se fijó la fecha 15/09/2009 para la realización de audiencia para limitar el objeto de la pericia, debiendo Chesf presentar, con esa finalidad, una minuta de Término de Referencia. Al 30 de septiembre de 2009 el juez que preside la causa había pospuesto la audiencia del día 15 de septiembre de 2009 para el día 22 de octubre de 2009. En esa audiencia el juez fijó una nueva audiencia para el día 2 de marzo de 2010, con la finalidad de nombrar el perito del juicio y la determinación del plazo para la realización de la pericia. En esa audiencia se realizó el saneamiento del proceso y se designó el 08/06/2010 para la audiencia de Instrucción. En esa audiencia fueron discutidas particularidades en torno de la pericia a ser realizada, habiendo decidido el Sr. Juez la realización de una nueva audiencia para nombrar al perito oficial y para indicar los asistentes técnicos de las partes e instalación de la pericia. No hubo determinación de una fecha para esa nueva audiencia. En julio de 2010 fue publicada una decisión invirtiendo el peso de la prueba y el cargo financiero para su realización, determinando que el costo de la pericia sea asumido por Chesf. Se interpuso una solicitud de revisión contra la decisión que invirtió el peso de la prueba y el cargo financiero. En agosto de 2010 fue publicada la decisión del Juez Asociado Relator Francisco Barros Dias, convirtiendo la solicitud de revisión en solicitud retenida, y determinando la remesa de los autos al juicio de origen, donde el 03/08/2010 fue publicada una decisión del juez del 2º Juzgado de JF/SE, manteniendo la decisión agravada por sus propios fundamentos y determinando que se aguarde por 90 (noventa) días la eventual atribución de efecto suspensivo por el Alto TRF 5º. El 09/08/2010, la Compañía opuso Solicitud de Aclaración contra la decisión que convirtió la Solicitud de Revisión en Solicitud Retenida. En septiembre de 2010, se publicó una decisión negando el pedimento a las Solicitud de Aclaración opuestas por Chesf. Se interpuso Pedimento Legal contra la decisión que convirtió la Solicitud de Revisión retenida. El 18/10/2010 se publicó la decisión del Juez Asociado Federal Relator recibiendo el Pedimento Legal interpuesto como pedido de reconsideración y denegándolo. El 31 de diciembre de 2010 el citado recurso estaba pendiente de juicio en el TRF. El Juez Asociado relator negó la solicitud de revisión legal interpuesta por Chesf y, el 29 de marzo de 2011, el juez de primera instancia nombró un equipo de peritos para la producción de un laudo. El 08/04/2011 Chesf presentó en juicio la lista de sus asistentes técnicos y de sus indagaciones periciales. El 30/09/2011 se aguardaba la realización de la audiencia determinada para el día 30/11/2011, para definir de la mejor forma posible como dar inicio a los trabajos periciales. En esa audiencia el juez determinó que Chesf efectuase hasta el 31/01/2012 un depósito en cuenta bancaria de R\$ 50, a disposición de ese juicio para cubrir los gastos con los peritos judiciales. También quedó establecida la fecha de 29/02/2012 para la realización de una audiencia involucrando el juez y los peritos nombrados por él, sin la presencia de las partes, para determinar el rumbo de los trabajos periciales. El depósito judicial determinado por el magistrado fue efectuado por Chesf al 31/01/2012. El 15/02/2012 se publicó una decisión del juez cancelando las audiencias anteriormente fijadas para los días 28 y 29 del mismo mes, la digitalización de las piezas procesales entre los días 27/03/2012 y 13/04/2012 y el envío de esas piezas a los peritos, por vía electrónica, a los cuales fue conferido un plazo de treinta (30) días para examinar la materia y efectuar propuesta sobre honorarios periciales. La situación anteriormente relatada permanecía inalterada al 30/09/2012. Al 31/12/2012, la situación anteriormente informada se mantenía invariable. Sin embargo, el 09/01/2013 el juez que preside la causa emitió una decisión relatando las últimos evoluciones del proceso y, considerando la ausencia de respuesta de los peritos por él nombrados, designó la audiencia para febrero de 2013 en aras de un mayor esclarecimiento del tenor de la prueba, de sus parámetros y demás circunstancias de la pericia a realizar, determinando así la intimación de los señores peritos, en el plazo de quince (15) días, para que cumplan las diligencias que les fueron solicitadas, bajo pena de multa.

Los abogados que patrocinan las causas de la Compañía apoyaron que la expectativa de la Administración sobre la posibilidad de pérdida de esas acciones por falla de la defensa es posible, y remota con relación a los valores de los pedidos.

- 2.1.3)** Acción ordinaria propuesta por AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 2002.34.00.026509-0 – 15º Juzgado Federal-DF) para la contabilización y liquidación por Aneel de las transacciones del mercado, relativa a la exposición positiva (beneficio) verificada con motivo de la no opción por el alivio (seguro) efectuada en diciembre de 2000. Decisión interlocutoria emitida en el Pedimento de Revisión de AES SUL (Proceso nº 2002.01.00.040870-5) interpuesto contra Aneel, resultó en un cargo de aproximadamente R\$ 110 millones, con pago estipulado para el día 07/11/2008.

Para suspender la exigibilidad del cargo, se adoptaron en esa oportunidad (del 3 al 7/11/2008), las siguientes medidas jurídicas: 1) se presentó Pedido de Suspensión de Interdicto Provisional en el STJ; 2) se solicitó Auto de Mandamus ante el Tribunal de Justicia del Distrito Federal - TJDF; 3) se protocolizó una petición postulando el ingreso de Chesf en el proceso, en la condición de litisconsorte pasiva necesaria. Fueron acogidos los procedimientos 2 y 3, con la consecuente reforma del interdicto provisional y suspensión del cargo en cuestión. Chesf ingresó en el pleito como litisconsorte pasiva necesaria y contestó la acción, que se encuentra en fase de especificación de pruebas. Al 31/12/2011 el Tribunal Regional Federal de la 1.ª Región había juzgado procedente el auto de mandamus interpuesto por Chesf (medida 2), habiendo AES presentado Recurso Especial, que luego de rechazado, fue seguido de un recurso de apelación interpuesto. La Acción fue considerada improcedente y las solicitudes de Aclaración fueron rechazadas; de esta forma, el autor presentó recurso de apelación. Al 31/12/2012, habían sido ofrecidos contraargumentos por parte de Chesf, estando pendiente de apreciación la remesa al TRF – 1.ª Región. Basada en la evaluación de sus asesores jurídicos, la administración clasificó el riesgo de pérdida de esta acción como “ posible ”, por valor estimado de R\$ 86.000.

- 2.1.4)** Acción declarativa con pedido de indemnización (Proc. nº 7125-2009/434-78.2009.8.06.0115) propuesta por Carbomil Química S.A. para obtener una indemnización como resultado de la instalación de una línea de transmisión de energía eléctrica en la mina Lajedo do Mel, localizada en los municipios de Jagaruana y Quixeré, en Ceará, y Baraúna, en Rio Grande do Norte. Se realizó una pericia y luego la Compañía elaboró un incidente procesal, protocolizando una excepción de incompetencia, que fue negada. Se estima que el proceso tiene una pérdida posible por valor de R\$ 70.000. La acción fue considerada procedente, habiendo Chesf presentado apelación al 30/09/2012. Se propuso la ejecución de honorarios atribuidos, por el juez de la causa, a un incidente de incompetencia relativa, habiendo Chesf manejado una objeción de ejecutividad previa, así como un auto de mandamus a fin de evitar el pago de esa cuantía. En el Auto de Mandamus solicitado por Chesf, una decisión del TJCE determinó la anulación de los actos practicados y la remesa de los autos a la Justicia Federal. Al 31/12/2012, esa decisión se encontraba en el plazo de apelación.

- 2.1.5)** Acción civil pública propuesta por el Ministerio Público Federal ante la subsección Judiciaria de Paulo Afonso – BA (proceso No. 2490-83.2012.4.01.3306) donde, en síntesis, persigue la obtención de un decreto judicial que declare la inexistencia de la Enmienda al Acuerdo de 1986, celebrada en el año 1991, firmada entre Chesf y los representantes del Polo Sindical de los Trabajadores Rurales del área Submédio São Francisco. El valor atribuido a la causa fue de R\$ 1.000.000. Al 30/09/2012, el proceso aún se encontraba en fase de solicitud, con la contestación presentada por Chesf. Al 31/12/2012, el proceso se encuentra concluido, en fase de instrucción.

- 3)** Con **riesgo de pérdida remoto** se destaca la siguiente acción:

- 3.1)** A pesar de que los administradores, respaldados por los consultores jurídicos de la Compañía, consideran que su riesgo de pérdida es remoto, existe una acción de cobranza en curso presentada por Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para la construcción de la Planta Hidroeléctrica Itaparica, por pérdidas financieras alegadas resultantes de atraso en el pago de facturas por parte de la Compañía.

La referida Acción de Cobranza se basa en la Acción Declarativa juzgada procedente con el propósito de declarar la existencia de una relación de crédito de Mendes Júnior con Chesf, asegurando resarcimiento financiero.

En esta acción de cobranza, la Construtora Mendes Júnior S.A. obtuvo sentencia del Juicio del 4º Juzgado Civil, posteriormente anulada, que condenaba a Chesf al pago de la cantidad que, incluyendo honorarios de los abogados y ajuste monetario hasta el mes de agosto de 1996, calculado según el criterio determinado por el juicio – sería de aproximadamente R\$ 7 mil millones, valor no actualizado desde esa fecha.

Después de la decisión del Superior Tribunal de Justicia, de no reconocer recurso especial interpuesto por Construtora Mendes Júnior, y confirmar la decisión de la 2ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia de Pernambuco, que anuló la sentencia, determinando también la redistribución del proceso a uno de las Juzgados Federales de Pernambuco, el proceso fue enviado al 12º Juzgado Federal, con el número 2000.83.00.014864-7, para realizar una nueva pericia y pronunciar una nueva sentencia.

La Pericia fue presentada. Debe destacarse que el Perito, respondiendo indagación de Chesf, declaró que "no es posible, a partir del análisis de los registros financieros de Mendes Júnior, afirmar que esta empresa captó, en los períodos en que ocurrieron atrasos en el pago de las facturas, fondos en el mercado financiero, específicamente para la financiación de la obra de Itaparica". Esa respuesta fue confirmada por el análisis efectuado por el Asistente Técnico de Chesf, que incluyó un minucioso examen de los estados financieros de Mendes Júnior. Conforme a esos resultados, Chesf pidió la improcedencia total de la acción.

El Ministerio Público Federal presentó manifestación con pedido de declaración de nulidad de todo el proceso, y pidió la improcedencia de la acción.

La acción fue juzgada procedente en parte, a través de sentencia publicada el 8 de marzo de 2008. Contra la sentencia, Chesf presentó recurso pidiendo aclaración de la sentencia (solicitud de aclaración), acatados por la Jueza por medio de una decisión que esclareció algunos puntos de la sentencia relativos a la determinación de eventual deuda de Chesf con Mendes Junior.

Contra esa sentencia Chesf presentó recurso de apelación, en que pidió la improcedencia total de la acción; considerando especialmente que, en esta acción de cobranza, cabía a Mendes Júnior, para tener derecho a algún tipo de resarcimiento financiero, en cumplimiento de la decisión pronunciada por la Acción Declarativa anteriormente presentada, comprobar que captó fondos específicamente para la financiación de la obra de Itaparica, debido al atraso de Chesf en el pago de algunas facturas; y que los gastos financieros que tuvo, con esa captación de fondos, habrían sido superiores al total de cargos pagados por Chesf, debido a esos atrasos. El Gobierno Federal y el Ministerio Público Federal presentaron recursos en el mismo sentido que el presentado por Chesf.

