

Instituto Costarricense de Electricidad y Subsidiarias

Estados Financieros Consolidados
Junio 2011

Grupo ICE

ICE
RACSA
CNFL
CRICRSA



Dirección de Finanzas
Proceso Contable

Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias

INDICE DE CONTENIDO

	PAGINA
Informe sobre los estados financieros consolidados	
Balance de situación consolidado	03
Estado de ingresos y gastos consolidado	05
Estado de cambios en el patrimonio consolidado	06
Estado de flujos de efectivo consolidado	07
Notas a los estados financieros consolidadas	08

Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias
(Institución Autónoma del Gobierno de Costa Rica)
Balance de situación consolidado (sin auditar)
Al 30 de junio 2011 y 31 de diciembre de 2010
(en millones de colones)

Activo	2011	2010
Inmuebles, maquinaria y equipo		
Activos en operación, costo	1 880 548	1 816 872
Depreciación acumulada activos en operación, costo	(704 206)	(641 292)
Activos en operación, revalúo	3 224 568	3 226 370
Depreciación acumulada activos en operación, revalúo	(1 973 477)	(1 919 295)
Otros activos en operación, costo	288 571	274 300
Depreciación acumulada otros activos en operación, costo	(150 645)	(137 814)
Otros activos en operación, revalúo	81 336	81 939
Depreciación acumulada otros activos en operación, revalúo	(53 865)	(53 326)
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -costo-	27 550	27 550
Deprec. acum.otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -costo-	(560)	(307)
Obras en construcción	884 827	747 757
Material en tránsito para inversión	136 759	115 509
Inventarios, inversión	129 945	134 850
Total inmuebles, maquinaria y equipo, neto	3 771 350	3 673 115
Activo a largo plazo		
Inversiones a largo plazo	19 302	10 434
Efectos por cobrar	2 579	285
Cuenta por cobrar	5	3
Variación periodo cuantificación dólares *	(5)	
Total activo a largo plazo	21 881	10 722
Activo circulante		
Bancos	4 256	3 469
Inversiones transitorias	167 231	172 879
Valoración de inversiones	1 734	1 597
Fondos de uso restringido	11 590	17 309
Cuentas por cobrar por servicios prestados	95 853	90 527
Cuentas por cobrar no comerciales	101 081	90 881
Estimación para incobrables	(38 079)	(38 936)
Cuentas a cobrar institucionales	5 474	5 542
Efectos por cobrar	2 376	540
Inventarios, operación	57 972	67 143
Estimación para valuación de existencias en almacenes	(2 956)	(3 134)
Material y equipo en custodia	10 746	7 083
Material en tránsito para operación	22 347	5 971
Gastos prepagados	24 187	24 073
Variación periodo cuantificación dólares *	(799)	
Total activo circulante	463 012	444 944
Otros activos		
Activos no operativos, costo	47 830	38 499
Depreciación acumulada activos no operativos, costo	(159)	(253)
Activos no operativos, revalúo	1 813	12 251
Depreciación acumulada activos no operativos, revalúo	(89)	(5 520)
Contratos por servicios	92 816	91 700
Diseño y planeamiento de la ejecución	76 317	64 776
Centros de servicios técnicos	9 227	1 400
Partidas amortizables	14 545	14 162
Absorción de partidas amortizables	(7 442)	(6 565)
Costos Acumulados Guía Telefónica	1 299	
Activos intangibles	44 318	47 387
Absorción activos intangibles	(23 093)	(19 146)
Garantías recibidas en valores	4 375	4 560
Valoración de instrumentos financieros	4 592	4 793
Fondo de garantía y ahorro (fondo restringido)	139 458	128 961
Transferencia al fondo de garantías y ahorro	1 251	1 167
Inventarios en operación	8 645	7 005
Impuesto sobre la renta diferido	1 005	455
Variación periodo cuantificación dólares *	(61)	
Total otros activos	416 648	385 634
Total activo	4 672 892	4 514 415

Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias
(Institución Autónoma del Gobierno de Costa Rica)
Balance de situación consolidado (sin auditar)
Al 30 de junio 2011 y 31 de diciembre de 2010
(en millones de colones)

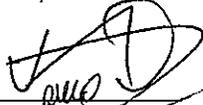
	2011	2010
Pasivo a largo plazo		
Títulos valores por pagar	373 776	373 538
Efectos por pagar	653 710	669 223
Obligaciones contra empréstitos	38 334	
Depósitos recibidos en garantía	61 531	63 246
Cuentas por pagar	10 092	6 845
Variación periodo cuantificación dólares *	(13 140)	
Variación periodo cuantificación otras monedas *	307	
Total pasivo a largo plazo	1 124 610	1 112 852
Pasivo a circulante		
Títulos valores por pagar	36 500	6 000
Efectos por pagar	199 964	129 350
Cuentas por pagar	112 995	86 666
Gastos financieros acumulados por pagar	14 262	12 934
Ingresos recibidos por adelantado	(8 355)	8 029
Depósitos de particulares	5 915	6 053
Provisiones Legales	1 000	1 000
Gastos acumulados obligaciones patronales	38 665	36 751
Variación periodo cuantificación dólares *	(4 239)	
Variación periodo cuantificación otras monedas *	28	
Total pasivo a corto plazo	396 735	286 785
Otros pasivos		
Valoración de instrumentos financieros	16 303	13 387
Cuentas por pagar	1 361	
Provisiones legales	42 239	39 060
Fondo restringido de garantía y ahorro	139 458	128 960
Otros		2
Impuesto sobre la renta diferido	1 430	1 430
Total otros pasivos	200 791	182 839
Total pasivo	1 722 136	1 582 477
Patrimonio		
Capital aportado	45 785	45 678
Reserva de desarrollo	1 397 698	1 400 891
Reserva por revaluación de activos	1 341 579	1 346 476
Resultado de la valoración de instrumentos financieros	(8 791)	(6 997)
Reserva legal	8 522	8 522
Reserva para desarrollo de proyectos	71	71
Reserva para desarrollos forestales	692	651
Utilidades restringidas por capitalización de acciones en subsidiaria	62 380	62 380
Utilidades retenidas	69 443	70 104
Interés minoritario	4 145	4 162
Excedente (pérdida) total	13 055	
Variación periodo cuantificación dólares *	16 514	
Variación periodo cuantificación otras monedas *	(335)	
Total patrimonio e interés minoritario	2 950 757	2 931 938
Total pasivo, patrimonio e interés minoritario	4 672 892	4 514 414
Cuentas de orden	590 626	495 117

Junio 2011 y diciembre 2010 según libros.

* Las partidas en dólares u otras monedas en el ICE se registran al T.C. del 31 de diciembre del año anterior y se actualizan, en forma estimada al T.C. del mes de cierre en la partida "Variación periodo cuantificación", de cada grupo del balance.

T.C. a junio 2011 es de ₡509,57 y a diciembre 2010 es de ₡518,09 por U.S. \$1,00.

Las notas y la información complementaria son parte integrante de los estados financieros consolidados


Msc Jesús Orozco Delgado
Jefe División Planificación
Financiera


Licda. Lizbeth Hernández Castiño
Contadora

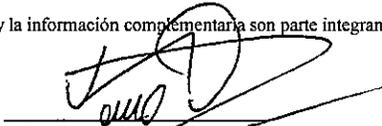
Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias
Estado de ingresos y gastos consolidado
 Por los periodos terminados el 30 de junio
 (en millones de colones)

	2011	2010
Ingresos de operación		
Servicios electricidad	306 352	298 986
Servicios telecomunicaciones	266 617	233 225
Servicios institucionales	3 389	1 169
Total ingresos de operación	576 359	533 380
Costos de operación		
Operación y mantenimiento	127 264	118 050
Operación y mantenimiento de equipos bajo arrendamiento	99 659	78 681
Depreciación de activos en operación	116 774	111 701
Compras y servicios complementarios	48 419	58 176
Gestión productiva	35 623	32 456
Centro de Servicio Técnico	8 780	22 289
Total costos de operación	436 519	421 353
Excedente bruto	139 839	112 027
Gastos de operación		
Administrativos	42 848	40 346
Comercialización	72 173	54 807
Estudios preliminares	9 844	10 228
Estudios de pre-inversión	2 141	1 530
Complementarios	845	1 441
Total gastos de operación	127 850	108 353
Excedente de operación	11 989	3 674
Otros productos		
Ingresos financieros	7 040	6 828
Fluctuaciones cambiarias	1 122	8 214
Otros ingresos	36 746	17 807
Variación período cuantificación dólares *	17 378	59 856
Variación período cuantificación monedas *		153
Total otros productos	62 286	92 858
Otros gastos		
Intereses	23 624	20 854
Comisiones	1 293	1 033
Fluctuaciones cambiarias	917	6 099
Otros gastos	23 254	16 230
Variación período cuantificación dólares *	864	4 742
Variación período cuantificación monedas *	335	1 309
Total otros gastos	50 286	50 267
Excedente antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario	23 989	46 265
Impuesto sobre la renta		
Impuesto diferido	45	39
Interés minoritario 1.4%	25	(68)
Excedente neto	24 059	46 236

Junio 2011 y diciembre 2010 según libros.

* Fluctuaciones cambiarias producto de cuantificar las partidas de balance en dólares u otras monedas que se registran al T.C. del 31 de diciembre del año anterior y se actualizan, en forma estimada, al T.C. del mes de cierre en la partida "Variación período cuantificación", solo en el ICE. T.C. a junio 2011 es de ₡509,57 y a diciembre 2010 es de ₡518,09 por U.S. \$1,00.