En sesión realizada el 25/10/2010, el Tribunal Regional Federal de la 5^a Región concedió los recursos interpuestos por Chesf, Gobierno Federal y Ministerio Público Federal, y juzgó la aludida acción completamente improcedente. Hay información sobre recursos especiales y extraordinarios presentados por Construtora Mendes Júnior y por el Gobierno Federal, aunque Chesf no haya sido intimada a presentar contraargumentos respecto a esos recursos. Al 31/12/2010 se aguardaba el pronunciamiento del TRF 5^a Región sobre el seguimiento del recurso extraordinario de Mendes Junior, cuyo recurso especial ya hubiera sido negado por la misma corte. Contra esa decisión, Mendes Júnior interpuso solicitud de revisión. Al 31/12/2012 los pedidos interpuestos por Mendes Júnior habían subido al Superior Tribunal de Justicia – ARESP 205.843 (2012/0155289-6), siendo que, en dicha instancia, el Ministerio Público Federal emitió un parecer opinando que las solicitudes no debían ser concedidas.

Considerando la existencia de la decisión del Tribunal Regional Federal de la 5^a Región, informamos que el riesgo de pérdida de Chesf en esta acción es remoto.

3.2) Riesgos ambientales

Chesf, como resultado de sus actividades operativas, posee acciones de naturaleza ambiental para las cuales no hay provisiones por involucrar riesgos de pérdida clasificados por la Administración y por sus consultores jurídicos como *posibles* o *remotos*. Considerando la opinión de esos consultores jurídicos, la Administración cree que la resolución de esas cuestiones no producirá efecto material adverso sobre su situación financiera y, basándose en los antecedentes, cree que ninguna provisión o seguro para pérdidas, relacionados con las cuestiones ambientales, sea necesario.

26 – PROVISIÓN POR CONTRATO ONEROZO

La Compañía realizó, al 31/12/2012, una prueba de sus unidades de generación y transmisión a fin de identificar la capacidad de generar individualmente beneficios económicos superiores a los costos necesarios para satisfacer sus obligaciones.

Como resultado de esta prueba, se efectuaron las siguientes provisiones:

	Controlante y Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Camaçari	357.043	-
Itaparica	1.018.534	-
Jirau	711.375	-
Complejo Paulo Afonso	34.107	-
Contrato Transmisión 61/2001	84.139	-
Compra de energía	98.358	-
	2.303.556	-

La onerosidad presentada en los contratos antes presentados provienen del costo de implantación del Plan de Incentivo a la Desvinculación Voluntaria (PIDV) y del precio de R\$ 67,00 (sesenta y siete reales), que representa el valor del Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) promedio de los últimos 10 años, para venta de energía sin mediación de contrato, adoptados como supuesto para las empresas del Sistema Eletrobras.

27 – CONCESIONES a PAGAR – USO DEL BIEN PÚBLICO

La Compañía, por intermedio de sus controladas en conjunto ESBR Participações S.A. y Norte Energia S.A., posee contratos de concesión onerosa con el Gobierno Federal para la utilización del bien público para la generación de energía eléctrica en las plantas hidroeléctricas Jirau y Belo Monte, respectivamente.

Buscando reflejar adecuadamente en el patrimonio el otorgamiento oneroso de la concesión y la respectiva obligación ante el Gobierno Federal, a partir del análisis de la característica de los negocios, de los contratos y del estado de los proyectos, el valor de las concesiones de las Plantas Jirau y Belo Monte fue registrado en el activo intangible como contrapartida del pasivo no corriente.

El valor identificado en el contrato, calculado a precio futuro en base a proyección de la variación monetaria, fue ajustado a valor presente según la tasa de descuento calculada en la fecha de la obligación.

La actualización de la obligación en función de la tasa de descuento y de la variación monetaria está siendo capitalizada en el activo durante la construcción de las Plantas y será reconocida directamente en el resultado, a partir de la fecha de la entrada en operación comercial.

27.1 – Composición

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Activo no corriente		
Jirau	22.436	19.888
Belo Monte	23.073	21.753
Total Activo	45.509	41.641
Pasivo no corriente		
Jirau	22.436	19.888
Belo Monte	23.073	21.753
Total Pasivo	45.509	41.641

27.2 – Vencimientos de los componentes del pasivo no corriente

	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
2014	1.995	1
2015	3.858	1.757
2016	3.869	1.767
Después de 2016	35.787	38.116
Total No Corriente	45.509	41.641

27.3 – Movimiento del pasivo

	Consolidado
Saldo al 31/12/2011	41.641
Entradas	1.320
Cargos	2.548
Saldo al 31/12/2012	45.509

28 – ANTICIPO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL - AFAC

Con la finalidad de cubrir el programa de inversiones y las inversiones financieras en SPEs, nuestra Controlante, Eletrobras, liberó en 2011 fondos provenientes de parte de los dividendos del ejercicio 2010 por valor de R\$ 1.293.000 bajo la forma de Anticipo para Futuro Aumento de Capital.

El aumento de capital proveniente de ese Anticipo para Futuro Aumento de Capital (AFAC) se efectuó en este ejercicio por medio de la 166^a Asamblea General Extraordinaria (AGE), del 28/12/2012.

29 – COMPROMISOS

29.1 - Compra de Energía

Se refiere a contratos firmados por las empresas presentadas a continuación, con empresas generadoras para la compra de energía eléctrica:

Controlante

Empresa	2013	2014/2015	2016/2017	Valores presentados en R\$	
				Después de 2017 (pago restante)	
Chesf (MW/h)	5.483.112	4.550.575	3.298.272		18.886.560
Precio promedio (R\$)	125,28	144,30	139,28		139,11

Consolidado

Empresas	2013	2014/2015	2016/2017	Valores presentados en R\$	
				Después de 2017 (pago restante)	
Chesf	4.626.709	1.399.362	1.413.295		3.350.677
ESBR	-	-	-		-
Norte Energia	-	-	-		-
São Pedro do Lago	9.314	-	-		-
Pedra Branca	8.608	-	-		-
Sete Gameleiras	8.820	-	-		-
Junco I	-	-	-		-
Junco II	-	-	-		-
Caiçara I	-	-	-		-
Caiçara II	-	-	-		-
Energética Aguas da Pedra	-	-	-		-
Cantidad (MW/h)	4.653.451	1.399.362	1.413.295		3.350.677
Precio promedio (R\$)	122,19	100,73	101,81		86,52

29.2 - Venta de Energía

Controlante

Empresa	2013	2014/2015	2016/2017	Valores presentados en R\$	
				Después de 2017	
(pago restante)					
Chesf (MW/h)	11.440.268	13.754.952	2.533.354	4.646.304	
Precio promedio (R\$)	110,44	117,00	170,47	99,57	

Consolidado

Empresas	2013	2014/2015	2016/2017	Valores presentados en R\$	
				Después de 2017	
(pago restante)					
Chesf	11.440.268	13.754.952	2.533.354	4.646.304	
ESBR	837.867	7.213.805	7.465.176	93.933.349	
Norte Energia	-	90.620	5.548.557	120.780.040	
São Pedro do Lago	56.660	113.320	113.320	849.896	
Pedra Branca	52.367	104.734	104.734	785.509	
Sete Gameleiras	53.655	107.310	107.310	804.825	
Junco I	-	-	104.018	935.454	
Junco II	-	-	98.001	881.336	
Caiçara I	-	-	116.053	1.043.688	
Caiçara II	-	-	79.948	718.985	
Energética Aguas da Pedra	315.491	630.982	631.825	7.261.310	
Cantidad (MW/h)	12.756.308	22.015.723	16.902.296	232.640.696	
Precio promedio (R\$)	112,08	121,52	124,01	180,53	

Contratos firmados por las empresas antes relacionadas con otras empresas del sector eléctrico con vistas al suministro/venta de energía eléctrica. En el caso en que la Compañía no tenga generación de energía en cantidad suficiente en determinado período, se puede recurrir a la compra de energía eléctrica en el ámbito de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) para cumplir el contrato de suministro de energía. No obstante, en este caso, la Compañía queda expuesta al valor del período del Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD), que puede ser mayor que los valores de venta expuestos en los contratos antes mencionados, quedando la Compañía sujeta a pérdidas financieras en estas operaciones.

La Compañía posee individualmente, en la fecha de estos estados contables, compromisos para la adquisición de activos contratados con proveedores diversos, relativos a adquisiciones para la formación de nuevos proyectos y para las sustituciones necesarias en el mantenimiento operativo de los existentes, con realización prevista para el ejercicio de 2013 en el monto de R\$ 1.141.401.

30 – PATRIMONIO NETO

• Capital social

El capital social, por valor de R\$ 9.753.953 (R\$ 7.720.760, en 2011), está constituido por acciones sin valor nominal con la siguiente distribución:

Accionistas	Número de acciones en miles					
	Ordinarias		Preferidas		Total	%
	Cant.	%	Cant.	%		
Eletrobras	54.151	100,000	1.518	86,545	55.669	99,578
Ministerio de Hacienda	-	-	194	11,060	194	0,347
Light	-	-	9	0,513	9	0,016
Otros	-	-	33	1,882	33	0,059
	54.151	100,000	1.754	100,000	55.905	100,000

Las acciones ordinarias son nominativas con derecho a voto. Las acciones preferidas, también nominativas, no tienen clase específica, ni derecho a voto y no son convertibles en acciones ordinarias contando, sin embargo, de prioridad en la distribución de dividendo, como mínimo 10% al año, calculado sobre el capital correspondiente a esa especie de acciones.

El 19 de junio de 2012, la Compañía realizó la 163^a Asamblea General Extraordinaria, que deliberó sobre el aumento de capital social, por valor de R\$ 693.200, por medio de la capitalización del saldo de la Reserva de Incentivos Fiscales de SUDENE, sin la emisión de nuevas acciones.

El 12 de julio de 2012, la Compañía realizó la 164^a Asamblea General Extraordinaria, que deliberó sobre el aumento de capital social, por valor de R\$ 46.994, mediante la capitalización de recursos del Fondo de Inversión del Nordeste (*Fundo de Investimento do Nordeste – FINOR*), con la emisión de 152.207 nuevas acciones.

El 28 de diciembre de 2012, la Compañía realizó la 166^a Asamblea General Extraordinaria, que deliberó sobre el aumento de capital social, en el monto R\$ 1.293.000, por medio de la capitalización del saldo de Anticipo para Futuro Aumento de Capital (AFAC), concedido por la controlante Eletrobras, con la emisión de 4.187.854 nuevas acciones.

• Reservas de Capital

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Donaciones/subvenciones para inversiones	4.759.353	4.759.353
Remuneración de bienes y derechos constituidos con capital propio	<u>156.846</u>	<u>156.846</u>
	<u>4.916.199</u>	<u>4.916.199</u>

• Reservas de Resultados

	<u>31/12/2012</u>					
	Saldo anterior	Entradas	Compensación de pérdida	Aumento de Capital	Saldo final	31/12/2011
Legal	501.886	-	(501.886)	-	-	501.886
Estatutarias	8.179	-	(8.179)	-	-	8.179
Resultados a realizar	428.599	-	(428.599)	-	-	428.599
Incentivos fiscales	693.200	925	(925)	(693.200)	-	693.200
Retención de beneficios	2.209.834	-	(2.209.834)	-	-	2.209.834
	<u>3.841.698</u>	<u>925</u>	<u>(3.149.423)</u>	<u>(693.200)</u>	<u>-</u>	<u>3.841.698</u>

En razón de la pérdida computada al 31/12/2012 en el monto de R\$ 5.341.312, efectuamos la compensación de parte de esa pérdida, por valor de R\$ 3.149.423, con el saldo existente de reservas de resultados. El saldo de la pérdida no compensada, de R\$ 2.192.814, quedará en la cuenta de pérdidas acumuladas.

La Reserva Legal se constituye con base en 5% del resultado neto del ejercicio, de acuerdo con la legislación societaria, limitada a 20% del capital social.

La Reserva de Resultados a Realizar, relativa al saldo acreedor del ajuste monetario de ejercicios anteriores a 1995, es revertida para la cuenta de resultados acumulados, en base al porcentual de realización de los Bienes de Uso, integrando la base de cálculo de la remuneración a los accionistas.

La Reserva de Incentivos Fiscales fue creada por la Ley nº 11.638/2007. Por medio de esta última, fue revocada en la Ley nº 6.404/1976 letra "d" del § 1º Art. 182 - que permitía la contabilización de donaciones y subvenciones para inversión como reserva de capital - e incluido el artículo 195-A que posibilita a la Asamblea General, por propuesta de los órganos de la administración, destinar para la reserva de incentivos fiscales el componente del resultado neto relativo a donaciones o subvenciones gubernamentales para inversiones, la cual podrá ser excluida de la base de cálculo del dividendo obligatorio.

- **Dividendos Adicionales Propuestos**

De acuerdo con la Interpretación Técnica ICPC 08 – Contabilización de la propuesta de pago de dividendos, el valor de los dividendos arriba del mínimo obligatorio establecido en el estatuto, no aprobados en asamblea general, está siendo presentado en el patrimonio neto como dividendos adicionales propuestos.

La nota 36 presenta otras informaciones relacionadas con la remuneración a los accionistas.

- **Otros Resultados Completos**

La Compañía reconoció en este ejercicio en su patrimonio neto, por el método de participación patrimonial proporcional, ajustes en Otros resultados completos provenientes del resultado de operaciones de *hedge* de flujo de efectivo registrados en el patrimonio neto de sus controladas en conjunto ESBR Participações S.A., proporcionalmente a las participaciones en esas empresas, en el monto de R\$ 231 (ganancia de R\$ 3.719 en 2011).

En conformidad con el Pronunciamiento Técnico – CPC 33 (*IAS 19*), la Compañía reconoció en este ejercicio pérdidas actuariales de beneficios posempiego, netas del impuesto a las ganancias y de la contribución social diferidos, en Otros resultados completos, en el valor de R\$ 247.752 (pérdida de R\$ 194.106 en 2011).

- **Pérdidas acumuladas**

De acuerdo con la legislación societaria, la pérdida del ejercicio será obligatoriamente absorbida por los resultados acumulados, por las reservas de resultados y por la reserva legal, en ese orden, debiendo su saldo permanecer en la cuenta de pérdidas acumuladas para compensación de resultados positivos futuros antes de cualquier participación.

La pérdida acumulada por la Compañía luego de la compensación con las Reservas de Resultados es de R\$ 2.192.814, resultante de los efectos de la Medida Provisional nº 579/2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, objeto de la renovación de las concesiones con vencimiento en 2015.

31 – INGRESO OPERATIVO NETO

Atendiendo a los requisitos del Pronunciamiento CPC 30 – Ingresos (*IAS 18*), mostramos a continuación la conciliación entre los ingresos operativos brutos y los ingresos operativos netos presentados en el estado de resultados. De acuerdo con las prácticas contables anteriormente adoptadas, la presentación de los ingresos de la Compañía en el estado de resultados segregaba los ingresos operativos brutos, las deducciones sobre los ingresos operativos brutos y los ingresos operativos netos. Las nuevas prácticas contables establecen que la Compañía debe presentar en su estado de resultados solamente los ingresos operativos netos, pues estos representan las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por recibir, provenientes de sus propias actividades.

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
INGRESO OPERATIVO BRUTO				
Suministro de energía eléctrica	844.474	779.472	844.474	779.472
Abastecimiento de energía eléctrica	3.623.076	3.407.106	3.623.076	3.407.106
Sistema de transmisión	604.911	630.849	615.321	639.490
Energía eléctrica de corto plazo (CCEE)	629.676	(829)	629.676	(829)
Ingresos de construcción	603.420	581.089	1.132.025	943.268
Ingresos financieros	684.098	617.491	807.833	702.196
Otros ingresos operativos	11.749	16.168	19.673	29.707
	7.001.404	6.031.346	7.672.078	6.500.410
DEDUCCIONES DE LOS INGRESOS OPERATIVOS				
Reserva Global de Reversión – RGR	(174.560)	(130.353)	(176.522)	(132.089)
ICMS sobre energía eléctrica	(108.351)	(97.061)	(108.347)	(97.065)
ISS	(730)	(816)	(1.219)	(816)
Investigación y Desarrollo	(56.442)	(47.240)	(57.045)	(47.836)
Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles – CCC	(93.581)	(126.433)	(93.581)	(126.433)
Cuenta de Desarrollo Energético – CDE	(18.737)	(17.925)	(18.737)	(17.925)
Proinfa	(46.580)	(39.206)	(46.580)	(39.206)
PIS/Pasep	(89.772)	(80.692)	(90.355)	(81.195)
Cofins	(416.623)	(373.133)	(419.309)	(375.453)
	(1.005.376)	(912.859)	(1.011.695)	(918.018)
INGRESO OPERATIVO NETO	5.996.028	5.118.487	6.660.383	5.582.392

(*) El saldo negativo presentado el 31/12/2011, proviene de los recálculos de las liquidaciones en conformidad con la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica –CCEE, en el mercado de corto plazo.

El ingreso de la Compañía proviene sustancialmente de la venta de energía eléctrica, de la construcción, operación, mantenimiento y actualización del activo financiero originario de su sistema de transmisión. Estas operaciones están respaldadas por contratos de compra y venta de energía, transacciones efectuadas en el mercado de corto plazo, en el ámbito de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), y por contratos del sistema de transmisión.

32 – CARGOS DEL SECTOR

La Compañía incurrió, en el ejercicio, en cargos del sector que totalizaron R\$ 664.033 (R\$ 611.514, en 2011) con la siguiente composición:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Reserva Global de Reversión – RGR	174.560	130.353	176.522	132.089
Investigación y Desarrollo – P&D	56.442	47.240	57.045	47.836
Cuenta de Consumo de Combustibles Fósiles – CCC	93.581	126.433	93.581	126.433
Cuenta de Desarrollo Energético – CDE	18.737	17.925	18.737	17.925
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía – Proinfa	46.580	39.206	46.580	39.206
Tasa de Fiscalización del Servicio Público de Energía Eléctrica – TFSEE	21.119	21.638	21.492	21.951
Compensación Financiera por la Utilización de Recursos Hídricos – CFURH	240.074	224.374	240.074	224.374
Cargo de Energía de Reserva – EER	12.940	4.345	12.940	4.345
Total	664.033	611.514	666.971	614.159

33 – COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los costos y los gastos generales y administrativos presentados en el Estado de Resultados del Ejercicio tienen la siguiente composición:

	Controlante			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Costos de Explotación	Gastos de Explotación	Total	Total
Energía eléctrica comprada para reventa	19.058	-	19.058	7.635
Cargos por uso de la red de transmisión	867.885	-	867.885	805.270
Costo de construcción	603.420	-	603.420	581.089
Personal	326.839	525.701	852.540	788.717
Material	13.485	13.297	26.782	29.113
Combustibles para la producción de energía	2.522	-	2.522	4.793
Servicio de terceros	72.933	119.511	192.444	189.754
Depreciación y amortización	339.815	69.063	408.878	418.008
Comp. Fin. por la utiliz. de recursos hídricos	240.074	-	240.074	224.374
Contrato oneroso - Jirau	711.375	-	711.375	-
Beneficios posemplo	-	30.651	30.651	(44.101)
Arrendamientos y alquileres	7.588	13.426	21.014	23.232
Tributos	200	4.788	4.988	3.752
Provisiones por contingencias	-	209.193	209.193	158.839
Provisión (reversión de provisión) por créditos de liquidación dudosa	-	81.287	81.287	17.115
Otras provisiones operativas	-	106.461	106.461	102.451
Pérdidas con clientes	-	26.591	26.591	24.367
Otros	(20.729)	78.449	57.720	30.255
Total	3.184.465	1.278.418	4.462.883	3.364.663

	Consolidado			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Costos de Explotación	Gastos de Explotación	Total	Total
Energía eléctrica comprada para reventa	19.058	-	19.058	7.635
Cargos por uso de la red de transmisión	867.885	-	867.885	805.270
Costo de construcción	1.132.025	-	1.132.025	943.268
Personal	329.165	536.325	865.490	798.065
Material	13.677	13.685	27.362	29.743
Combustibles para la producción de energía	2.522	-	2.522	4.793
Servicio de terceros	76.021	126.992	203.013	199.872
Depreciación y amortización	339.877	69.326	409.203	418.138
Comp. Fin. por la utiliz. de recursos hídricos	240.074	-	240.074	224.374
Contrato oneroso - Jirau	711.375	-	711.375	-
Beneficios posemplo	-	30.651	30.651	-44.101
Arrendamientos y alquileres	8.175	14.585	22.760	23.896
Tributos	270	4.911	5.181	4.041
Provisiones por contingencias	-	209.193	209.193	158.839
Provisión (reversión de provisión) por créditos de liquidación dudosa	-	81.287	81.287	17.115
Pérdidas con clientes	-	26.591	26.591	24.367
Otras provisiones operativas	-	106.461	106.461	102.451
Otros	(19.150)	79.444	60.294	38.686
Total	3.720.974	1.299.451	5.020.425	3.756.452

34 – RESULTADO FINANCIERO

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ingresos Financieros				
Rendimiento de inversiones financieras	114.537	133.179	125.880	144.853
Variaciones monetarias y cargos moratorios - energía vendida	65.608	86.953	65.610	86.954
Otras variaciones monetarias activas	1.632	1.757	1.637	1.985
Actualización de valores por cobrar	203.231	-	203.231	-
Otros ingresos financieros	38.263	35.848	32.174	31.654
PIS/Pasep y Cofins	(55.232)	(553)	(55.232)	(553)
	368.039	257.184	373.300	264.893
Gastos financieros				
Cargos de deudas	(40.276)	(65.375)	(56.873)	(69.813)
Variaciones monetarias sobre financiaciones y préstamos	(550)	(940)	(7.040)	(12.349)
Otras variaciones monetarias pasivas	(816)	(151)	(816)	(498)
Intereses sobre remuneración a los accionistas	(70.144)	(179.130)	(70.144)	(179.130)
Otros gastos financieros	(39.992)	(23.112)	(63.007)	(36.619)
	(151.778)	(268.708)	(197.880)	(298.409)
	216.261	(11.524)	175.420	(33.516)

35 – INCENTIVOS FISCALES – SUDENE/SUDAM

La Medida Provisoria nº 2.199-14, del 24/08/2001, alterada por la Ley nº 11.196, del 21/11/2005, posibilita que las empresas situadas en las regiones de actuación de Sudene y de Sudan que posean proyectos en el sector de infraestructura, considerado en acto del Poder Ejecutivo uno de los sectores prioritarios para el desarrollo regional, reduzcan el valor del impuesto a las ganancias debido para fines de inversiones en proyectos de instalación, ampliación, modernización o diversificación.

Chesf tiene el derecho a la reducción de 75% (setenta y cinco por ciento) del Impuesto a las Ganancias y Adicionales no Restituibles, calculados según la ganancia de explotación.

Sobre los contratos de concesiones nº 006/2004 de generación y nº 061/2001 de transmisión, el derecho al incentivo de la reducción de 75% del impuesto a las ganancias comprende los años de 2008 a 2017. Para los contratos de transmisión números 008/2005 y 007/2005 el derecho al incentivo de la reducción fue concedido para los años de 2011 a 2020.

Para los contratos con incentivo fiscal la tasa del impuesto a las ganancias de 25% pasa a ser de 6,25%.

El incentivo fiscal de reducción del Impuesto a las Ganancias y Adicionales no restituibles calculados se registran en el resultado del período como reducción del impuesto a las ganancias, en cumplimiento del Pronunciamiento Técnico CPC 07 (IAS 20). El componente del beneficio proveniente de esos incentivos fiscales, son objeto de distribución a la Reserva de Resultados denominada Reserva de Incentivos fiscales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley nº 6.404/1976, la cual solamente podrá ser utilizada para aumento del capital social o absorción de pérdidas.