Las notas y la información complementaria son parte integrante de los estados financieros consolidados


 Msc Jesús Orozco Delgado
 Jefe División Planificación Financiera


 Licda. Lizbeth Hernández Castillo
 Contadora

Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias
(Institución Autónoma del Gobierno de Costa Rica)
Estado de cambios en el patrimonio consolidado
Períodos terminados el 30 de junio 2011 y 31 de diciembre de 2010
(en millones de colones)

	Capital aportado	Reserva para revaluación de activos	Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros	Reserva de desarrollo	Reserva legal	Reserva para desarrollo de proyectos	Reserva para desarrollos forestales	Utilidades retenidas	Utilidades restringidas por capitalización de dividendos en acciones de subsidiaria	Interés minoritario	Total patrimonio
Saldos al 31 de diciembre del 2009	¢ 45 224	1 469 371	(8 412)	1 150 570	8 069	71	691	55 057	62 380	3 824	2 786 845
Aportes recibidos en el año	454										454
Ajustes revaluación de activos del periodo 2009		(8 470)									(8 470)
Utilidad neta del año								6 124			6 124
Utilidad neta del año, interés minoritario								129			129
Asignación a reserva legal					459			(459)			
Ajuste superávit activos retirados		1									1
Asignación a reserva para desarrollos forestales							(40)	40			
Excedente del periodo - ICE				144 228							144 228
Ajustes a periodos anteriores				(2 007)				529			(1 478)
Dividendos declarados por utilidad en el 2009				553				(561)			(8)
Ajustes y correcciones RACSA								208			208
Realización de la reserva por revaluación de activos		(116 644)		107 547				9 097			0
Pérdida no realizada por cobertura mediante derivados SWAP			237								237
Valoración de inversiones			1 178								1 178
Ajuste superávit por activos retirados								(283)			(283)
Avalúo de activos 2009 y otros ajustes a revaluación		1 192						(2 622)			(1 431)
Ajuste por superávit por depreciación de la revaluación 2010								(918)			(918)
Superávit ganado por activos retirados		(1 434)						1 434			
Superávit pendiente periodo 2009		(2 622)						2 622			(0)
Traslado a interés minoritario en el periodo	(0)	(81)			(6)			(251)		338	(1)
Ajustes retrospectivos detectados periodo 2010											
Saldos al 31 de diciembre del 2010	¢ 45 678	1 341 311	(6 997)	1 400 891	8 522	71	651	70 147	62 380	4 182	2 926 815
Menos:											
Ajustes de la Auditoría Externa periodo 2009, pendientes de registrar		5 186						(115)			5 051
Ajustes de periodos anteriores Auditoría Externa 2010:											
Ajuste AE ICE retro transformadores mediante técnica de costo de reposición		(495)									(495)
Ajuste ICE corrección auxiliar de valoración de inversiones a set. 2010			(158)								(158)
Ajustes AE ICE 2010 Reserva de desarrollo				(2 838)							(2 838)
Reclasificación de Back Haul RACSA								73			73
Saldos ajustados al 31 de diciembre del 2010	¢ 45 678	1 345 982	(7 155)	1 398 053	8 522	71	651	70 104	62 380	4 182	2 928 446
Aportes recibidos en el año	107										107
Ajuste revaluación de activos del periodo 2009		(44)									(44)
Utilidad neta del año								(5 206)			(5 206)
Utilidad neta del año, interés minoritario								(25)			(25)
Ajuste a periodos anteriores				(354)							(354)
Ajustes y correcciones RACSA								(270)			(270)
Asignación a reserva para desarrollos forestales							41	(41)			
Excedente del periodo - ICE				29 234							29 234
Realización de la reserva por revaluación de activos		(4 243)						4 243			
Pérdida no realizada por cobertura mediante derivados SWAP			(1 932)								(1 932)
Valoración de inversiones			295								295
Superávit ganado por activos retirados		(177)						177			
Ajuste por superávit impuesto sobre la renta diferido								505			505
Traslado a interés minoritario en el periodo		62						(45)		(18)	1
Saldos al 30 de junio 2011	¢ 45 785	1 341 579	(8 791)	1 426 932	8 522	71	692	69 442	62 380	4 145	2 950 757

Junio 2011 y diciembre 2010 según libros.

Las notas y la información complementaria son parte integrante de los estados financieros consolidados

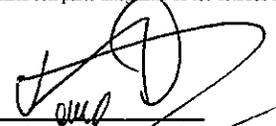

Msc. Jesús Orozco Delgado
Jefe División Planificación Financiera

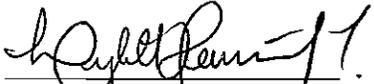

Licda. Lizbeth Hernández Castillo
Contadora

Instituto Costarricense de Electricidad y subsidiarias
(Institución Autónoma del Gobierno de Costa Rica)
Estado de flujos de efectivo consolidado
Por los periodos terminados el 30 de junio
(en millones de colones)

	2011	2010
Actividades de operación		
Excedente neto del periodo	¢ 24 059	46 236
Partidas aplicadas a resultados que no requieren uso de efectivo		
Gasto por depreciación	126 775	114 363
Gasto por estimación para incobrables	1 830	1 990
Gasto por absorción de partidas amortizables	9 807	7 921
Gasto por provisiones legales	3 090	2 696
Fluctuaciones cambiarias, neto	(16 179)	(53 958)
Interés minoritario	(25)	68
Cambios en los activos y pasivos de operación		
Disminución (aumento) en inversiones transitorias comprometidas	(505)	1 652
Aumento (disminución) en efectos y cuentas por cobrar	(23 464)	(52 512)
Aumento en inventario, operación	(10 913)	275
Disminución en otros activos circulantes	(583)	(7 291)
Aumento en cuentas por pagar	27 446	(11 100)
Disminución (aumento) en otros pasivos corto plazo	(9 770)	53 665
Recursos generados por actividades de operación	<u>131 610</u>	<u>104 005</u>
Actividades financieras		
Aumento en efectos por pagar y títulos valores	170 138	186 842
Disminución en Títulos valores por pagar -Emisión Bonos	(51 809)	
Aumento en efectos por pagar (líneas de crédito)	5 181	47 460
(Disminución) aumento en depósitos recibidos en garantía	(1 715)	(56 532)
Aumento en Reservas Forestales	1 666	7 003
Aumento en cuentas por pagar	3 910	58 261
Recursos (usados) generados por actividades financieras	<u>127 371</u>	<u>243 034</u>
Actividades de inversión		
Adiciones en inmuebles, maquinaria y equipo, neto	(228 613)	(182 340)
Aumento (disminución) en inversiones a largo plazo	(8 868)	(3 838)
Aumento en inventarios de inversión	(1 640)	(572)
Aumento en otros activos	(31 415)	(87 445)
Recursos (usados) en actividades de inversión	<u>(270 536)</u>	<u>(274 195)</u>
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(11 555)	72 805
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	191 059	106 756
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u>¢ 179 504</u>	<u>179 562</u>

Las notas y la información complementaria son parte integrante de los estados financieros consolidados


Msc Jesús Orozco Delgado
Jefe División Planificación Financiera


Licda. Lizbeth Hernández Castillo
Contadora

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

30 de junio de 2011
(Con las cifras correspondientes del 2010)

Nota 1. Entidad que reporta

El Instituto Costarricense de Electricidad y Subsidiarias (en adelante “el Grupo ICE”) es una entidad autónoma del Estado Costarricense, constituida mediante el Decreto - Ley N° 449 del 8 de abril de 1949 y la Ley 3226 del 28 de octubre de 1963. Su domicilio comercial se ubica en Sabana Norte, distrito Mata Redonda de la ciudad de San José.

Su actividad principal es el desarrollo de fuentes productoras de energía existentes en el país y la prestación de servicios de electricidad, así como la prestación de servicios de telefonía (básica, fija y móvil) y servicios de internet.

Tales actividades se encuentran reguladas por la Contraloría General de la República, la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL), la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica, S.A., la Ley Reguladora de Mercado de Valores, la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) y la Superintendencia de Pensiones (SUPEN).

Una parte importante de esas actividades las ha financiado con recursos financieros provenientes de acreedores bancarios, así como de la emisión y colocación de títulos de deuda (Bonos) en el mercado local, internacional y a través de la Bolsa Nacional de Valores de Costa Rica.

El Grupo ICE, es un grupo de empresas estatales, está integrado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE, última entidad controladora) y sus subsidiarias Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (C.N.F.L.), Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA) y Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICRSA).

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (la Compañía, CNFL) es una sociedad anónima constituida bajo la ley número 21 del 8 de abril de 1941 denominada “Contrato Eléctrico”, modificada por la ley número 4977 el 19 de mayo de 1972 y vigente hasta el 8 de agosto de año 2008. Por ello está sujeta a las regulaciones establecidas por la Contraloría General de la República (CGR) y los artículos 57 y 94 de la Ley 8131 Administración y Presupuestos Públicos, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y bajo el marco de la Ley General de Control Interno y la Ley Contra la Corrupción y el Enriquecimiento Ilícito, entre otros.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El principal objetivo es brindar servicios eléctricos en el mercado nacional.

Radiográfica Costarricense, S.A.

Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA), es una sociedad anónima mixta constituida el 27 de julio de 1964 bajo las leyes de la República de Costa Rica, propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad y de Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (participación proporcional de 50%). Creada mediante Ley 3293 del 18 de junio de 1964. Se encuentra regulada por las disposiciones de los decretos ejecutivos No. 7927-H y No. 14666-H del 12 de enero de 1978 y 9 de mayo de 1983, respectivamente, del Código Civil y el Código de Comercio.

Los principales objetivos de su creación son la explotación de los servicios de telecomunicaciones en Costa Rica, conectividad nacional e internet, conectividad internacional de transmisión de datos y video, servicios de información, data center y otros.

Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A.

Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICRSA) fue constituida mediante Ley 47 del 25 de julio de 1921. El objetivo principal es la explotación de la concesión referente a comunicaciones inalámbricas. Actualmente, la Compañía no cuenta con funcionarios ni empleados, ya que el Grupo ICE le proporciona los servicios contables y administrativos.

Constitución del Capital

De conformidad con su Ley Constitutiva (artículo 16), el capital del ICE está constituido de la manera siguiente:

- a) Por el producto de las rentas nacionales que la ley destine y otorgue al ICE.
- b) Por los derechos que el Estado adquirió de la Municipalidad de San José en el Contrato del Tranvía.
- c) Por cualquier otro bien del Estado que se transfiera al ICE.
- d) Por los recursos hidráulicos del país que hayan sido o que sean declarados Reservas Nacionales y por la utilidades acumuladas por cualquiera de estos conceptos.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El Instituto Costarricense de Electricidad está conformado por tres sectores:

Sector Electricidad: Se dedica a la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, para lo cual desarrolla plantas productoras de energía hidroeléctrica, geotérmica, térmica, eólica y solar.

Sector Telecomunicaciones: Brinda servicios de telefonía básica, telefonía fija, servicios móviles, prepago, post pago, internet móvil, mensajería, y servicios internacionales, internet conmutado, dedicado y red avanzada de internet, así como diversos servicios empresariales.

Corporación: Está conformada por el Consejo Directivo, Presidencia Ejecutiva, Gerencia General, Gerencia de Finanzas, Gerencia Administrativa Institucional y Gerencia de Mercadeo y ventas de Telecomunicaciones.

Nota 2. Bases de preparación

(a) Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron preparados de conformidad con aquellos principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE, aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica; ente Rector del Subsistema de Contabilidad Nacional. Este marco normativo considera el marco conceptual incluido en los Principios de Contabilidad aplicables al Sector Público Costarricense. Así como el uso supletorio de las Normas Internacionales de la Información Financiera (NIIF's). Esta supletoriedad queda supeditada al cumplimiento de lo siguiente:

- A que la supletoriedad de la norma se de por excepción, o sea que esta situación no es regular o habitual.
- Sí y sólo sí se indica expresamente en el Manual de Políticas Contables del ICE. Es decir que su aplicación procede únicamente si ese manual contempla explícita y específicamente la NIIF que procede utilizar.

De acuerdo con los decretos emitidos por la Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda y las Leyes vigentes, el ICE puede utilizar los Principios de Contabilidad aplicables al Sector Público Costarricense, establecidos en el Decreto Ejecutivo 34460-H del 14 de febrero del 2008, o el marco normativo que ha venido aplicando, esto hasta el 31 de diciembre del 2013, año de transición hacia las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) por parte del ICE.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Adicionalmente, en el Decreto Ejecutivo #35616H, emitido por la Contabilidad Nacional y publicado en el Diario Oficial la Gaceta N.234 del 02 de diciembre del 2009, en el artículo 8, transitorio III, se establece:

“Hasta tanto no se implementen definitivamente las Normas Internacionales de Información Financiera, cada una de las Empresas Públicas incluidas en el alcance del presente Decreto bajo la función de Rectoría de la Contabilidad Nacional, deberán seguir aplicando los Principios de Contabilidad Aplicables al Sector Público Costarricense, establecidos en el Decreto Ejecutivo 34460H del 14 de febrero del 2008 o el marco normativo que vengán aplicando”.

Tal y como lo ha establecido el Grupo ICE, en materia de normativa contable, la práctica común es que la supletoriedad se establezca expresamente en la norma, de forma detallada, indicando la jerarquía de las fuentes normativas contables aplicables a la materia regulada a que se debe acudir en el caso que existan aspectos no previstos en el Manual de Políticas Contables del ICE. Los estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión por el Consejo Directivo el 24 de agosto de 2011.

(b) Bases de medición

La base de medición que se utiliza para el registro inicial de las transacciones es el costo histórico según Decreto 34460-H del 14 de febrero del 2008, sin embargo, a la fecha de emisión de los estados financieros consolidados adjuntos, algunas partidas se valorarán utilizando otras bases de medición según se detalle en el Manual de Políticas Contables del ICE.

(c) Moneda funcional y de presentación

Los registros de contabilidad del Grupo ICE, así como los estados financieros consolidados y sus notas se expresan en colones costarricenses (¢), la unidad monetaria de la República de Costa Rica y moneda funcional del Grupo ICE.

Toda la información financiera contenida en este documento es presentada en millones de colones, excepto indicación contraria en algunas notas a los estados financieros consolidados, que hace referencia a la moneda de origen de las transacciones.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

(d) Uso de estimaciones y juicios

La preparación de los estados financieros consolidados adjuntos, de acuerdo con el Manual de Políticas Contables del ICE y aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica, requiere que la Gerencia realice juicios, estimaciones o supuestos que afectan la aplicación de las políticas y montos de los activos, pasivos, ingresos y gastos informados. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones.

Las estimaciones contables y los supuestos relevantes son revisados sobre una base recurrente. Los cambios que se deriven de nueva información o nuevos acontecimientos, se ajustan afectando los resultados del período en el cual la estimación es revisada y en cualquier período futuro afectado, o el patrimonio del Grupo ICE, en función de la cuenta que se afecte.

Nota 3. Políticas y directrices contables significativas

Las políticas de contabilidad que se describen a continuación, contempladas en el Manual de Políticas Contables del ICE, han sido aplicadas en forma consistente en los períodos presentados en estos estados financieros consolidados y por todas las entidades que conforman el Grupo ICE.

(a) Políticas de consolidación

(i) Subsidiarias

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las de sus subsidiarias, las cuentas se detallan a continuación:

	Pais	<u>Porcentaje de participación</u>	
		<u>Al 30 de junio de 2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL)	Costa Rica	98,6%	98,6%
Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica, S.A. (CRICRSA)	Costa Rica	100%	100%
Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA)	Costa Rica	100%	100%

Las subsidiarias son entidades controladas por el Instituto Costarricense de Electricidad (casa matriz). Los estados financieros de las subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha de término de este.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las políticas contables de las subsidiarias han sido cambiadas cuando ha sido necesario para uniformarlas con las políticas adoptadas por el Grupo ICE.

(ii) Transacciones eliminadas en el proceso de consolidación

Todos los saldos y transacciones y cualquier ingreso o gasto no realizado derivado de transacciones entre las entidades del Grupo ICE han sido eliminadas en el proceso de preparación de los estados financieros consolidados.

(iii) Período contable

El período contable del Grupo ICE inicia el 01 de enero y concluye el 31 de diciembre de cada año, al final del cual se hace el proceso de cierre anual.

(iv) Criterios de reconocimiento

Se reconocen en los estados financieros consolidados, aquellas partidas que cumplan los criterios siguientes:

- Sea probable que cualquier beneficio económico asociado con la partida llegue a, o salga del Grupo ICE.
- Que la partida tenga un costo o valor que pueda ser medido con fiabilidad.

En los estados financieros se registran las transacciones de acuerdo con la base de acumulación o devengo, mediante la cual los efectos de las transacciones y demás sucesos se reconocen cuando ocurren y no cuando se recibe o paga dinero u otro equivalente al efectivo.

Todas las transacciones y eventos deben registrarse en los libros contables, bajo los criterios de oportunidad y orden cronológico en los estados financieros de los períodos a los que corresponden.

(v) Transacciones en moneda extranjera

Durante el transcurso del periodo, todas las transacciones en moneda extranjera que realice el ICE, son traducidas a la moneda funcional, utilizando el tipo de cambio del colón costarricense con respecto al US dólar vigente al cierre del período anual inmediatamente anterior. Sin embargo, al cierre del periodo anual en curso, los saldos derivados de esas transacciones en moneda extranjera en existencia en ese momento, se convierten a colones utilizando el tipo de cambio vigente a esa fecha, definido por el Banco Central de Costa Rica.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las subsidiarias registran las transacciones en moneda extranjera al tipo de cambio vigente del día de la transacción. Al determinar la situación financiera y los resultados de sus operaciones se valúan y ajustan sus activos y pasivos denominados en monedas extranjeras al tipo de cambio vigente a la fecha de dicha determinación y valuación. Las diferencias cambiarias resultantes de la aplicación de este procedimiento se reconocen en los resultados del período en que ocurren.

(vi) Cambios en políticas contables, estimaciones contables y errores en periodos anteriores

Los cambios en las políticas contables deberán ajustarse afectando los saldos iniciales de las cuentas patrimoniales, salvo y en la medida que fuera impracticable determinar los efectos del cambio en cada período específico o el efecto acumulado.

Los cambios en las estimaciones contables que se deriven de información nueva o acontecimientos nuevos, deberán ser ajustados afectando los resultados del período o patrimonio en función de la cuenta que se afecte.

La corrección de errores relacionados a saldos o transacciones de períodos anteriores, deberán ajustarse afectando los saldos iniciales de las cuentas patrimoniales.

Para efectos de comparabilidad de estados financieros consolidados, los cambios en las políticas contables y la corrección de errores a periodos anteriores se aplicarán retrospectivamente:

- (i) Reexpresando los saldos iniciales de la reserva de desarrollo para el ejercicio anterior más antiguo.
- (ii) Reexpresando los saldos de periodos anteriores, como si la política se hubiera aplicado siempre, o el error no se hubiera cometido nunca; salvo y en la medida en que fuera impracticable determinar los efectos en cada ejercicio o bien carezcan de importancia relativa.

Al 30 de junio de 2011, la publicación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios (sin auditar) no presenta cambios en: “Las políticas y directrices contables significativas” presentadas al cierre anual del 31 de diciembre de 2010.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 4. Activos en operación

Los activos en operación al costo y depreciación costo se detalla como sigue:

Activos en Operación	Al 30 de junio 2011		Al 31 diciembre 2010	
	<u>Acumulado</u> <u>Costo</u>	<u>Acumulado</u> <u>Deprec.Acumulada</u>	<u>Acumulado</u> <u>Costo</u>	<u>Acumulado</u> <u>Deprc.Acumulada</u>
ICE				
Generación hidráulica	₡ 185.521	53.846	183.915	51.347
Generación térmica	80.367	15.844	78.178	14.043
Subestaciones	89.207	22.702	89.892	20.902
Líneas de transmisión	63.816	9.727	63.038	8.671
Líneas de distribución	132.201	39.216	124.887	34.648
Alumbrado público	2.932	1.989	2.880	1.945
Generación geotérmica	112.417	34.501	110.556	32.771
Generación eólica	8.428	2.596	7.977	2.352
Generación solar	1.874	451	1.874	410
Generación micro centrales hidráulicas	166	10	166	7
Equipo de control comunicación y de Infraestructura	5.674	2.667	5.673	2.203
Transporte	430.214	209.869	421.062	191.736
Acceso	296.343	124.447	270.879	107.462
Civil y electromecánico	167.989	101.113	167.835	95.280
Plataformas	21.629	9.553	18.360	7.970
Sub total ICE	₡ 1.598.778	628.531	1.547.172	571.747

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

CNFL					
Terrenos	¢	3.219	-	3.219	-
Mejoras a terrenos		6.150	809	5.721	743
Edificios		11.038	1.655	10.574	1.549
Plantas		49.651	7.417	49.486	6.798
Distribución		85.200	16.713	81.940	15.470
Transmisión		2.022	310	2.022	276
Sub-Estaciones		13.150	2.514	13.111	2.299
Conexiones de Servicios		16.104	2.994	15.161	2.742
Equipo de alumbrado en las calles		3.781	682	3.653	660
Alumbrado Público - CNFL S.A.		5.177	746	4.790	664
Equipo General		22.924	10.062	21.401	9.194
Sistemas de Comunicación		412	73	412	66
Sub total CNFL	¢	218.828	43.975	211.490	40.461
RACSA					
Terrenos	¢	203	-	203	-
Edificios		763	198	763	186
Maquinaria y Equipo		4.932	1.288	4.897	1.088
Equipo de Comunicación		36.907	26.205	36.883	24.308
Equipo y Mobiliario de Oficina		1.179	495	1.164	444
Equipo de Transporte		295	135	295	121
Inversión cables submarinos		14.005	3.337	14.005	2.937
Activos rentados		4.658	42	-	-
Sub total RACSA	¢	62.942	31.700	58.210	29.084
Total GRUPO ICE	¢	1.880.548	704.206	1.816.872	641.292

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Finaliza operación de tecnología TDMA

El 3 de marzo de 2011, la SUTEL autorizó al ICE desactivar la tecnología TDMA (Acceso Múltiple por División de Tiempos) y exigió informar a los clientes sobre esa medida y las alternativas para obtener una conexión de otra tecnología sin que representara ningún costo adicional para el usuario.

Los servicios TDMA fijos que proveen comunicación telefónica en localidades remotas y otros usos por exigencias geográficas o de cobertura, seguirán operando hasta que se instale y ponga en operación en esos lugares redes con tecnología 3G y los activos del área metropolitana fueron desconectados en su totalidad, pero debido a que se mantienen clientes en la zona rural las centrales Ericsson y Lucent de San Pedro y San José, aún están funcionando; por lo tanto una vez que los técnicos especializados, dependencias de operación y mantenimiento entre otros concluyen los análisis en cuanto a estos activos se procederá con los retiros totales o parciales que correspondan.