En el año de 2012, la empresa no disfrutó el incentivo fiscal de la reducción de 75% del impuesto a las ganancias, por no haber obtenido ganancias tributables.

36 – REMUNERACIÓN A LOS ACCIONISTAS

	<u>31/12/2011</u>
Resultado (pérdida) neta del ejercicio	1.554.145
Constitución de la Reserva de Incentivos Fiscales	(312.843)
Constitución de la reserva legal	(62.065)
Realización de la Reserva de resultados a realizar	17.933
Beneficio a distribuir	1.197.170
Dividendos mínimos obligatorios (25%)	299.293
Remuneración propuesta:	
Dividendos mínimos obligatorios	299.293
Dividendos adicionales	897.877
Remuneración neta	1.197.170
Porcentaje sobre el beneficio neto a distribuir	100,00%
Dividendos brutos por acción ordinaria (R\$)	23,22
Dividendos brutos por acción preferida (R\$)	23,22

El estatuto social de la Compañía establece como dividendos mínimos obligatorios una distribución de 25% del resultado neto determinado en cada ejercicio social ajustado en la forma de la Ley.

De acuerdo con las nuevas prácticas contables establecidas en la Interpretación Técnica ICPC 08 – Contabilización de la propuesta de pago de dividendos, el valor de los dividendos excedente al mínimo obligatorio establecido en el estatuto, no aprobado en asamblea general, se presenta en el patrimonio neto como dividendos adicionales propuestos.

La remuneración a los accionistas será pagada en la fecha que sea fijada por la Asamblea General Ordinaria - AGO de Accionistas - AGO, o de acuerdo con la Ley Societaria, en el caso que la AGO no se pronuncie sobre la materia, y tendrán sus valores actualizados monetariamente a partir del 31/12/2012 hasta la fecha de pago, en base a la variación de la tasa Selic.

La Compañía computó en el ejercicio terminado el 31/12/2012, una pérdida de R\$ 5.341.312, debido a los efectos da Medida Provisional nº 579, del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley nº 12.783/2013, que posibilitó la prorrogación de sus concesiones de las plantas hidroeléctricas y de las líneas de transmisión y subestaciones cuyos plazos vencerían en el año 2015, ante la alternativa de una nueva licitación pública. De esta forma, no se efectuó la asignación para el pago de dividendos.

37 – RESULTADO (PÉRDIDA) POR ACCIÓN

a) Resultado (pérdida) Básico

El resultado (pérdida) básico por acción es calculado mediante la división del resultado del período atribuible a los accionistas de la Compañía por la cantidad de acciones en circulación representativas del capital social en el respectivo período.

	31/12/2012			31/12/2011		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Básico						
Numerador						
Resultado (pérdida) neta atribuible a los accionistas	(5.173.730)	(167.582)	(5.341.312)	1.509.840	44.305	1.554.145
Denominador						
Cantidad de acciones	54.151	1.754	55.905	50.095	1.470	51.565
Resultado básico por acción en R\$	- 95,54 -	95,54 -	95,54	30,14	30,14	30,14

b) Resultado (pérdida) Diluida

El resultado (pérdida) diluido por acción es calculado por medio de la cantidad de las acciones en circulación, ajustada por los instrumentos potencialmente convertibles en acciones, con efecto diluidor en los períodos presentados. La Compañía no posee ningún efecto diluidor para el resultado computado en el ejercicio 2012.

	31/12/2012			31/12/2011		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Diluido						
Numerador						
Resultado (pérdida) neta atribuible a los accionistas	(5.173.730)	(167.582)	(5.341.312)	1.509.840	44.322	1.554.162
Denominador						
Cantidad con la conversión presupuesta	54.151	1.754	55.905	53.857	1.581	55.438
Resultado diluido por acción en R\$	- 95,54 -	95,54 -	95,54	28,03	28,03	28,03

38 – PARTES RELACIONADAS

Las transacciones con partes relacionadas se efectúan de acuerdo con normas y precios de mercado o basadas en contratos propios del Sector Eléctrico. Seguidamente, identificamos las empresas/entidades relacionadas con la Compañía:

Empresas	Naturaleza de la Operación	31/12/2012			31/12/2011		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Eletrobras	Cuentas a cobrar	1.813	-	-	1.547	-	-
	Financiaciones y préstamos	-	128.673	-	-	143.020	-
	Cuentas a pagar	-	430	-	-	494	-
	Dividendos	-	-	-	-	295.852	-
	Gasto financiero	-	-	(8.650)	-	-	(9.739)
	Actualización de dividendos	-	-	(69.969)	-	-	(178.696)
	AFAC	-	-	-	-	1.293.000	-
Furnas		1.813	129.103	(78.619)	1.547	1.732.366	(188.435)
	Clientes	4.865	-	-	4.912	-	-
	Cuentas a cobrar	14	-	-	11	-	-
	Proveedores	-	14.473	-	-	14.708	-
	Dividendos	-	-	-	-	14	-
	Abastecimiento de energía	-	-	3.796	-	-	-
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(134.256)	-	-	(126.651)
Eletrosul	Actualización de dividendos	-	-	(1)	-	-	(2)
		4.879	14.473	(130.461)	4.923	14.722	(126.653)
	Clientes	72	-	-	-	-	-
	Cuentas a cobrar	55	-	-	25	-	-
	Proveedores	-	7.689	-	-	7.835	-
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(71.119)	-	-	(65.290)
		127	7.689	(71.119)	25	7.835	(65.290)
Eletronorte	Clientes	7.577	-	-	7.832	-	-
	Proveedores	-	8.902	-	-	8.760	-
	Cuentas a pagar	-	-	-	-	91	-
	Cuentas a cobrar	18	-	-	8	-	-
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(81.420)	-	-	(78.445)
		7.595	8.902	(81.420)	7.840	8.851	(78.445)
	Clientes	620	-	-	617	-	-
Eletronuclear	Cuentas a pagar	-	11	-	-	-	-
	Dividendos	-	-	-	-	8	-
	Ingr. de uso de la red	-	-	-	-	-	-
	Actualización de dividendos	-	-	-	-	-	(1)
		620	11	-	617	8	(1)
	Clientes	68.833	-	-	37.078	-	-
	Abastecimiento de energía	-	97.303	-	-	41.894	-
Eletropar		68.833	-	97.303	37.078	-	41.894
	Cuentas a cobrar	14.693	-	-	14.693	-	-
	(-) Provisión para pérdidas	(13.237)	-	-	(13.237)	-	-
	Adelanto a proveedores	5.279	-	-	5.279	-	-
	Cuentas por pagar	-	1.456	-	-	1.456	-
CGTEE		6.735	1.456	-	6.735	1.456	-

Continuación

Empresas	Naturaleza de la operación	31/12/2012			31/12/2011		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Ceal	Clientes	31.487	-	-	27.817	-	-
	Cuentas a cobrar	27	-	-	25	-	-
	Cuentas a pagar	-	75	-	-	-	-
	Abastecimiento de energía	-	-	67.117	-	-	57.088
Fachef		31.514	75	67.117	27.842	-	57.088
	Proveedores	-	2.160	-	-	141	-
	Contribución normal	-	11.001	-	-	9.317	-
	Contratos actuariales	-	2.523	-	-	298.672	-
	Gasto financiero	-	-	(31.363)	-	-	(28.745)
	Gastos de explotación	-	-	(18.581)	-	-	(16.381)
	Gastos actuariales	-	-	(30.651)	-	-	44.101
Celg - D		-	15.684	(80.595)	-	308.130	(1.025)
	Clientes	14.799	-	-	-	-	-
	Abastecimiento de energía	-	-	86.163	-	-	-
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(2.340)	-	-	-
		14.799	-	83.823	-	-	-
Cepisa	Clientes	8.151	-	-	11.325	-	-
	Abastecimiento de energía	-	-	48.332	-	-	47.585
		8.151	-	48.332	11.325	-	47.585
	Cuentas por cobrar	177	-	-	174	-	-
STN	Partic. societaria permanente	188.861	-	-	195.267	-	-
	Proveedores	-	1.226	-	-	1.271	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	2.134	-	-	2.055
	Ingreso financiero (JCP)	-	-	7.494	-	-	5.872
	Participación patrimonial proporcional	-	-	17.615	-	-	28.314
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(11.321)	-	-	(10.869)
		189.038	1.226	15.922	195.441	1.271	25.372
Integração Transmissora de Energia S.A.	Partic. societaria permanente	35.646	-	-	31.692	-	-
	Proveedores	-	924	-	-	929	-
	Dividendos	762	-	-	609	-	-
	Cargo por uso de la red de transmisión	-	-	(8.696)	-	-	(8.429)
Energética Águas da Pedra S.A.	Participación patrimonial proporcional	-	-	4.107	-	-	3.095
		36.408	924	(4.589)	32.301	929	(5.334)
	Partic. societaria permanente	86.707	-	-	75.638	-	-
	Clientes	242	-	-	244	-	-
ESBR Participações S.A.	Dividendos	3.090	-	-	4.252	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	14.524	-	-	18.604
		90.039	-	14.524	80.134	-	18.604
	Partic. societaria permanente	939.825	-	-	554.408	-	-
I.E. Madeira	Participación patrimonial proporcional	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
	Otros resultados completos	-	(231)	-	-	(3.253)	-
		939.825	(231)	(4.352)	554.408	(3.253)	(3.646)
Manaus Transmissora	Partic. societaria permanente	274.366	-	-	179.878	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	26.868	-	-	10.872
		274.366	-	26.868	179.878	-	10.872
	Partic. societaria permanente	187.758	-	-	122.268	-	-
Manaus Transmissora	Cuentas a pagar	-	-	-	-	112	-
	Otros resultados completos	-	-	-	-	(467)	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	-	-	-	1.722
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(5.452)	-	-	(8.041)
		187.758	-	(5.452)	122.268	(355)	(6.319)

Continuación

Empresas	Naturaleza de la operación	31/12/2012			31/12/2011		
		Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Manaus	Partic. societaria permanente	15.410	-	-	6.392	-	-
Construtora	Dividendos	2.970	-	-	8.432	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	3.556	-	-	8.874
		18.380	-	3.556	14.824	-	8.874
TDG	Partic. societaria permanente	45.183	-	-	15.235	-	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	875	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(4.352)	-	-	2.217
		45.183	-	(3.477)	15.235	-	2.217
	Partic. societaria permanente	409.824	-	-	217.672	-	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	274	-	-	-
Norte Energia S.A.	Participación patrimonial proporcional	-	-	(5.848)	-	-	(997)
		409.824	-	(5.574)	217.672	-	(997)
Ceron	Clientes	145	-	-	197	-	-
		145	-	-	197	-	-
Eletroacre	Clientes	319	-	-	242	-	-
	Abastecimiento de energía	-	-	3.328	-	-	1.211
		319	-	3.328	242	-	1.211
	Cuentas a cobrar	15	-	-	-	-	-
Sete Gameleiras	Ingresos de prest. de servicios	-	-	56	-	-	-
	Partic. societaria permanente	19.810	-	-	1.850	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(88)	-	-	(157)
		19.825	-	(32)	1.850	-	(157)
	Cuentas a cobrar	15	-	-	-	-	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	56	-	-	-
São Pedro	Partic. societaria permanente	14.098	-	-	1.803	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(117)	-	-	(143)
		14.113	-	(61)	1.803	-	(143)
	Cuentas a cobrar	15	-	-	-	-	-
	Ingresos de prest. de servicios	-	-	56	-	-	-
Pedra Branca	Partic. societaria permanente	13.504	-	-	1.737	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(118)	-	-	(179)
		13.519	-	(62)	1.737	-	(179)
Cepel	Gastos de explotación	-	-	(13.921)	-	-	(12.826)
		-	-	(13.921)	-	-	(12.826)
IE Garanhuns	Partic. societaria permanente	14.956	-	-	980	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	255	-	-	-
		14.956	-	255	980	-	-
Junco I	Partic. societaria permanente	106	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(38)	-	-	-
		106	-	(38)	-	-	-
Junco II	Partic. societaria permanente	111	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(33)	-	-	-
		111	-	(33)	-	-	-
Caiçara I	Partic. societaria permanente	114	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(30)	-	-	-
		114	-	(30)	-	-	-
Caiçara II	Partic. societaria permanente	67	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	(29)	-	-	-
		67	-	(29)	-	-	-
Extemoz	Partic. societaria permanente	53	-	-	-	-	-
	AFAC	34.525	-	-	-	-	-
	Participación patrimonial proporcional	-	-	53	-	-	-
		34.578	-	53	-	-	-

A continuación se identifican los orígenes de las principales transacciones, por empresa:

Eletrobras

- Contratos de financiaciones y préstamos celebrados entre las partes, de acuerdo con las condiciones mencionadas en la nota 20;
- Remuneración por el capital invertido;
- Instrumentos de Anticipo para Futuro Aumento de Capital (AFAC), de acuerdo con la nota 28.