Durante el 2010, la subsidiaria RACSA capitalizó un monto de ¢7.605 por la adquisición de una plataforma tecnológica homogénea para correo electrónico sobre Java Enterprise System (JES) de SUN Microsystems, mediante la cual se puedan desarrollar servicios de valor agregado para aplicaciones de nueva generación bajo los conceptos de software abierto, Web 2.0 y cómputo en la nube, que contemple data center modular, hardware, software, soporte técnico de la plataforma y comunicación de datos. A la fecha de este informe, este proyecto no ha iniciado operaciones, presentando un atraso de un año con respecto a la fecha planeada en los estudios técnicos de viabilidad. Adicionalmente, el proyecto incluye una inversión en software por un monto de ¢579 la cual se presenta como parte de los activos intangibles (véase nota 18), para una inversión total en este proyecto de ¢8.184.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

La depreciación de los activos en operación de ICE sector electricidad, se calculó con base en las tasas anuales y vida útil para cada grupo de activos, para el 2011 y 2010 se detalla como sigue:

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
<i>ICE Electricidad</i>			
Plantas Hidráulicas	40	10%	2,25%
Plantas Térmicas	30	5%	3,17%
Plantas Geotérmicas	40	10%	2,25%
Plantas Eólicas	20	0%	5,00%
Plantas Generación Solar	30	5%	3,17%
Subestaciones	30	5%	3,17%
Líneas Distribución	30	10%	3,00%
Líneas Transmisión	30	5%	3,17%
Alumbrado Público	20	4%	4,80%
Equipos de control y comunicación	30	5%	3,17%

Hasta diciembre de 2008, los activos en operación del Sector de Telecomunicaciones, se registraban en un único grupo de activo denominado “Estaciones de Telecomunicaciones”, detallado únicamente a nivel de localidad y dividido en grandes componentes como por ejemplo: Equipo de Conmutación, Equipo de Transmisión, Equipo de Acceso, entre otros. Durante el 2009, se realizó una separación en elementos de red, clasificados en cuatro grupo de activo: Transporte, Acceso, Civil y Electromecánico y Plataformas, tal como se muestra en los cuadros de movimiento de los activos columna “ajuste por reclasificación de cuentas”.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Debido a lo anterior los activos adquiridos hasta diciembre 2008, mantienen las vidas útiles siguientes:

Activos en operación	Vida útil (años)	Valor de rescate (del costo)	Tasa anual (%)
ICE Telecomunicaciones:			
Estaciones de Telecomunicaciones			
Edificio de control	20	-	5%
Equipo de conmutación			
Centrales celulares	7	-	14%
Centrales y equipos multiplexores	20	-	5%
Equipo de transmisión de datos			
Equipo de radio y multiplex, celdas celulares y repetidoras	7	-	14%
Equipo de comunicación por cable submarino	16,67	-	6%
Equipo de radio y multiplex, onda portadora y transmisión mux síncrono	20	-	5%
Equipo de acceso			
Equipo de acceso varios	5	-	20%
Cables, líneas, redes y teléfonos públicos	20	-	5%
Equipo de gestión			
Software, Hardware, servidores, accesorios y plataformas de gestión.	5	-	20%
Equipo de distribución y monitor de televisión	10	-	10%
Plataforma de servicios			
Sistema antifraude	5	-	20%
Equipo de enrutamiento			
Equipo de núcleo, borde y acceso	5	-	20%
Transmisión de datos	20	-	5%
Equipo de control			
Software de Control	3	-	33%
Servidores y Accesorios	5	-	20%

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

En setiembre del 2008, basados en criterios técnicos del Sector Telecomunicaciones y considerando la evolución tecnológica hacia redes de nueva generación, se procedió a la revisión de las vidas útiles de los activos en operación, De esa forma y para aquellos activos adquiridos a partir del 2009, se definieron las vidas útiles siguientes:

Vida útil años Tasa anual	Activos en operación										
	2 50%	3 33%	4 25%	5 20%	7 14%	8 13%	10 10%	20 5%	25 4%	30 3%	50 2%
ICE Telecomunicaciones:											
Transporte											
Transmisión											
Estaciones Terrenas							X	X			
Gigarrouters				X						X	
Multiplexores				X	X		X	X	X	X	
Transceptores					X		X	X	X	X	
Sistema de Sincronismo					X		X	X			
Sistema Radiante				X	X			X			
Conmutadores											
Paquete				X				X			
Softswitches				X						X	
Frame Relay				X						X	
Centrales (conmutación circuitos)					X		X	X			
Distribuidores											
Ópticos							X	X			
Numérico					X		X	X			
Cableado Óptico											
Nacional				X	X			X	X		
Cable Internacional											
Acceso											
Sistemas Periféricos de Conmutación											
Concentrador de Pares				X	X		X	X			
Unidad Remota				X	X		X	X			
Plataformas de Acceso Multiservicio											
Imaps				X				X			
Nodos de Acceso Multiservicio NAM				X							
Red de Cobre											
Primaria				X	X			X			
Secundaria				X	X			X			
Radiobases											
Telefonía Fija					X			X			
Banda Ancha							X				
Telefonía Celular		X		X	X			X			
Equipos Terminales de Red											
Vsat				X						X	
Público				X				X			
Residencial		X		X							
Empresarial		X						X			
Red de Paquetes											
DSLAM	X			X							
Router Metro	X										
Router de Acceso	X			X							
Distribución											
Distribuidor principal				X							
Pasarelas											
Trunking Gateway				X					X		

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Vida útil años	Activos en operación										
	2	3	4	5	7	8	10	20	25	30	50
Tasa anual	50%	33%	25%	20%	14%	13%	10%	5%	4%	3%	2%
Civil & Electromecánico											
Propiedades											
	Terrenos										
	Derecho sobre propiedades										
Obra Civil											
	Vías de acceso										
	Edificaciones										
	Casas										
	Torres										
	Postes										
	Canalización										
	Seguridad Perimetral										
	Sistemas de Seguridad										
Electromecánica											
	UPS										
	Inversores										
	Transformadores										
	Bancos de Baterías										
	Tableros de Energía										
	Plantas Generadoras										
	Aires Acondicionados										
	Rectificadores										
	Sistemas de Transferencia										
Plataformas											
Gestión											
	Red										
	Servicios										
Prestación de servicios											
	ACD										
	NAP										
	MMS										
	APEX										
	GPRS										
	Antifraude										
	Red Inteligente										
	Prepago (celular)										
	Seguridad en línea (publicos)										
	SMS (Mensajes Cortos + email)										
	CRM (113, 115,119, 193, 124,192,137)										

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Los porcentajes de depreciación utilizados en las subsidiarias CNFL y RACSA se basan en las siguientes vidas útiles:

Activos en Operación	Vida Útil (años)									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
CNFL										
Mejoras a terrenos										x
Edificios										x
Plantas generación hidráulica								x		
Planta térmica						x				
Subestaciones						x				
Sistemas de comunicación						x				
Distribución						x				
Líneas subterráneas						x				
Transmisión						x				
Conexiones de servicios						x				
Sistema de Alumbrado Público						x				
Alumbrado municipal						x				
Equipo de Oficina			x							
Vehículos			x							
Equipo de cómputo	x	x								
Equipo de comunicación		x								
Vehículos alumbrado público		x								
Equipo general especial		x								
Maquinaria estacionaria			x							
RACSA										
Edificios										x
Equipo electrónico y equipo de transmisión	x									
Vehículos		x								
Torres y antenas				x						
Mobiliario y equipo de oficina		x								

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

Los activos en operación revaluó y depreciación del revaluó se detalla como sigue:

Activos en Operación Revaluo y depreciación revaluo	<u>Al junio de 2011</u>		<u>Al 31 de diciembre 2010</u>	
	<u>revaluo acumulado</u>	<u>depreciación acumulada revaluo</u>	<u>revaluo acumulado</u>	<u>depreciación acumulada revaluo</u>
ICE				
Generación hidráulica	¢ 1.082.397	599.559	1.082.401	585.702
Generación térmica	82.690	49.552	82.690	48.689
Subestaciones	140.586	87.538	141.520	85.653
Líneas de transmisión	83.958	58.498	83.959	56.920
Líneas de distribución	229.844	135.995	229.871	131.978
Alumbrado público	4.118	3.943	4.118	3.930
Generación geotérmica	283.331	98.869	283.331	94.235
Generación eólica	3.858	1.341	3.858	1.241
Generación solar	1.221	372	1.221	348
Generación micro centrales hidráulicas	(2)	-	(2)	-
Equipo de control comunicación y de Infraestructura	6.587	5.110	6.587	4.917
Transporte	448.139	350.868	448.139	339.980
Acceso	209.961	156.781	209.961	151.879
Civil y electromecánico	354.635	282.312	354.635	274.998
Plataformas	7.089	5.743	7.121	5.581
Sub total ICE	¢ 2.938.412	1.836.481	2.939.410	1.786.051

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

CNFL					
Terrenos	¢	14.019	-	14.019	-
Mejoras a terrenos		6.842	1.778	6.842	1.701
Edificios		16.527	6.493	16.489	6.281
Plantas		61.302	18.912	61.302	18.120
Distribución		110.252	58.905	110.788	57.383
Transmisión		1.359	460	1.359	436
Subestaciones		18.267	8.240	18.267	7.924
Conexiones de Servicio		26.441	18.266	26.515	17.872
Alumbrado público		10.276	6.068	10.344	5.953
Equipo General		5.906	4.839	6.047	4.710
Sistema de comunicación		200	68	200	64
Sub total CNFL	¢	271.391	124.029	272.172	120.444
RACSA					
Terrenos	¢	11	-	11	-
Edificios		2.287	1.112	2.287	1.088
Maquinaria y Equipo		1.154	793	1.154	768
Equipo de Comunicación		10.797	10.628	10.820	10.529
Equipo y Mobiliario de Oficina		417	367	417	351
Equipo de Transporte		99	67	99	64
Sub total RACSA	¢	14.765	12.967	14.788	12.800
Total Grupo ICE	¢	3.224.568	1.973.477	3.226.370	1.919.295

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Los índices utilizados para revaluación del costo, para cada uno de los grupos de activos del Sector Electricidad, son los siguientes:

Activo en operación	31 diciembre de	
	2010	2009
<i>ICE Electricidad</i>		
Generación Hidráulica	-0,018610	-0,004550
Generación Térmica	-0,011550	-0,004550
Subestaciones	-0,007060	0,000220
Líneas Transmisión	0,016530	0,013860
Líneas Distribución	-0,014610	-0,003870
Alumbrado Público	-0,000610	0,009770
Generación Geotérmica	-0,020890	-0,006600
Generación Eólica	-0,015580	-0,003870
Generación Solar	-0,004590	0,006360
Generación Micro Centrales Hidráulicas	-0,014610	-
Equipos de control y comunicación	0,004280	0,005680

Sector Electricidad (2010-2009)

La disminución en los índices de revaluación se originaron por la variación en algunos de los indicadores económicos (principalmente inflación y tipo de cambio) que conforman la fórmula de ese índice, los cuales han presentado un efecto neto con una tendencia hacia la baja con respecto al 2009: la inflación local (Costa Rica) del período fue del 5,83% anual, levemente superior a la del 2009 del 4,05% anual, la variación del tipo de cambio (colón-US dólar) presentó una disminución de 9,39% pasando de ¢571,81 a ¢518,09; y la inflación externa de los EE.UU. (cost trend) fue del 3,95% anual, mientras que en el 2009 fue del 4,64% anual; lo que contribuyó a generar índices negativos para el 2010.