Furnas

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

Eletrosul

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red de transmisión.

Eletronorte

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Contratos celebrados para el uso de la red de transmisión.

Eletronuclear

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

CGTEE

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica;
- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;

Eletropar

- Contratos celebrados para prestación de servicios;

Ceal

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica;
- Contratos celebrados para el uso de la red del sistema de transmisión.

Fachesf

- Compromisos actariales referidos a previsión complementaria;
- Contrato de alquiler de los edificios sede y anexo de la Compañía;
- Intermediación de prestación de servicios de salud, seguro de vida y otros beneficios a los empleados de la Compañía.

Cepisa

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica;

STN – Sistema de Transmissão do Nordeste S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.
- Contratos de prestación de servicios de operación y mantenimiento de línea de transmisión.
- Contratos celebrados para el uso de la red del sistema de transmisión.
- Remuneración por el capital invertido.

Integracão Transmissora de Energia S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional;
- Contratos celebrados para el uso de la red del sistema de transmisión;
- Remuneración por el capital invertido.

Energética Áquas da Pedra S.A.

- Contratos celebrados para disponibilidad del sistema de transmisión;
- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional;
- Remuneración por el capital invertido.

ESBR Participações S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional;

Interligacão Elétrica do Madeira S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Manaus Transmissora de Energia S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional;
- Contrato celebrado para prestación de servicios.

Manaus Construtora Ltda.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional;
- Remuneración por el capital invertido.

TDG - Transmissora Delmiro Gouveia S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Norte Energia S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Centrais Elétricas de Rondônia S.A. – Ceron

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica.

Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre

- Contratos celebrados para suministro de energía eléctrica.

Sete Gameleiras

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

São Pedro do Lago

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Pedra Branca S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Cepel

- Contrato de contribución mensual como asociado.

Interligacão Elétrica Garanhuns S.A.

- Monto invertido en la participación societaria, valuado según el método de participación patrimonial proporcional.

Además de las empresas antes presentadas, la Compañía también posee las siguientes partes relacionadas:

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

- Itaipu Binacional
- Boa Vista Energia S.A.
- Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A.
- Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I y Caiçara II

Remuneración de personal clave

El personal clave de la administración incluye los consejeros de administración y fiscal, y directores. El gasto total en el ejercicio de 2012 se muestra a continuación:

	31/12/2012	31/12/2011
Remuneración de los Directores y los Consejeros	2.762	2.910
Cargas sociales	668	730
Beneficios	456	651
	3.886	4.291

Los administradores no poseen pagos basados en acciones de la Compañía.

39 – INSTRUMENTOS FINANCIEROS

En cumplimiento de la Resolución CVM nº 604, del 19 de noviembre de 2009, que aprobó los Pronunciamientos Técnicos CPC 38 (IAS 39), 39 (IAS 32) y 40 (IFRS 7), así como de la Instrucción CVM nº 475, del 17 de diciembre de 2008, la Compañía procedió a la valuación de sus instrumentos financieros, incluso los derivados.

39.1 – Gestión de Capital

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son los de salvaguardar la capacidad de continuidad para ofrecer retorno a los accionistas y beneficios a las otras partes interesadas, además de mantener una estructura de capital ideal para reducir costos.

La Compañía posee una excelente capacidad de apalancamiento, fruto de su generación de efectivo, que garantiza sus inversiones, que puede ser demostrada sobre la base del índice de apalancamiento financiero, utilizado por su controlante para el Sistema Eletrobras. Ese índice corresponde a la deuda neta dividida por el capital total. La deuda neta, a su vez, corresponde al total de financiaciones, préstamos y debentures, de corto y largo plazos, según se presenta en el estado de situación patrimonial, menos el monto de efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total se calcula mediante la suma del patrimonio neto, según se muestra en el estado de situación patrimonial, con la deuda neta.

Los índices de apalancamiento financiero al 31 de diciembre de 2012 y 2011 pueden resumirse de la siguiente forma:

Consolidado	31/12/2012	31/12/2011
Financiaciones, préstamos y debentures	3.876.212	2.800.025
(-) Efectivo y equivalentes de efectivo	427.647	564.024
Deuda neta	3.448.565	2.236.001
Patrimonio Neto	11.671.459	16.818.638
Total del capital	15.120.024	19.054.639
Índice de impulso (leverage) financiero	22,8%	11,7%

39.2- Categoría de Instrumentos financieros

Los instrumentos financieros de la Compañía están clasificados en categorías de activos y pasivos financieros, las cuales contemplan incluso los instrumentos derivados, de la siguiente forma:

	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Activos financieros				
Préstamos y valores por cobrar				
Clientes	734.810	745.277	741.615	752.450
Activo financiero – concesión de servicio público	2.676.728	6.071.981	4.291.976	7.100.236
Mantenidos hasta el vencimiento				
Títulos y valores mobiliarios	8.232	8.541	8.232	8.541
Valores a cobrar - Ley nº 12.783/2013	7.456.516	-	7.456.516	-
Medidos al valor justo por medio del resultado				
Títulos y valores mobiliarios	225.094	914.071	316.154	914.071
Instrumentos financieros derivados	-	-	1.129	-
Total Activos financieros	11.101.380	7.739.870	12.815.622	8.775.298
Pasivos financieros				
Medidos al costo amortizado				
Préstamos y financiaciones	469.104	791.848	3.863.848	2.694.533
Proveedores y otras obligaciones	321.729	370.788	557.832	668.050
AFAC	-	1.293.000	-	1.293.000
Total Pasivos financieros	790.833	2.455.636	4.421.680	4.655.583

39.2.1 – Activos financieros – clasificados en las siguientes categorías

- Efectivo y equivalentes de efectivo

Son clasificados como mantenidos para negociación. El valor de mercado está reflejado en los valores registrados en los estados de situación patrimonial.

- Clientes

Resultan directamente de las operaciones de la Compañía, son clasificadas como valores a cobrar y están registradas a sus valores originales, sujetas a la provisión por pérdidas y ajuste a valor presente, cuando corresponde.

- Activo financiero – Concesiones de servicio público

Los valores de los activos financieros a ser recibidos durante la concesión están reconocidos por la diferencia entre el valor justo de los activos construidos o adquiridos a efectos de prestación de los servicios de concesión y el menor valor entre el valor contable de los activos financieros con expectativa de ser recibidos al final de la concesión y el valor nuevo de reposición.

- Prendas y depósitos vinculados

Las prendas y depósitos vinculados se refieren a garantías prestadas a instituciones financieras y en subastas de energía eléctrica y depósitos judiciales vinculados a procesos existentes en las esferas judicial y administrativa, están registrados al costo, más los respectivos rendimientos devengados hasta la fecha del balance.

- Títulos y valores mobiliarios

Las inversiones financieras en Letras del Tesoro Nacional (LTN) y Notas del Tesoro Nacional (NTN), series B y F, son mantenidas para negociación en fondo de inversión exclusivo, de acuerdo con las regulaciones en vigor y están valuadas al valor justo por medio del resultado. Los demás títulos y valores mobiliarios, correspondientes a la menor parte, están relacionados a Títulos de la Deuda Agraria – TDA y Notas del Tesoro Nacional – NTN, serie P, con vencimientos definidos, para los cuales la Compañía tiene la intención de mantener hasta su vencimiento. Son registradas al costo de adquisición más intereses y actualización monetaria, con impactos en el resultado y son ajustadas al valor probable de realización, cuando se aplica.

39.2.2 – Pasivos financieros – clasificados en las siguientes categorías

- Proveedores

Resultan directamente de las operaciones de la Compañía y son clasificados como pasivos financieros no valuados a valor justo.

- Financiaciones y préstamos

Estas operaciones de crédito están actualizadas hasta la fecha del balance; los correspondientes cargos están provisionados en base a tasas fijas o variables vigentes al 31/12/2012, y los contratos de préstamo con nuestra controlante, Eletrobrás, que representan cerca de 22% del total de la deuda de la Compañía, de los cuales 3,7% son remunerados a una tasa de interés equivalente a 10% al año. La tasa de mercado de Eletrobrás es por ella definida teniendo en cuenta la prima de riesgo compatible con las actividades del Sector Eléctrico. Considerando las circunstancias especiales involucradas en la financiación de sus proyectos de expansión, el valor de mercado de esos préstamos corresponde a sus valores contables.

- Debentures

Corresponden a 18.000 debentures emitidas por la controlada en conjunto Interligação Elétrica Garanhuns S.A., en agosto de 2012, al valor unitario de R\$ 10, habiendo sido integrado 2.500 con tasa de interés de 106,5% del CDI y vencimiento el 28 de febrero de 2014, donde la participación de la Compañía de 49% en el saldo de R\$ 25.233 corresponde a R\$ 12.364 (sin dato comparativo al 31/12/2011), está previsto que las demás integraciones ocurran hasta marzo/2013.

- Concesiones a pagar - Uso del Bien Público

Se refiere a contratos de concesión onerosa entre sus controladas en conjunto y el Gobierno Federal para la utilización del bien público para la generación de energía eléctrica en las plantas hidroeléctricas Jirau y Belo Monte (nota 27);

39.3 - Gestión de Riesgos

Al llevar a cabo sus actividades, la Compañía se ve afectada por eventos de riesgo que pueden comprometer sus objetivos estratégicos. La gestión de riesgos tiene como principal objetivo prever y minimizar los efectos adversos de dichos eventos en los negocios y resultados económico-financieros de la Compañía.

Para la gestión de riesgos financieros, la Compañía ha definido políticas y estrategias operativas y financieras, aprobadas por comités internos y por la administración, que buscan conferir liquidez, seguridad y rentabilidad a sus activos y mantener los niveles de endeudamiento y perfil de la deuda definidos para los flujos económico-financieros.

Los principales riesgos financieros identificados en el proceso de gestión de riesgos son:

- Riesgo de mercado

Es el riesgo de que cambios de mercado, como alteraciones en las tasas de interés y en los precios, puedan afectar los ingresos de la Compañía o el valor de sus instrumentos financieros.

- Risco de cargos de la deuda

Este riesgo se origina en la posibilidad que la Compañía incurra en pérdidas por cuenta de oscilaciones en las tasas de interés u otros índices de ajuste de deuda, que aumenten los gastos financieros relativos a contratos de financiación, o disminuyan el ingreso financiero relativo a las inversiones financieras de la Compañía.

La Administración de la Compañía no identifica entre los valores de mercado y los presentados en los estados contables al 31 de diciembre de 2012, la existencia de diferencias relevantes originadas de operaciones que involucren instrumentos financieros que requieran divulgación específica.

- Riesgo de estructura de capital (o riesgo financiero)

Proviene de la elección entre el capital propio (aportes de capital y retención de beneficios) y el capital de terceros que la Compañía efectúa para financiar sus operaciones. La Compañía sigue la estructura de capital determinada por estudios técnicos elaborados para la definición del negocio, como también por los límites establecidos por los agentes financieros.