En el 2009, la disminución en los índices de revaluación con respecto al corte 2008 se derivó de la siguiente forma: la inflación local (Costa Rica) del período fue del 4,05% anual, mientras que 2008 fue del 13,90% anual; la variación del tipo de cambio (colón-US dólar) presentó un crecimiento de 1,95% pasando de ¢560,85 a ¢571,81; y la inflación externa de los EE.UU.(cost trend) fue del 4,64% anual, mientras que en el 2008 fue del 9,18% anual. En el 2009 la contracción mundial de la demanda de bienes y servicios provocó una reducción en los precios de las principales materias primas que integran el índice externo, lo que dio como resultado un índice deflacionario. Debido a que este índice es parte del componente externo de la fórmula, se afectó negativamente el índice de revaluación de los activos en operación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Sector Telecomunicaciones (2010-2009)

En el 2010 al igual que el año anterior y según el criterio técnico de Sector de Telecomunicaciones del ICE, no se revaluaron los activos en operación del Sector, a excepción de las casas de obra civil y edificaciones, que fueron revaluadas utilizando el índice 0,01437140792. En el 2009 no se revaluó debido a que no se presentaron las características necesarias para que los activos fuesen sujetos a revaluación.

Los índices de revaluación utilizados en las subsidiarias se detallan como sigue:

Activo fijo en operación y otros activos en operación	31 de diciembre de	
	2010	2009
<u>CNFL</u>		
Hidráulico	0,01869500	0,01728300
Distribución	0,03965200	0,02956200
Transformación	-0,05814600	-0,02774100
Subestaciones	0,02800900	0,02274000
Alumbrado Público	0,02684500	0,02205800
Terrenos	0,05828000	0,04047700
Mejoras a terrenos	0,05828000	0,04047700
Edificios	0,05828000	0,04047700
Equipo	0,05828000	0,04047700
Otros	0,05828000	0,04047700
Conexiones de servicios	0,00705200	0,01114300
Sistemas de comunicación	0,00821700	0,01387200
<u>RACSA (*)</u>		

(*) Para el 2009 se aplicó un 4.05% en todos los bienes, salvo los terrenos.

Para el 2010 no se revaluó.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 5. Otros activos en operación

Los otros activos en operación costo y depreciación costo se detallan como sigue:

Otros activos en operación costo y depreciación de costo	<u>30 de junio del</u>		<u>31 de diciembre del</u>		<u>30 de junio del</u>		<u>31 de diciembre del</u>	
	<u>2011</u>		<u>2010</u>		<u>2011</u>		<u>2010</u>	
	Acumulado	Costo	Acumulados	Costo	Depre. Acumulada	Acumulados	Depre. Acumulada	
Terrenos	¢	1.700	1.700	-	-	-	-	
Vías de comunicación terrestre		83	83	-	-	-	-	
Edificios		16.111	15.685	3.183	2.999			
Maquinaria y equipo para la producción		2.203	2.203	847	792			
Equipo para construcción		44.863	38.859	22.386	19.530			
Equipo de transporte		76.472	73.164	51.366	44.659			
Equipo de comunicaciones		12.033	11.584	5.206	4.692			
Mobiliario y equipo de oficina		7.472	6.946	2.989	2.764			
Equipo y programas de cómputo		62.774	64.305	35.508	36.822			
Equipo sanitario de laboratorio e investigación		24.780	23.753	11.771	10.986			
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo		754	734	365	380			
Maquinaria y equipo diversos		12.834	11.361	5.519	4.681			
Maquinaria y equipo de mantenimiento		23.825	21.419	10.264	8.476			
Equipo para fotografía, video y publicaciones		2.662	2.499	1.237	1.029			
Semovientes		5	5	4	4			
Total Otros activos en Operación ICE	¢	288.571	274.300	150.645	137.814			

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las vidas útiles del Grupo ICE, establecidas para cada grupo de otros activos en operación, utilizadas para su depreciación, son las siguientes:

<u>Otros activos en operación</u>	<u>Vida útil (años)</u>												
	0,1	3	4	4,2	5	6	6,5	7	8	10	20	40	50
Edificios												x	x
Maquinaria y equipo para la producción												x	
Equipo para construcción				x	x			x		x			
Equipo de transporte			x	x		x		x		x			
Equipo de comunicaciones			x	x		x		x	x	x			
Mobiliario y equipo de oficina				x							x		
Equipo y programas de cómputo				x					x				
Equipo sanitario, de laboratorio e investigación				x		x		x		x			
Equipo y mobiliario educ, deportivo y recreativo		x						x	x	x			
Maquinaria y equipos diversos				x		x		x	x	x			
Maquinaria y equipo de mantenimiento				x	x	x					x		
Equipo para fotografía, video y publicaciones				x		x					x		
Semovientes				x									

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Los otros activos en operación expresados a su valor revaluado y depreciación revaluada se detallan como sigue:

		<u>Al 30 de junio del</u>		<u>Al 31 de diciembre</u>	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Otros activos en operación revaluo y depreciación de revaluo		Acumulado	Costo	Acumulados	Costo
				depreciación revaluo	depreciación revaluo
Terrenos	¢	6.259	6.259	-	-
Edificios		41.844	41.845	23.371	22.920
Maquinaria y equipo para la producción		1.750	1.750	950	899
Equipo para construcción		9.026	9.134	8.782	8.780
Equipo de transporte		12.801	12.809	12.105	11.820
Equipo de comunicaciones		-	-	(5)	-
Mobiliario y equipo de oficina		1.850	1.963	1.622	1.674
Equipo y programas de cómputo		-	-	1	1
Equipo sanitario de laboratorio e investigación		4.601	4.914	4.103	4.327
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo		55	56	50	50
Maquinaria y equipo diversos		774	791	660	640
Maquinaria y equipo de mantenimiento		2.234	2.275	2.111	2.106
Equipo para fotografía, video y publicaciones		142	143	115	109
Total ICE	¢	81.336	81.939	53.865	53.326

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Los índices utilizados para el ajuste por revaluación practicado a cada grupo de otros activos en operación son los siguientes:

Otros activos en operación	Al 31 de diciembre de	
	2010	2009
Terrenos y derechos de paso	-	0,01764928
Edificios	0,01437141	0,02560461
Maquinaria y equipo para la producción	0,01385443	0,02453396
Equipo para la construcción	0,01390207	0,02519051
Equipo de transporte	0,01556221	0,02790595
Equipo de comunicaciones	0,01569329	-
Equipo y mobiliario de oficina	0,01497667	0,02453396
Equipos y programas de cómputo	0,01568098	-
Equipo sanitario, de laboratorio e investigación	0,01553697	0,02764457
Equipo y mobiliario educacional, deportivo y recreativo	0,01412362	0,02517568
Maquinaria y equipo diversos	0,01532706	0,02741927
Maquinaria y equipo de mantenimiento	0,01340150	0,02116415
Equipo para fotografía, video y publicación	0,01565040	0,02736620

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 6. Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero.

Los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero se detalla como sigue:

	<u>Al 30 de junio de</u>		<u>Al 31 del diciembre de</u>	
	<u>2011</u>		<u>2010</u>	
	<u>Costo</u>	<u>Depreciación</u>	<u>Costo</u>	<u>Depreciación</u>
Terrenos	¢ 1.151	-	1.151	-
Edificios	25.316	506	25.316	253
Mobiliario y equipo de oficina	1.083	54	1.083	54
Total	¢ 27.550	560	27.550	307

El 29 de enero del 2010, el Banco de Costa Rica (BCR) y el ICE acordaron utilizar el esquema denominado “Fideicomiso de Titularización”, el cual consiste en la constitución de un contrato de fideicomiso donde ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el BCR como fiduciario. El fin general del establecimiento de este contrato es la generación y administración, de forma independiente, de los recursos necesarios para la adquisición del inmueble denominado Centro Empresarial La Sabana. Ese inmueble corresponde a una torre de oficinas ubicado en San José, Sabana Sur, donde se localizan las oficinas administrativas del Sector de Telecomunicaciones. El fideicomiso podrá obtener esos recursos financieros mediante la adquisición de préstamos comerciales y la emisión, colocación y administración de títulos de deuda como resultado del proceso de titularización. Actualmente, el Fideicomiso está autorizado para la emisión de deuda pública, y al 31 de diciembre del 2010 registra pasivos por ese concepto. El fideicomiso, en su calidad de propietario del Centro Empresarial La Sabana, lo arrienda al ICE por un periodo de 12 años, al final de los cuales el ICE podrá ejercer la opción de compra, la cual se ha establecido en US\$1 (un dólar). El arrendamiento ha sido clasificado por el ICE como arrendamiento financiero (véase nota 22).

Las principales cláusulas establecidas en el contrato de Fideicomiso de Titularización se resumen a continuación:

- Los fines del fideicomiso son:
 - a) Adquirir los bienes y servicios necesarios tanto para la operación como para el mantenimiento del edificio objeto del contrato, de acuerdo a los planes de compra que suministre el Fideicomisario, según corresponda

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- b) Arrendar el edificio equipado al ICE , administrar los flujos de efectivo para el repago de financiamiento, y en los términos acordados brindar el mantenimiento preventivo y correctivo a dichas instalaciones.
 - c) Convertirse en un vehículo para emitir y colocar títulos valores, de conformidad con las condiciones y características que se establecen en el prospecto de emisión y en el presente contrato, previa autorización de la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) ente regulador de emisiones de títulos de deuda. La emisión y colocación de los títulos podrá realizarse en tractos, de conformidad con los pagos, términos y condiciones proyectados. Asimismo podrá suscribir contratos de crédito para la obtención de los recursos necesarios para el financiamiento, según condiciones financieras del mercado.
- Con el monto que reciba el Fideicomiso por el arrendamiento del inmueble, se cancelará principal y rendimientos de los títulos valores colocados en el mercado de valores, así como, aquellas emisiones privadas de valores, créditos bancarios nacionales e internacionales.
 - El plazo del Fideicomiso será de 30 años.
 - El patrimonio del fideicomiso será utilizado única y exclusivamente para cumplir y realizar los objetivos del contrato de Fideicomiso.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 7. Obras en construcción y otras obras en construcción:

El movimiento de obras en construcción y otras obras en construcción se presenta como sigue:

	Al 31 de diciembre de		Capitalizaciones	Intereses capitalizados a la obra	Ajustes a periodos anteriores	Al 30 de junio de	
	2010	Adiciones				2011	
ICE							
P.H. Pirris (1)	₡	347.726	20.970	-	9.261	-	377.957
P.H. Reventazón (2)		38.425	26.302	-	589	-	65.316
Acceso Multiservicio Nacional (3)		51.267	9.243	(16.884)	8	1	43.635
Expansión de la telefonía móvil (4)		35.487	12.596	(1.097)	213	-	47.199
Transmisión Río Macho-Moin (5)		31.497	2.583	-	1.035	-	35.115
P.G Las Pailas (6)		25.035	2.401	-	211	-	27.647
Gestión Elementos de la Red		21.628	399	(2.518)	-	(3)	19.506
P.E.S.S.O.		15.742	12.774	-	28	-	28.544
Barras Auxiliares		13.991	989	-	552	-	15.532
Transmisión Peñas Blancas-Garita		11.472	-	-	-	-	11.472
Desarrollo de Redes		11.173	4.939	(6.189)	256	-	10.179
Transmisión Río Macho - San Miguel		10.050	958	-	511	-	11.519
Conformación y Rehabilitación de la Estructura		10.009	979	-	-	-	10.988
Internet		6.373	122	-	799	-	7.294
Mejoramiento Continuo de la Calidad		6.000	2.344	(1.282)	269	-	7.331
Sostenibilidad e insonoración de Infraestructura		5.991	3.450	-	-	2	9.443
Servicios Técnicos para proyectos de Distribución		5.853	1.751	-	479	-	8.083
Merlink (G.D.)		5.761	1.959	-	-	-	7.720
Voz IP		5.520	-	-	-	(1.722)	3.798
Mejoras a la Red de Transporte Electricidad		5.505	2.304	(1.371)	374	-	6.812
Soluciones IPTV		4.828	1.354	(41)	26	-	6.167
Acceso Banda Ancha Metropolitano		4.410	58	(1.125)	-	-	3.343
Transmisión La Caja		3.309	19	-	42	-	3.370
Centro de Datos		3.115	3.461	-	3	-	6.579
Sistema Inalambrico Banda Ancha		2.748	42	(622)	-	-	2.168
Expansión de la Plataforma y renovación		2.686	171	-	-	-	2.857
P.H Corobici		2.480	199	(80)	103	-	2.702
Transmisión Poas		2.281	125	-	-	-	2.406
Servicio Universal		2.217	1.840	(1.624)	-	-	2.433
Transmisión Cariblanco - Trapiche		2.109	681	-	111	-	2.901
P.H Cachi		1.948	5.322	-	149	-	7.419
Plataforma Multiservicios		1.902	958	-	-	-	2.860
Innovación en los puntos de contacto		1.848	52	-	-	-	1.900
Sistema de radio troncalizado		1.531	7.538	-	38	-	9.107
Interconexión Internacional		1.523	56	-	259	-	1.838
P.T. Garabito		1.473	230	-	42	-	1.745
Interconexión Ingenio El Viejo		1.466	327	-	62	-	1.855
Atención Integral del cliente empresarial		1.450	1.365	(1.779)	-	-	1.036
P.T San Antonio I		1.404	580	-	57	-	2.041
SopORTE Administrativo		1.384	789	-	-	-	2.173
Transformación de Energía		1.280	267	-	26	-	1.573
P.H Arenal		1.262	728	(28)	162	-	2.124
P.H Toro I		1.253	11	(410)	30	-	884
P.H Río Macho		1.220	773	-	34	-	2.027
Sostenibilidad y crecimiento de los ingresos		1.180	2.726	-	-	-	3.906
P.H Sandillal		1.091	190	-	43	-	1.324
P.H Angostura		1.090	86	-	51	-	1.227
P.T Moin III		1.073	1.538	(1.204)	69	-	1.476
P.H Toro II		917	392	-	26	1	1.336
Mejoras a la Red de Transporte		252	4.119	(79)	7	-	4.299
Fibra Optica de Conectividad Avanzada		228	4.999	(1.039)	-	-	4.188
Tranmisión Peñas Blancas - Garita		-	1.161	-	294	-	1.455
Servicios Móvil Avanzado		26	10.657	(10.682)	-	-	1
Otras Obras		10.071	5.529	(2.316)	727	27	14.038
Sub total Obras en construcción y otras obras en construcción	₡	731.560	165.406	(50.370)	16.946	(1.694)	861.848
ICE							

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

CNFL	€							
Extensiones de Líneas Aéreas	73	-	2.805	(2.734)	-	-	-	144
Extensiones de Líneas Subterráneas	532	-	788	(700)	-	-	-	620
Mejoras a subestaciones	79	-	39	(39)	-	-	-	79
Proyecto electrificación subterránea Paseo Colón	2.377	-	428	-	-	-	-	2.805
Equipo de Medición	-	-	975	(974)	-	-	-	1
Mejoras a Plantas Hidroeléctricas	150	-	129	(164)	-	-	-	115
Proyecto Hidroeléctrico Brasil 2	100	-	-	-	-	-	-	100
Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior (13)	11.218	-	5.818	-	-	-	-	17.036
Proyecto Eólico Valle Central	298	-	-	-	-	-	-	298
Proyecto Hidroeléctrico Anonos	171	-	173	-	-	-	-	344
Instalación de Lámparas	324	-	482	(556)	-	-	-	250
Compras y mejoras a terrenos	115	-	319	(429)	-	-	-	5
Compras y mejoras a edificios	756	-	648	(464)	-	-	-	940
Proyecto Eólico San Buenaventura	-	-	156	-	-	-	-	156
Sub total CNFL	€	16.193	-	12.760	(6.060)	-	-	22.893

Proyecto	Saldo inicial	Ajuste AE	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses capitalizados a la obra	Ajustes a periodos anteriores	Total general
RACSA							
Software	€	-	-	-	(1)	-	(1)
Red de fibra óptica aérea	4	-	41	-	-	-	45
Proyectos forestales	-	-	41	-	-	-	41
Sub total RACSA	€	4	-	82	(1)	-	85

Total Obras en Construcción Grupo ICE	€	747.757	-	178.226	(56.431)	16.946	(1.694)	884.827
--	----------	----------------	----------	----------------	-----------------	---------------	----------------	----------------

Una breve descripción de los principales proyectos de obras en construcción se detalla como sigue:

(1) Proyecto Hidroeléctrico Pirrís

Este Proyecto Hidroeléctrico se ubica en la Zona de Los Santos - Costa Rica, con una inversión cercana a US\$600 millones, y una capacidad instalada de 134 megavatios (MW). El 25 de enero del 2011, dio inicio al llenado del embalse de este Proyecto y se estima que sus operaciones se iniciarán en setiembre de 2011.

(2) Proyecto Hidroeléctrico Reventazón:

Este Proyecto hidroeléctrico se ubica en la cuenca media del Río Reventazón, Limón - Costa Rica con una capacidad de generación eléctrica de 305 MW, y se espera que entre en operación en el 2016.

Las inversiones realizadas durante el 2010 son financiadas con recursos ICE y con fondos provenientes de otros esquemas de financiamiento suscritos por el ICE. La inversión total para el desarrollo del proyecto se estima en aproximadamente US\$1.200 millones.

(3) Acceso Multi servicio Nacional (Telecomunicaciones 2011)

Este proyecto contempla obras relacionadas con instalación de equipos IMAPs y Nodos de Acceso Multi servicio, los cuales brindan servicios de voz, datos y video en la red de acceso. Además incluye obras de soluciones de corto plazo y de mejoras en la red de transporte y de

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

acceso en todo el país, su aporte es la modernización, mejora y ampliación de la red interurbana de fibra óptica y red de transporte, así como de las centrales SIEMENS.

(4) *Expansión de la telefonía móvil.*

El aumento del proyecto de expansión de telefonía móvil obedece principalmente al Proyecto Ampliación Red GSM, Gestión Proyectos de la Red Móvil y adquisición de equipos, licencias y servicios necesarios para inter operar e integrar el sistema de tecnología GSM con el sistema de tecnología 3G.

(5) *Línea de transmisión Río Macho – Moín*

Esta línea se ubica en los cantones de Paraíso, Turrialba, Siquirres y Limón.

Consiste en la reconstrucción de la Línea de Transmisión Río Macho-Moín ampliando su capacidad transportadora de 138 kilovatios a 230 Kilovatios que representa un cambio en las estructuras que soportan el cableado así como su sustitución, ampliando la altura de las mismas y la capacidad de transporte del cable. Dentro de este mismo proyecto se incluye la ampliación de la Subestación Moín.

(6) *Proyecto Geotérmico Las Pailas*

El Proyecto Geotérmico Las Pailas se encuentra ubicado en las faldas del Volcán Rincón de la Vieja, Guanacaste tendrá una generación de energía media anual de 276 GWh, con una potencia instalada de 35 MW con una tecnología Binaria. Dentro del Plan de Expansión de la Generación, el proyecto está para entrar en operación en el 2011.