- Riesgo de vencimiento anticipado

La Compañía posee contratos de financiaciones y préstamos, por medio de sus controladas en conjunto, con cláusulas restrictivas que, en general, requieren el mantenimiento de índices económico-financieros en determinados niveles (covenants financieros). El incumplimiento de esas restricciones puede implicar en vencimiento anticipado de la deuda.

- Riesgo sobre la escasez de energía

El Sistema Eléctrico Brasileño es abastecido predominantemente por la generación hidroeléctrica. Un período prolongado de escasez de lluvia, durante la estación húmeda, podrá reducir el volumen de agua en los embalses de esas plantas hidroeléctricas, trayendo como consecuencia el aumento en el costo de la adquisición de energía en el mercado de corto plazo y la elevación de los valores de cargos de sistema como resultado del suministro de las plantas termoeléctricas. En una situación extrema podrá adoptarse un programa de racionamiento, que implicaría la reducción de ingreso. No obstante, considerando los niveles actuales de los embalses y las últimas simulaciones efectuadas, el Operador Nacional de Sistema Eléctrico – ONS no prevé, para los próximos años, un nuevo programa de racionamiento.

- Riesgo de Liquidez

La previsión de flujo de efectivo es realizada por la Compañía, y su proyección es monitoreada continuamente para garantizar las exigencias de liquidez, los límites o cláusulas de los contratos de financiación y efectivo suficiente para atender las necesidades operativas del negocio.

El exceso de efectivo generado por la Compañía es invertido, escogiendo instrumentos con rentabilidad, vencimientos y liquidez suficiente y apropiados para proporcionar resultado, según se determina por las previsiones antes mencionadas.

La siguiente tabla analiza los pasivos financieros no derivados de la Compañía, por tipos de vencimiento, correspondientes al período restante en el estado de situación patrimonial hasta la fecha contractual del vencimiento. Los valores divulgados en la tabla son los flujos de efectivo no descontados contratados.

	Controlante			
	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Al 31 de diciembre de 2012				
Proveedores	321.729	-	-	-
Financiaciones y préstamos	91.339	87.911	238.910	137.970
Obligaciones estimadas	134.787	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2011				
Proveedores	370.788	-	-	-
Financiaciones y préstamos	336.680	133.348	173.262	123.507
Obligaciones estimadas	126.443	-	-	-
Adelanto para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
	Consolidado			
	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Más de 5 años
Al 31 de diciembre de 2012				
Proveedores	557.832	-	-	-
Financiaciones y préstamos	591.867	250.575	731.819	2.412.964
Obligaciones estimadas	136.942	-	-	-
Concesiones a pagar - UBP	45.509	-	-	-
Debentures	153.377	-	-	-
Al 31 de diciembre de 2011				
Proveedores	562.558	-	-	-
Financiaciones y préstamos	1.111.103	146.667	583.613	1.547.582
Obligaciones estimadas	127.019	-	-	-
Debentures	105.492	-	-	-
Adelanto para futuro aumento de capital	1.293.000	-	-	-
Concesiones por pagar - UBP	41.641	-	-	-

- Riesgo de Tasa de Interés

Ese riesgo está asociado a la posibilidad de que la Compañía contabilice pérdidas en razón de las oscilaciones de las tasas de interés de mercado, afectándose así sus estados contables debido a la elevación de los gastos financieros, relativos a contratos de captación externa, principalmente vinculados a la tasa Libor.

Riesgo de tasas de interés

Exposición a la tasa de interés	Controlante		Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Activos				
Selic	-	914.071	-	914.071
IPCA	74.934	-	74.934	-
CDI	-	-	275.035	227.697
Total	74.934	914.071	349.969	1.141.768
Pasivos				
TILP	-	-	2.885.572	1.494.858
IPCA	496	536	496	333
CDI	-	-	505.723	69.508
Total	496	536	3.391.791	1.564.699
Pasivo neto expuesto	(74.438)	(913.535)	3.041.822	422.931

- Riesgo Regulatorio

La Compañía tiene concesiones para la explotación de servicios de generación y transmisión de energía eléctrica que, de acuerdo con la legislación en vigor, pueden no ser renovadas. Si la renovación de esas concesiones no es otorgada, o la renovación ocurre mediante la imposición de costos adicionales para la Compañía – concesión onerosa, puede verse comprometido su desempeño operativo.

39.4 - Análisis de Sensibilidad

Se realizaron análisis de sensibilidad de los activos y pasivos indexados a la tasa de interés variable en cuatro diferentes escenarios: dos con elevación de las tasas del saldo deudor y dos con disminución de esas tasas. Los análisis se limitaron a los contratos concedidos que presentasen exposición a la tasa de interés.

Depreciación de los índices

	Saldo al 31/12/2012	Controlante				Valor	
		Índice					
		Escenario probable	Escenario I (-25%)	Escenario II (-50%)	Escenario probable		
Activos							
IPCA	74.934	5,65	4,24	2,83	79.168	78.109	
Pasivos							
IPCA	496	5,65	4,24	2,83	524	517	
Efecto neto	74.438				78.644	77.592	
Consolidado							
	Saldo al 31/12/2012	Índice				Valor	
		Escenario probable	Escenario I (-25%)	Escenario II (-50%)	Escenario probable		
Activos							
IPCA	74.934	5,65	4,24	2,83	79.168	78.109	
Pasivos							
TILP	2.885.572	5,00	3,75	2,50	3.029.851	2.993.781	
IPCA	496	5,65	4,24	2,83	524	517	
Efecto neto	(2.811.134)				(2.951.207)	(2.916.189)	

Valorización de los Índices

	Saldo al 31/12/2012	Controlante				Valor	
		Índice		Escenario II (+ 50%)	Escenario I (+ 25%)		
		Escenario probable	probable				
Activos							
IPCA	74.934	5,65	7,06	8,48	79.168	80.226	
Pasivos							
IPCA	496	5,65	7,06	8,48	524	531	
Efecto neto	74.438				78.644	79.695	
						80.747	

	Saldo al 31/12/2012	Consolidado				Valor	
		Índice		Escenario II (+ 50%)	Escenario I (+ 25%)		
		Escenario probable	probable				
Activos							
IPCA	74.934	5,65	7,06	8,48	79.168	80.226	
Pasivos							
TILP	2.885.572	5,00	6,25	7,50	3.029.851	3.065.920	
IPCA	496	5,65	7,06	8,48	524	531	
Efecto neto	(2.811.134)				(2.951.207)	(2.986.225)	
						(3.021.243)	

39.5- Estimación del valor justo

La Compañía utiliza la siguiente jerarquía para determinar y divulgar el valor justo de instrumentos financieros mediante la técnica de valuación:

Controlante	31/12/2012			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Títulos y valores mobiliarios	229.018	-	-	229.018
Inversiones financieras	65.647	-	-	65.647
Total	294.665	-	-	294.665

	31/12/2011			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Títulos y valores mobiliarios	922.612	-	-	922.612
Inversiones financieras	265.332	-	-	265.332
Total	1.187.944	-	-	1.187.944

Consolidado	31/12/2012			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Títulos y valores mobiliarios	324.386	-	-	324.386
Inversiones financieras	282.865	-	-	282.865
Instrumentos financieros derivados	1.129	-	-	1.129
Total	608.380	-	-	608.380

	31/12/2011			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Títulos y valores mobiliarios	922.612	-	-	922.612
Inversiones financieras	511.430	-	-	511.430
Total	1.434.042	-	-	1.434.042

Los activos y pasivos financieros registrados a valor justo son clasificados y divulgados de acuerdo con los niveles siguientes:

Nivel 1 – precios cotizados (no ajustados) en mercados activos, netos y visibles para activos y pasivos idénticos que están accesibles en la fecha de medición;

Nivel 2 – precios cotizados (pudiendo ser ajustados o no) para activos o pasivos similares en mercados activos, otras entradas no observables en el nivel 1, directa o indirectamente, en términos de activos o pasivos, y

Nivel 3 – activos y pasivos cuyos precios no existen o que esos precios o técnicas de valuación son amparados por un mercado pequeño o inexistente, no observable o ilíquido. En ese nivel, la estimación del valor justo se vuelve altamente subjetiva.

39.6– HEDGE

La Compañía no poseía aisladamente operaciones de *hedge* o de otros derivados en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, ni posee una previsión para este tipo de operación. Sin embargo, existen transacciones por medio de sus controladas en conjunto que poseen tales instrumentos financieros, de la siguiente forma:

39.6.1- ESBR Participações S.A.

A partir del final del ejercicio de 2009, la Controlada alteró su estrategia de *hedge* y desde entonces viene realizando inversiones financieras en dólar estadounidense, con la finalidad de respaldar las garantías de las cartas de crédito emitidas por Banco do Brasil y Banco Itaú a favor de los proveedores chinos Dong Fang y Hyosung. Dichas inversiones también son clasificadas como *hedge* de flujo de efectivo.

El movimiento completo de la cuenta de ajustes de variación patrimonial, durante los años terminados el 31 de diciembre de 2012 y 2011, se describe a continuación:

	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
Saldo al inicio del período	3.487	(12.778)
Variación cambiaria sobre principal		
de depósitos vinculados	9.294	10.485
Efecto de pago a proveedores -		
saldos del ejercicio anterior	(10.451)	5.780
Saldo al final del período	2.330	3.487

Estas operaciones generaron en el ejercicio un resultado completo negativo, que se encuentra reflejado en el Estado de Evolución del Patrimonio Neto (DMPL) consolidado por valor de R\$ 231.

39.6.2- Interligação Elétrica do Madeira S.A.

La SPE celebró el 29 de abril de 2011, un contrato de instrumentos financieros derivados (*NDF - Non-Deliverable Forward*), designados para cubrir el riesgo de tipo de cambio para la contratación de suministro de equipos para Subestaciones, aluminio y cables de aluminio.

La Compañía clasifica el derivado contratado como valuado a Valor Justo, según los parámetros descritos en la norma contable brasileña CPC 38, y no adopta política de *Hedge Accounting*.

La gestión de instrumentos financieros derivados está en conformidad con la Política de Gestión Integral de Riesgos y Directrices de Riesgos Financieros de la SPE. El resultado obtenido de estas operaciones y la aplicación de los controles para la gestión de este riesgo forman parte del monitoreo de los riesgos financieros adoptado por IE Madeira, como se muestra a continuación:

Corto plazo	Vencimientos	Valor de referencia	Valor justo	Valor por cobrar (pagar)
Posición activa:				
NDF (inst. Financieras)	Junio/2013	15.319	17.738	2.419
NDF (inst. Financieras)	Octubre/2013	15.428	17.616	2.188
		30.747	35.354	4.607
Posición pasiva:				
NDF (proveedor)	Junio/2013	(15.319)	(15.319)	-
NDF (proveedor)	Octubre/2013	(15.428)	(15.428)	-
		(30.747)	(30.747)	-
		61.494	66.101	4.607

La participación de Chesf de 24,5%, en este valor por cobrar de R\$ 4.607, corresponde a R\$ 1.129.