Las adiciones del periodo corresponden principalmente a la actividad de perforaciones realizadas para la obtención de los pozos productores, reinyectores y el monitoreo necesarios para la operación del campo.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Sector Electricidad

Al 30 de junio de 2011; las principales obras en etapa de construcción por fuente de financiamiento se detallan como sigue:

	Obras en Construcción																	Al 30 de junio de 2011			
	Local	BID 796	JBIC	B.C.I.E Pirris	Bonos Colocación A	Bonos Colocación B	B.C.I.E Servicios Eléctricos 2007	B.C.I.E. (adicional)	C.A.F. (Corporación Andina Fomento)	Banca Nacional	B.C.I.E 1516	Banca Multilateral	Emisión I.N.S. A	Bonos Internacionales	Emisión Bonos Nacionales 2009	Emisión Bonos Nacionales 2010	B.E.I		Exterior	Servicios Terceros	Otros Organismos Internacionales de Desarrollo
<i>Generación Hidráulica</i>																					
PH Río Macho	€ 1.031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139	13	-	-	-	-	1.183
PH Cahii	2.036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71	5.312	-	-	-	-	7.420
PH Pirris	119.450	-	85.363	37.087	-	1.913	15.252	-	18.147	1	-	(553)	-	-	31.010	67.065	-	-	59	3.162	377.956
PH Reventazón	15.214	-	-	-	-	-	-	7	83	-	-	159	-	-	48.654	1.194	5	-	-	-	65.316
Sub total Generación Hidráulica	€ 137.731	-	85.363	37.087	-	1.913	15.252	7	18.230	1	-	(394)	-	48.654	32.414	72.395	-	-	59	3.162	451.875
<i>Subestaciones</i>																					
Transmisión Río Macho - Moín	€ 3.355	31	-	-	-	(44)	145	141	227	20	1.820	-	-	-	1	84	-	-	-	-	5.780
Transmisión Cariblanco-Trapiche	114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-	99
Transmisión Poás	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	-	-	-	17
Transmisión Tarbaca	155	1	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	25	-	-	-	-	196
Transmisión Peñas Blancas-Garita	337	290	-	-	-	-	-	108	-	-	-	-	-	-	10	1.017	-	-	-	-	1.762
Transmisión La Caja	2.531	300	-	-	-	14	69	-	6	446	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	3.370
Programa respaldo Transformadores Quin 03-07	1.144	-	-	-	-	-	28	-	91	160	-	-	-	-	38	112	-	-	-	-	1.573
Conexiones de Media Tensión	77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	86
Transmisión PH Pirris	311	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	319
Barras de alta tensión	7.603	39	-	-	-	1	1.078	-	1.631	3.058	-	-	-	-	880	1.242	-	-	-	-	15.532
Interconexión Ingenio El Viejo	871	25	-	-	-	-	1	-	206	254	-	-	-	-	370	129	-	-	-	-	1.855
S.T. Miravalles Ampliación No.8	201	-	-	-	-	-	38	-	-	105	-	-	-	-	26	184	-	-	-	-	554
Modernización s.t. Río Macho	381	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	-	-	-	-	-	571
Sub total Subestaciones	€ 17.086	686	-	-	-	(29)	1.359	249	2.161	4.058	1.820	-	5	-	1.325	2.996	-	-	-	-	31.714
<i>Líneas de Transmisión</i>																					
Transmisión Río Macho-Moín	€ 14.285	2.250	-	-	399	1.305	2.108	1.271	1.327	2.060	-	-	-	-	4	4.324	-	-	3	-	29.335
Transmisión Cariblanco-Trapiche	1.045	-	-	-	-	16	220	30	200	-	-	-	-	-	305	987	-	-	-	-	2.803
Anillo de La Amistad	418	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-	477
Transmisión Palmar	35	2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	4	86	-	-	-	-	128
Transmisión Parrita	31	1	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-	94
Transmisión Poás	1.460	774	-	-	1	32	9	-	-	-	-	-	-	-	8	104	-	-	-	-	2.389
Transmisión Río Macho-San Miguel	4.154	62	-	-	-	13	120	3	348	-	-	-	-	-	1.592	3.388	779	1.059	-	-	11.518
Transmisión Peñas Blancas-Garita	4.705	(481)	-	-	-	49	10	531	2.808	1.826	-	-	-	-	23	1.695	-	-	1	-	11.164
Transmisión Siepac líneas de transmisión	727	-	-	-	(27)	(99)	23	-	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	663
Instalación fibra óptica	16	-	-	-	-	-	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59
Sub total Líneas de Transmisión	€ 26.876	2.609	-	-	422	1.277	3.054	4.112	3.744	2.060	-	-	-	-	1.936	10.700	779	1.059	4	-	58.630
<i>Generación Geotérmica</i>																					
Obras subterráneas Miravalles	€ 15	-	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
P.G. Las Pailas	22.652	-	-	-	-	47	1.065	-	27	-	-	-	-	-	1.421	2.435	-	-	-	-	27.647
Sub total Generación Geotérmica	€ 22.667	-	-	-	-	32	1.065	-	27	-	-	-	-	-	1.421	2.435	-	-	-	-	27.647
Total Grupo ICE	€ 204.360	3.295	85.363	37.087	422	3.193	20.730	4.368	24.162	6.119	1.820	(394)	5	48.654	37.096	88.526	779	1.059	63	3.162	569.866

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Al 31 de diciembre de 2010; las principales obras en etapa de construcción por fuente de financiamiento se detallan como sigue:

	Obras en Construcción																	Al 31 de diciembre de 2010				
	Local	BID 796	JBIC	B.C.I.E Pirris	Bonos Colocación A	Bonos Colocación B	B.C.I.E Servicios Eléctricos 2007	B.C.I.E. (adicional)	C.A.F. (Corporación Andina Fomento)	Banca Nacional	B.C.I.E 1516	Banca Multilateral	Emisión Bonos I.N.S. A	Emisión Bonos Internacionales	Emisión Bonos Nacionales 2009	Emisión Bonos Nacionales 2010	B.E.I		Exterior	Servicios Terceros	Otros Organismos Internacionales de Desarrollo	
<i>Generación Hidráulica</i>																						
PH Río Macho	€	537	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138	6	-	-	-	-	681	
PH Cachi		29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17	1.902	-	-	-	-	1.948	
PH Pirris (1)		74.386	-	84.053	69.401	-	1.909	15.909	-	18.259	1	-	2.516	-	30.247	47.560	-	-	59	3.426	347.726	
PH Reventazón (2)		12.146	-	-	-	-	-	-	6	73	-	-	233	-	24.708	1.258	-	-	-	-	38.424	
Sub total Generación Hidráulica	€	87.098	-	84.053	69.401	-	1.909	15.909	6	18.332	1	-	2.749	-	24.708	31.660	49.468	-	-	59	3.426	388.779
<i>Subestaciones</i>																						
Transmisión Río Macho - Moín	€	3.026	31	-	-	(49)	156	146	-	226	53	1.820	-	-	1	80	-	-	-	-	5.490	
Transmisión Peñas Blancas-Garita		212	279	-	-	-	-	104	-	-	-	-	-	-	8	610	-	-	-	-	1.213	
Transmisión La Caja		2.483	287	-	-	14	69	-	6	446	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	3.310	
Programa respaldo Transformadores Quín 03-07		910	-	-	-	-	28	-	87	159	-	-	-	-	38	58	-	-	-	-	1.280	
Conexiones de Media Tensión		73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-	80	
Transmisión PH Pirris		274	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	274	
Barras de alta tensión		6.536	39	-	-	1	1.072	-	1.596	2.874	-	-	-	-	903	970	-	-	-	-	13.991	
Interconexión Ingenio El Viejo		763	25	-	-	-	1	-	206	-	-	-	-	-	370	102	-	-	-	-	1.467	
S.T. Miravalles Ampliación No.8		17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	-	-	-	-	37	
Modernización s.t. Río Macho		142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-	200	
Sub total Subestaciones	€	14.436	661	-	-	(34)	1.326	250	2.121	3.532	1.820	-	5	-	1.320	1.905	-	-	-	-	27.342	
<i>Líneas de Transmisión</i>																						
Transmisión Río Macho-Moín	€	13.504	2.088	-	-	399	1.307	2.104	1.915	1.286	1.230	-	-	-	4	2.167	-	-	3	-	26.007	
Transmisión Cariblanco-Trapiche		880	-	-	-	16	220	7	198	-	-	-	-	-	305	484	-	-	-	-	2.110	
Transmisión Palmar		20	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	4	68	-	-	-	-	95	
Transmisión Parrita		25	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-	38	
Transmisión Poás		1.457	774	-	-	1	32	9	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	2.281	
Transmisión Río Macho-San Miguel		3.454	62	-	-	-	13	120	1	349	-	-	-	-	1.592	2.619	779	1.059	-	-	10.048	
Transmisión Peñas Blancas-Garita		4.375	(526)	-	-	49	9	546	2.806	1.826	-	-	-	-	23	1.149	-	-	1	-	10.258	
Transmisión Siepac líneas de transmisión		701	-	-	-	(27)	(99)	23	-	39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	637	
Instalación fibra óptica		16	-	-	-	-	43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	59	
Sub total Líneas de Transmisión	€	24.432	2.400	-	-	422	1.278	3.065	4.729	3.702	1.230	-	-	-	1.936	6.497	779	1.059	4	-	51.533	
<i>Generación Geotérmica</i>																						
Obras subterráneas Miravalles	€	15	-	-	-	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
P.G. Las Pailas		20.813	-	-	-	-	47	1.065	-	27	-	-	-	-	1.421	1.663	-	-	-	-	25.036	
Sub total Generación Térmica	€	20.828	-	-	-	32	1.065	-	27	-	-	-	-	-	1.421	1.663	-	-	-	-	25.036	
Total ICE	€	146.794	3.061	84.053	69.401	422	3.185	21.365	4.985	24.182	4.763	1.820	2.749	5	24.708	36.337	59.533	779	1.059	63	3.426	492.690

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 8. Inversiones a largo plazo

Las inversiones a largo plazo se detallan como sigue:

Inversiones a largo plazo	Al 30 de junio de		Al 31 de diciembre de	
		<u>2011</u>		<u>2010</u>
ICE				
<i>Inversiones en acciones valoradas al costo</i>				
Cooperativas de Electrificación Rural	¢	43		43
Empresa Propietaria de la Red S.A.		2.872		2.872
<i>Inversiones financieras L.P.</i>				
Banco de Costa Rica		1.000		-
Gobierno (Bonos Deuda Externa)		5.877		576
Banco Popular		1.500		1.800
Banco Central de Costa Rica		1.741		-
Banco Hipotecario de la Vivienda (Bono)		500		500
Scotiabank (Certificado)		259		259
HSBC (Honk Kong Shangai Bank Corp)		138		137
Compañía Nacional de Fuerza y Luz (Bono)		821		821
JASEC (Bono)		580		580
Mutual Alajuela (MADAP)		315		-
Sub total ICE	¢	15.646		7.588
CNFL				
Acciones Empresa Propietaria de la Red		252		252
Eólico Valle Central S.A		3.404		2.594
Sub total CNFL	¢	3.656		2.846
Total inversiones a largo plazo Grupo ICE	¢	19.302		10.434

El Grupo ICE tiene participación accionaria en la Empresa Propietaria de la Red, S.A. (EPR), la cual fue designada para llevar a cabo el proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 9. Efectos y cuentas por cobrar

Los efectos por cobrar a corto y largo plazo se detallan como sigue:

	Al 30 de Junio de 2011		Al 31 de Diciembre de 2010		
	Largo plazo	Corto Plazo	Largo plazo	Corto Plazo	
ICE					
Cooperativas eléctricas y empresas municipales de distribución eléctrica	¢	-	814	-	2.354
Particulares		-	1.342	-	(2.015)
Empleados		-	15	-	15
Cuota del arreglo de pago puesta al cobro		2.570	89	-	76
Préstamo a entidades autónomas		-	61	279	74
Sub total ICE	¢	2.570	2.321	279	504
CNFL					
Planta Térmica Moín III - Intereses	¢	-	2	-	11
Funcionarios		9	22	6	4
Convenios de pago		-	25	-	15
Trámite Judicial		-	24	-	24
Estimación para Incobrables		-	(18)	-	(18)
Sub total CNFL	¢	9	55	6	36
Total efectos por cobrar Grupo ICE	¢	2.579	2.376	285	540

Según el acuerdo firmado el 08 de diciembre de 2009, entre la Empresa Propietaria de la Red (ERP) y los países de Centroamérica, para el Desarrollo del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), se solicitó al ICE la suma adicional de ¢2.573 (US\$4,5 millones). Para atender este compromiso, el ICE, con la previa anuencia del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y del Ministerio de Hacienda, facilitó dicho financiamiento pendiente, con los fondos disponibles del préstamo BID 1908/ OC-CR.