40 – ESTADO DE RESULTADOS SEGREGADO POR ACTIVIDAD

	Controlante					
	31/12/2012			31/12/2011		
	Generación	Transmisión	Total	Generación	Transmisión	Total
INGRESO OPERATIVO NETO	4.372.731	1.623.297	5.996.028	3.565.536	1.552.951	5.118.487
COSTO DE EXPLOTACIÓN						
Costo con energía eléctrica						
Energía eléctrica comprada para reventa	(19.058)	-	(19.058)	(7.635)	-	(7.635)
Cargos por uso de la red de transmisión	(867.885)	-	(867.885)	(805.270)	-	(805.270)
Costo de operación						
Personal	(88.851)	(233.959)	(322.810)	(78.816)	(231.982)	(310.798)
Material	(5.144)	(8.061)	(13.205)	(3.123)	(11.806)	(14.929)
Combustibles para la producción de energía	(2.522)	-	(2.522)	(4.793)	-	(4.793)
Servicio de terceros	(17.392)	(54.480)	(71.872)	(14.292)	(50.397)	(64.689)
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	(240.074)	-	(240.074)	(224.374)	-	(224.374)
Depreciación y amortización	(339.815)	-	(339.815)	(342.778)	-	(342.778)
Tasa de fiscalización de Aneel	(12.524)	(8.595)	(21.119)	(12.995)	(8.643)	(21.638)
Contrato oneroso - Jirau	(711.375)	-	(711.375)	-	-	-
Otras	40.463	(6.402)	34.061	43.171	(7.734)	35.437
	(2.264.177)	(311.497)	(2.575.674)	(1.450.905)	(310.562)	(1.761.467)
COSTO DEL SERV. PRESTADO A TERCEROS						
COSTO DE CONSTRUCCIÓN						
RESULTADO BRUTO	2.108.554	703.009	2.811.563	2.115.365	657.728	2.773.093
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(453.247)	(825.171)	(1.278.418)	(306.856)	(712.413)	(1.019.269)
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1.655.307	(122.162)	1.533.145	1.808.509	(54.685)	1.753.824
RESULTADO DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL PROPORCIONAL						
Ganancias en participación patrimonial proporcional	14.524	52.454	66.978	45.189	26.788	71.977
Pérdidas en participación patrimonial proporcional	(10.653)	(9.804)	(20.457)	(8.265)	(4.899)	(13.164)
	3.871	42.650	46.521	36.924	21.889	58.813
INGRESO (GASTO) FINANCIERO						
Rendimiento de inversiones financieras	84.270	30.267	114.537	92.583	40.596	133.179
Variaciones monetarias y cargos moratorios - energía vendida	58.567	7.041	65.608	80.893	6.060	86.953
Otras variaciones monetarias activas	420	1.212	1.632	430	1.327	1.757
Actualización de valores a cobrar	171.485	31.746	203.231	-	-	-
Otros ingresos financieros	17.712	20.551	38.263	18.496	17.352	35.848
PIS/Pasep y Cofins	(43.446)	(11.786)	(55.232)	(403)	(150)	(553)
Cargos de deudas	(6.519)	(33.757)	(40.276)	(30.230)	(35.145)	(65.375)
Variaciones monetarias sobre financiaciones y préstamos	-	(550)	(550)	-	(940)	(940)
Otras variaciones monetarias pasivas	(222)	(594)	(816)	(75)	(76)	(151)
Otros gastos financieros	(90.889)	(19.247)	(110.136)	(191.475)	(10.767)	(202.242)
	191.378	24.883	216.261	(29.781)	18.257	(11.524)
Resultado Operativo antes de la Ley N° 12.783/2013	1.850.556	(54.629)	1.795.927	1.815.652	(14.539)	1.801.113
Efectos de la Ley n° 12.783/2013	(5.999.682)	(2.245.560)	(8.245.242)	-	-	-
Resultado Operativo luego de la Ley N° 12.783/2013	(4.149.126)	(2.300.189)	(6.449.315)	1.815.652	(14.539)	1.801.113
Impuesto a las ganancias y contribución social	-	-	-	(568.605)	(1.502)	(570.107)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	871.110	235.968	1.107.078	(16.524)	26.820	10.296
Incentivos Fiscales	910	15	925	310.208	2.635	312.843
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	(3.277.106)	(2.064.206)	(5.341.312)	1.540.731	13.414	1.554.145
Resultado básico por acción (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	29,88	0,26	30,14
Resultado diluido por acción (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	27,79	0,24	28,03

	Consolidado					
	31/12/2012			31/12/2011		
	Generación	Transmisión	Total	Generación	Transmisión	Total
INGRESO OPERATIVO NETO	4.372.713	2.287.670	6.660.383	3.565.332	2.017.060	5.582.392
COSTO DE EXPLOTACIÓN						
Costo con energía eléctrica						
Energía eléctrica comprada para reventa	(19.058)	-	(19.058)	(7.635)	-	(7.635)
Cargos por uso de la red de transmisión	(867.885)	-	(867.885)	(805.270)	-	(805.270)
Costo de operación						
Personal	(88.851)	(236.285)	(325.136)	(78.818)	(233.486)	(312.304)
Material	(5.174)	(8.223)	(13.397)	(3.134)	(12.107)	(15.241)
Combustibles para la producción de energía	(2.522)	-	(2.522)	(4.793)	-	(4.793)
Servicio de terceros	(17.413)	(57.547)	(74.960)	(14.307)	(51.781)	(66.088)
Compensación financiera por la utilización de recursos hídricos	(240.074)	-	(240.074)	(224.374)	-	(224.374)
Depreciación y amortización	(339.817)	(60)	(339.877)	(342.779)	(38)	(342.817)
Tasa de fiscalización de Aneel	(12.524)	(8.968)	(21.492)	(12.995)	(8.956)	(21.951)
Contrato oneroso - Jirau	(711.375)	-	(711.375)	-	-	-
Otras	40.455	(8.220)	32.235	43.169	(7.973)	35.196
	(2.264.238)	(319.303)	(2.583.541)	(1.450.936)	(314.341)	(1.765.277)
COSTO DEL SERV. PRESTADO A TERCEROS						
COSTO DE CONSTRUCCIÓN						
RESULTADO BRUTO	2.108.475	830.934	2.939.409	2.115.130	751.794	2.866.924
GASTOS DE EXPLOTACIÓN						
RESULTADO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	(469.893)	(829.558)	(1.299.451)	(320.795)	(720.189)	(1.040.984)
	1.638.582	1.376	1.639.958	1.794.335	31.605	1.825.940
RESULTADO DE PARTICIPACIÓN PATRIMONIAL PROPORCIONAL						
Ganancias en participación patrimonial proporcional	14.524	-	14.524	11.680	6.924	18.604
	14.524	-	14.524	11.680	6.924	18.604
INGRESO (GASTO) FINANCIERO						
Rendimiento de inversiones financieras	93.359	32.521	125.880	100.878	43.975	144.853
Variaciones monetarias y cargos moratorios - energía vendida	58.567	7.043	65.610	80.893	6.061	86.954
Otras variaciones monetarias activas	420	1.217	1.637	430	1.555	1.985
Actualización de valores a cobrar	171.485	31.746	203.231	-	-	-
Otros ingresos financieros	18.727	13.447	32.174	15.887	15.767	31.654
PIS/Pasep y Cofins	(43.446)	(11.786)	(55.232)	(403)	(150)	(553)
Cargos de deudas	(6.519)	(50.354)	(56.873)	(30.230)	(39.583)	(69.813)
Variaciones monetarias sobre financiaciones y préstamos	2.084	(9.124)	(7.040)	(3.133)	(9.216)	(12.349)
Otras variaciones monetarias pasivas	(222)	(594)	(816)	(75)	(423)	(498)
Otros gastos financieros	(101.763)	(31.388)	(133.151)	(156.811)	(58.938)	(215.749)
	192.692	(17.272)	175.420	7.436	(40.952)	(33.516)
Resultado Operativo antes de la Ley N° 12.783/2013	1.845.798	(15.896)	1.829.902	1.813.451	(2.423)	1.811.028
Efectos de la Ley n° 12.783/2013	(5.999.682)	(2.245.560)	(8.245.242)	-	-	-
Resultado Operativo luego de la Ley N° 12.783/2013	(4.153.884)	(2.261.456)	(6.415.340)	1.813.451	(2.423)	1.811.028
Impuesto a las ganancias y contribución social	(650)	(15.950)	(16.600)	(568.271)	(11.766)	(580.037)
Impuesto a las ganancias y contribución social diferidos	876.518	205.701	1.082.219	(14.657)	19.999	5.342
Incentivos Fiscales	910	7.499	8.409	310.208	7.604	317.812
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	(3.277.106)	(2.064.206)	(5.341.312)	1.540.731	13.414	1.554.145
Resultado básico por acción (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	29,88	0,26	30,14
Resultado diluido por acción (R\$)	(58,62)	(36,92)	(95,54)	27,79	0,24	28,03

41 - SEGUROS

Actualmente Chesf posee tres contratos de seguros, cada uno con período de duración de un año, y todos con inicio a partir del 30/04/2012, cuyo objetivo es obtener cobertura para sus principales activos, tales como bienes de uso en servicio y existencias. Para ello, esos activos están asegurados por pólizas también anuales, especificadas por modalidad de riesgo, según se muestra en el siguiente cuadro:

Pólizas	Importes	Primas
	Asegurados	Anuales
- Riesgos Nombrados:		
Incendio, rayo, explosión, daños eléctricos,	4.287.923	9.054
equipos electrónicos		
- Riesgos aeronáuticos	36.580	420
- Transporte	81.210	81
	4.405.713	9.555

Para el Seguro de Riesgos Nombrados en la póliza contratada han sido resaltadas las plantas y subestaciones, nombrando los principales equipos con sus respectivos valores asegurados y sus límites de indemnización. Posee cobertura de seguros básica tal como incendio, rayos y explosión de cualquier naturaleza y cobertura adicional contra posibles daños eléctricos, riesgos para equipos electrónicos e informática.

En el valor asegurado relativo al seguro aeronáutico, además de R\$ 9.637 referentes a daños causados a las aeronaves, se incluyen R\$ 2.582 para responsabilidad civil y R\$ 24.361 para responsabilidad civil a 2º Riesgo, previsto en el Código Brasileño de Aeronáutica, que son coberturas contra daños causados a terceros.

Para el seguro de transporte, la Compañía mantiene pólizas para garantizar el movimiento de materiales en las modalidades terrestre, marítimo y aéreo nacionales, y marítimo y aéreo internacionales, mensualmente endosadas y con valores asegurados cubiertos hasta el 31/12/2012.

En la determinación de la política de seguros y administración de riesgos son contemplados las localizaciones físicas, los riesgos a que se exponen los bienes y el costo/beneficio.

42 - BIENES Y DERECHOS DEL GOBIERNO FEDERAL UTILIZADOS POR LA CONCESIONARIA

En los términos de la Instrucción Contable No. 6.3.13, del Manual de Contabilidad del Sector Eléctrico, la Compañía mantiene en registros auxiliares, bienes y derechos del Gobierno Federal en régimen especial de utilización, clasificados por actividad, en el monto de R\$ 68.465 (costo ajustado), según se presenta a continuación:

	31/12/2012						31/12/2011		
	Generación			Transmisión			Generaci	Transmisi	
	Cant. Ítems	Costo Ajustado	Estimación de Depreciación	Valor neto	Cant. Ítems	Costo Ajustado	Estimación de Depreciación	Valor neto	Valor neto
Represa de la UHE Castelo Branco	1	56.858	(54.584)	2.274	-	-	-	-	3.412
Terrenos	10	2.958	-	2.958	4	223	-	223	2.958
Edificaciones	223	1.688	(1.688)	-	2	13	(13)	-	-
Reasentamiento de la UHE Itaparica	1	5.201	(2.919)	2.282	-	-	-	-	2.490
Aeropuerto de Guadalupe - PI	1	926	(926)	-	-	-	-	-	-
Carretera de acceso a UHE Castelo Branco	1	508	(508)	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	3	90	(90)	-	-
Total	237	68.139	(60.625)	7.514	9	326	(103)	223	8.860
									223

43 – REMUNERACIÓN DE LOS EMPLEADOS Y ADMINISTRADORES

Tomando como base el mes de diciembre de 2012 y de acuerdo con la política salarial de la Compañía, la mayor y la menor remuneraciones mensuales pagadas a empleados fueron de R\$ 43.219,80 y R\$ 1.281,70, respectivamente; el mayor honorario atribuido a dirigentes correspondió a R\$ 36.362,90. Dichas remuneraciones están compuestas de salarios permanentes, gratificaciones y adicionales.

44 – MEDIO AMBIENTE

A continuación se muestran los gastos que Chesf efectuó, de manera individual, a fin de cumplir sus compromisos con el medio ambiente:

Naturaleza de los Gastos	31/12/2012		31/12/2011
	Inversión		Total
	Bienes de uso	Resultado	
Mantenimiento en los procesos operativos para mejorar el medio ambiente	4.708	3.321	8.029
Preservación y/o recuperación de ambientes degradados	481	2.252	2.733
Educación ambiental para la comunidad	19	1.533	1.552
Otros proyectos ambientales	4.025	1.869	5.894
Total	9.233	8.975	18.208
			23.969

- *Mantenimiento en los procesos operativos para la mejora del medio ambiente*, comprende los gastos de estudios, diagnósticos, levantamientos, planes de uso y programas de monitoreo, entre otros, no contemplando las acciones de recuperación o compensación de impacto ambiental.
- *Preservación y/o recuperación de ambientes degradados*, comprende los gastos de ejecución de acciones volcadas para preservar y/o recuperar ambientes degradados con impactos ya detectados, con una acción de reparación en curso, pudiendo referirse a ambientes acuáticos, terrestres o atmosféricos.
- *Educación ambiental para la comunidad*, comprende los gastos de acciones de educación y/o capacitación para sustentabilidad, volcadas a las comunidades impactadas por la implantación de los proyectos de la Compañía.
- *Otros proyectos ambientales*, comprende los gastos de las demás acciones adoptadas por la Compañía, teniendo como objeto la preservación del medio ambiente.

La Compañía posee compromisos asumidos de gastos con el medio ambiente en el importe de R\$ 34.137, con previsión de desembolso de R\$ 21.951 para el ejercicio de 2013 y R\$ 12.186 a partir de 2014.

45 - ENTRENAMIENTOS Y DESARROLLO DE PERSONAL (no auditada)

Chesf tiene como política permanente la calificación de sus dirigentes y empleados, habiendo presentado en el período los siguientes indicadores:

Indicadores	31/12/2012	31/12/2011
Empleados entrenados	4.320	4.678
Hombre/hora entrenados	363.698	476.679
Media/hora entrenamiento	65	85,6
Índice de empleados entrenados (%)	77	84
Fuerza de trabajo entrenada (%)	3,32	4,46
Inversión total (R\$ mil)	6.707	9.075
Valor promedio invertido por empleado (R\$ 1,00)	1.198	1.629

COMPOSICIÓN DE LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN Y FISCAL Y DEL DIRECTORIO EJECUTIVO

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Armando Casado de Araújo
Presidente

João Bosco de Almeida
Consejero

Ana Lúcia Amorim de Brito
Consejera

Altino Ventura Filho
Consejero

Virgínia Parente de Barros
Consejera

Edvaldo Gomes de Souza
Consejero

CONSEJO FISCAL

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Antônio de Pádua Ferreira Passos
Consejero

Marcelo Cruz
Consejero

DIRECTORIO EJECUTIVO

João Bosco de Almeida
Director-Presidente

Marcos José Mota de Cerqueira
Director Económico-Financiero

José Ailton de Lima
Director de Ingeniería y Construcción

Mozart Bandeira Arnaud
Director de Operación

José Pedro de Alcântara Júnior
Director Administrativo

SUPERINTENDENCIA DE EJECUCIÓN Y CONTROL ECONÓMICO-FINANCIERO

José Ivan Pereira Filho
Superintendente
CRC-PE-007552/O-6 – Contador

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD

Denilson Veronese da Costa
Jefe de Departamento
CRC-PB-004638/O-7 "S" PE – Contador

Informe de los auditores independientes sobre los estados contables individuales y consolidados

A los Administradores y Accionistas
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf

Hemos examinado los estados contables individuales de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf ("Compañía" o "Controlante") que comprenden el estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2012 y los correspondientes estados de resultados, de resultado completo, de evolución del patrimonio neto y de los flujos de efectivo para el ejercicio finalizado en dicha fecha, así como el resumen de las principales políticas contables y demás notas explicativas.

Examinamos también los estados contables consolidados de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf sus controladas ("Consolidado") que comprenden el estado de situación patrimonial consolidado al 31 de diciembre de 2012 y los respectivos estados consolidados de resultados, de resultado completo, de evolución del patrimonio neto y de flujos de efectivo para el ejercicio finalizado en dicha fecha, así como el resumen de las principales políticas contables y demás notas explicativas.

Responsabilidad de la administración sobre los estados contables

La administración de la Compañía es responsable por la elaboración y la adecuada presentación de los estados contables individuales de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil y de los estados contables consolidados de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (IFRS) emitidas por *International Accounting Standards Board* (IASB) y con las prácticas contables adoptadas en Brasil, así como por los controles internos que determinó como necesarios para permitir la elaboración de estados contables libres de distorsión relevante, sea ésta causada por fraude o por error.

Responsabilidad de los auditores independientes

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados contables basados en nuestra auditoría, conducida de acuerdo con las normas brasileñas e internacionales de auditoría. Estas normas requieren el cumplimiento de exigencias éticas por el auditor y que la auditoría sea planificada y ejecutada con el objetivo de obtener seguridad razonable de que los estados contables están libres de distorsión relevante.

Una auditoría implica la ejecución de procedimientos seleccionados para obtener evidencias que respalden los valores e informaciones presentadas en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de distorsión relevante en los estados contables, sea ésta causada por fraude o por error.

En esa evaluación de riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la elaboración y adecuada presentación de los estados contables de la Compañía para planificar los procedimientos de auditoría que son requeridos en las circunstancias, pero no para expresar una opinión sobre la eficacia de esos controles internos de la Compañía. Una auditoría incluye también la evaluación de la adecuación de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por la administración, como también la evaluación de la presentación de los estados contables tomados en su conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Opinión sobre los estados contables individuales

En nuestra opinión, los estados contables individuales anteriormente mencionados presentan adecuadamente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf al 31 de diciembre de 2012, el desempeño de sus operaciones y sus flujos de efectivo para el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil.

Opinión sobre los estados contables consolidados

En nuestra opinión, los estados contables consolidados antes mencionados presentan adecuadamente, en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf y sus controladas al 31 de diciembre de 2012, el desempeño consolidado de sus operaciones y sus flujos de efectivo consolidados para el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con las normas internacionales de información financiera (IFRS) emitidas por *International Accounting Standards Board* (IASB) y con las prácticas contables adoptadas en Brasil.

Énfasis

Base de elaboración de los estados contables individuales

Según se describe en la Nota 4, los estados contables individuales fueron elaborados de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil. En el caso de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf, esas prácticas difieren de las normas IFRS, aplicables a los estados contables separados, solamente en lo que se refiere a la valuación de las inversiones en vinculadas y controladas en conjunto según el método de participación patrimonial proporcional, ya que a efectos de IFRS sería a costo o valor justo. Nuestra opinión no tiene salvedades en función de este asunto.

Impactos de la Ley 12.783/2013

Según se describe en la Nota 2.3, al 11 de septiembre de 2012, el Gobierno Federal emitió la Medida Provisional nº 579, que trata sobre las prórrogas de concesiones de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica, y sobre la reducción de los cargos del sector. Dicha Medida Provisional fue convertida, el 11 de enero de 2013, en la Ley nº 12.783/2013 y pasó a ser reglamentada por el Decreto 7.891/2013 del 23 de enero de 2013. Las nuevas tarifas y el valor de la indemnización de los activos vinculados a las concesiones fueron divulgados mediante la Ordenanza del Ministerio de Minas y Energía nº 579 y la Ordenanza Interministerial del Ministerio de Minas y Energía y del Ministerio de Hacienda nº 580, publicadas en edición extraordinaria del Diario Oficial del Gobierno Federal del día 1º de noviembre de 2012.

La Compañía aceptó las condiciones de renovación anticipada de las concesiones previstas en la Medida Provisional 579 (Ley 12.783/13), y firmó el 4 de diciembre de 2012 los contratos de prorrogación de las concesiones afectadas, pasando todos los bienes vinculados al respectivo contrato para el Gobierno Federal, bajo la administración de la Compañía.

En lo que se refiere a las concesionarias que optaron por prorrogar las concesiones de transmisión de energía eléctrica, comprendidas por el § 5º del art. 17 de la Ley nº 9.074, de 1995, la Ley 12.783/2013 en su artículo 15, § 2º, autoriza al poder concedente a pagar, de acuerdo con el reglamento, el valor relativo a los activos considerados no depreciados existentes al 31 de mayo de 2000, registrados por la concesionaria y reconocidos por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL. Las concesionarias deberán hacer llegar a ANEEL las informaciones para el cálculo de los activos no depreciados. El plazo para envío de estas informaciones será dispuesto por el poder concedente.

Adicionalmente, para las inversiones de generación, excepto los respectivos proyectos básicos, el Decreto nº 7.850/2012 en su artículo 2º estipula que, hasta el 31 de diciembre de 2013, deben enviarse a ANEEL las informaciones complementarias para calcular la parte de las inversiones vinculadas a bienes reversibles, realizadas hasta el 31 de diciembre de 2012, aún no amortizadas o depreciadas.

Los valores de los activos de transmisión y generación comprendidos en esa situación corresponden a R\$ 1.187.029 mil y R\$ 487.822 mil, respectivamente, al 31 de diciembre de 2012, y fueron determinados por la administración a partir de sus mejores estimaciones e interpretación de la legislación antes mencionada, según se describe en la Nota 4.21, pudiendo sufrir alteraciones hasta la homologación final de estos.

Otros asuntos**Información complementaria - estados del valor agregado**

Hemos examinado también los estados de valor agregado (DVA), individuales y consolidados, referentes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, preparados bajo la responsabilidad de la administración como información complementaria a efectos de las normas IFRS que no requieren la presentación del DVA. Estos estados fueron sometidos a los mismos procedimientos de auditoría descritos anteriormente y, en nuestra opinión, están adecuadamente presentados, en todos sus aspectos relevantes, con relación a los estados contables tomados en su conjunto.

Rio de Janeiro, 26 de marzo de 2013

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" PE

Marco Aurélio de Castro e Melo
Contador CRC 1SP15070/O-3 "S" PE

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" PE

INFORME DEL CONSEJO FISCAL

EL Consejo Fiscal de Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, en uso de sus atribuciones legales y estatutarias, considerando la decisión del Directorio Ejecutivo del 25 de marzo de 2013, homologada por el Consejo de Administración el 26 de marzo de 2013, analizó el Informe de Administración, relativo al ejercicio de 2012 y, asistido por el Superintendente de Control y Ejecución Económico-Financiera de la Compañía, Sr. José Ivan Pereira Filho, por el Jefe del Departamento de Contabilidad, Sr. Denilson Veronese da Costa, y por los representantes de PricewaterhouseCoopers Auditores Independientes, analizó los Estados Contables relativos al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, compuestos por el Estado de Situación Patrimonial, el Estado de Resultados del Ejercicio, el Estado de Evolución del Patrimonio Neto, el Estado de Flujo de Efectivo, el Estado de Valor Agregado, las Notas Explicativas a los Estados Contables, acompañados del Informe de los Auditores Independientes emitido el 26 de marzo de 2013, que contiene dos párrafos de énfasis.

Se evaluó también la propuesta del Directorio Ejecutivo de destinar las Reservas de Beneficios, por valor de R\$ 3.149,4 millones, a absorber parte de la pérdida computada en el ejercicio, de R\$ 5.341,3 millones, siendo el saldo no compensado, que totaliza R\$ 2.192,8 millones, registrado en la cuenta de pérdidas acumuladas.

De esta forma, el Consejo Fiscal es de la opinión que los mencionados documentos societarios reflejan adecuadamente, en todos los aspectos relevantes, la situación patrimonial, financiera y de gestión de la Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, y se manifiesta favorable a presentar dichos documentos a la Asamblea General de los Accionistas, de acuerdo con el artículo 192 de la Ley nº 6.404, del 15 de diciembre de 1976, y alteraciones introducidas por la legislación posterior.

Brasilia, 26 de marzo de 2013.

Pedro Gaudêncio de Castro
Presidente

Antônio de Pádua Ferreira Passos
Consejero

Pedro Paulo da Cunha
Consejero Suplente