Al no realizarse el primer desembolso de dicho préstamo por parte del BID, el ICE financió transitoriamente con recursos propios y sobre este dinero, la EPR deberá reconocer la misma tasa de interés y todas las demás condiciones financieras establecidas en el contrato de préstamo No.BID 1908/ OC-CR.

La transferencia de fondos se realizó el 09 de diciembre de 2009 y se registró como un efecto por cobrar de corto plazo.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las cuentas por cobrar servicios prestados detallan como sigue:

Cuentas por cobrar servicios prestados	Al 30 de junio de 2011	Al 31 de diciembre de 2010
ICE		
Cooperativas eléctricas y empresas municipales de distribución eléctrica	11.338	9.215
Particulares	36.992	36.329
Dependencias públicas	4.116	3.637
Operadores y Proveedores de Servicios	1.331	896
Servicios fijos a particulares	972	972
Administraciones telefónicas	8.940	7.464
Sistema de alumbrado público	954	935
Venta de Dispositivos (terminales)	5.106	6.506
Sub total ICE	69.749	65.953
CNFL		
Servicios Eléctricos consumidores	18.590	16.945
Servicios Eléctricos gobierno	1.028	536
Servicios Eléctricos	509	830
Sub total CNFL	20.127	18.311
RACSA		
Clientes	2.092	2.842
Gobierno de Costa Rica	90	60
ICE	1.264	1.673
Cuentas en cobro judicial	1.217	708
Clientes en arreglo de pago	1	3
Lineas Extranjeras	1.313	976
Sub total RACSA	5.977	6.263
Total Grupo ICE	95.853	90.527

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Las cuentas por cobrar no comerciales se detallan como sigue:

Cuentas por cobrar no comerciales	Al 30 de junio de		Al 31 de diciembre de	
	¢	2011	¢	2010
ICE				
Subsidiarias	¢	2.404		573
Impuestos del gobierno		3.616		3.460
Empleados		210		298
Particulares	¢	38.169		27.011
Cobro administrativo		42.181		45.014
Cobro judicial		5.343		5.316
Sub total ICE	¢	91.923		81.672
CNFL				
Otros Servicios Prestados	¢	226		219
Funcionarios		17		13
Cheques sin Fondos		34		8
Cuentas por cobrar varios		654		467
I.N.S. Inmdenización Planta Cote (1)	¢	4.075		4.143
Daños a Instalaciones Eléctricas		822		755
Convenios, Servicios Liquidados y Otros		1.273		1.181
Servicios Varios gobierno		109		554
Retención 2% Impuesto sobre Renta		367		131
Adelanto Pago Impuesto Ventas		29		48
Crédito Fiscal Impuesto de Ventas		1.215		1.195
Sub total CNFL	¢	8.821		8.714
RACSA				
Cuentas por cobrar -otras-	¢	162		158
Pagos Anticipados Impuesto Sobre la Renta		161		287
Pagos parciales a proveedores		1		28
Intereses a Cobrar		14		22
Sub total RACSA	¢	338		495
Total Grupo ICE	¢	101.081		90.881

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

Nota 10. Inversiones transitorias

Las inversiones transitorias se detallan como sigue:

Inversiones Transitorias								
	Intermediario	Instrumento	Al 30 de junio de 2011	Valor Facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses		
<i>ICE-Electricidad</i>								
No comprometidas:								
Disponibles para la venta	Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	€ 4.302	-	3,72%-4,25%	A la vista	
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	2.417	-	4,14%-5,40%	A la vista	
		Instituto Nacional de Seguros	Fondos de inversión	1.700	-	4,86%	A la vista	
	Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	226	-	0,42%	A la vista	
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	10.128	-	0,20%	A la vista	
Mantenidas al vencimiento	Colones	Instituto Nacional de Seguros	Fondos de Inversión	1	-	0,54%	A la vista	
		Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a Corto Plazo	8.528	8.528	6,00%	Jun a Jul 2011	
		Banco Central de Costa Rica	Depósito Electrónico a Plazo	5.263	5.263	3,04%	Jun a Jul 2011	
Total Electricidad			€ 32.565					
<i>ICE-Telecomunicaciones</i>								
Comprometida:								
Mantenidas al vencimiento	Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado de Depósito a Plazo	€ 1.140	1.140	2,00%	May a Nov 2011	
No comprometidas:								
Disponibles para la venta	Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de Inversión	5.083	5.083	3,72%-4,25%	A la vista	
		Banco Nacional de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	8.594	8.594	6,85%-9,20%	Jul 2010 a Abril 2012	
		Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión	1.544	1.544	4,12%	A la vista	
		Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	1.000	1.000	6,80%	Feb a Agosto 2011	
		Banco de Costa Rica	Papel Comercial (Macro título)	4.881	5.000	6,45%	Ene 2011 a Ene 2012	
		Gobierno	Título de propiedad tasa fija	2.000	2.000	6,52%-6,78%	May 2011 a Mar 2012	
		Gobierno	Título de propiedad macro cero cupón	25.860	26.555	5,91%	Jul 2010 a Jun 2012	
		Instituto Nacional de Seguros	Fondos de Inversión	834	-	4,86%	A la vista	
		Banco Popular	Fondos de Inversión	987	-	4,03%	A la vista	
		Banco Popular	Certificado Depósito a Plazo	9.824	9.824	6,90%-10,10%	Agos 2010 a Ene 2012	
		Banco Central de Costa Rica	Bono de Estabilización Monetaria	15.169	15.557	6,64%	Set 2010 a Ene 2012	
		Banco Central de Costa Rica	Bono de Estabilización Monetaria-Tasa Fija	1.171	1.171	6,16%	Ene a Set 2011	
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado Depósito a Plazo	5.675	5.675	6,36% - 8,00%	Ene 2011 a Jun 2012	
		Operaciones de Recompra	Recompra	19.531	19.676	6,12%	Abril a Agosto 2011	
		Scotiabank de Costa Rica	Bono	800	800	6,54% - 9,25%	Feb a Nov 2011	
	BCIE	Papel Comercial	2.000	2.000	6,87%	Abril a Oct 2011		
	Mantenidas al vencimiento	Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión S	1	-	0,42%	A la vista
			Scotiabank de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo S	3.285	3.285	1,44%-1,60%	A la vista
		Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a Corto Plazo	3.397	3.397	6,00%	Jun a Jul 2011
			Banco Popular	Certificado Depósito a Plazo	1.041	1.041	6,90%	Jun 2011 a Mar 2012
			Banco Central de Costa Rica	Depósito Electrónico a Plazo	2.527	2.527	3,04%	Jun a Jul 2011
Certificado Depósito a Plazo			Certificado Depósito a Plazo	3.690	3.690	6,75%	Ene 2011 a Ene 2012	
Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	Certificado Depósito a Plazo	2.000	2.000	8,00%	Ene 2011 a Ene 2012	
		Certificado Depósito a Plazo	Certificado Depósito a Plazo	2.116	2.116	7,60%	Ene 2011 a Ene 2012	
		Certificado Depósito a Plazo	Certificado Depósito a Plazo	2.250	2.250	7,35%	Ene 2011 a Ene 2012	
		Depósito a Plazo BICSA MIAMI S	Depósito a Plazo BICSA MIAMI S	2.176	2.176	1,50%	Ene a Set 2011	
Certificado Depósito a Plazo	Certificado Depósito a Plazo	2.590	2.590	1,55%	May a Nov 2011			
Total Telecomunicaciones			€ 131.241					
Sub total ICE			€ 163.806					
RACSA								
Disponibles para la venta	Colones	Gobierno	Título Propiedad	€ 102	100	9,58%	Feb 2010 a Mar 2012	
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado Depósito Plazo	-	100	7,72%	Set 2010 a Jun 2011	
	Dólares	Gobierno	Bono Deuda Externa	76	150	5,00%	May 2009 a Feb 2012	
		BICSA	Título Propiedad	68	136	2,25%	Feb 2010 a Jul 2011	
Sub total RACSA			€ 3.412					
CRICRSA								
Disponibles para la venta	Colones	BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	Fondos de inversión	€ 13	-	-	-	
Sub total CRICRSA			€ 13					
Total Grupo ICE			€ 167.231					

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Valuación de Inversiones

A partir del 2009, con la entrada en vigencia de la Ley 8660 - Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, el ICE a incursionado en la acción de emitir, vender y adquirir valores en el mercado financiero primario o secundario, directamente en ventanilla, o por medio de los puestos de bolsa de valores que se estime necesarios; con el propósito de obtener los beneficios financieros del mercado bursátil.

El tratamiento financiero-contable de las inversiones transitorias se realiza de acuerdo con el análisis de cada instrumento, lo cual involucra la determinación de valores nominales, intereses, primas, descuentos y costos de transacción. Estos últimos al igual que las primas y descuentos son amortizados de acuerdo con el método de interés efectivo.

Las inversiones disponibles para la venta se valoran a precio de mercado utilizando el vector de precios de la empresa Proveedor Integral de Precios Centroamérica (PIPICA), y el efecto de la valoración a precio de mercado de las inversiones disponibles para la venta se incluyen en la sección patrimonial, en la cuenta denominada “Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros”.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Otros activos

Nota 11. Contratos por servicios

Los principales contratos por servicios convenidos con terceros se detallan a continuación:

Contratos por Servicios	¢	Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de
		2011	2010
PH Toro III (1)	¢	64.501	55.801
PG Las Pailas (2)		16.344	26.180
P.T. Garabito (3)		4.245	4.962
GSM		2.059	790
P.H Balsa Inferior		2.959	1.010
Proyectos de Telecomunicaciones		873	873
Proyectos ventas de servicios		650	541
Planta Cariblanco Rehabilitación		634	940
Empresa propietaria de la Red		450	450
Estudio Transmisión Papagayo		46	92
Vigilancia Servidumbre L.T Siepac Tramo Costa Rica		16	59
Acuerdo Marco ICE Línea SIEPAC		39	2
Total Contratos por Servicios ICE	¢	92.816	91.700

(1) Proyecto Hidroeléctrico Toro III

El Proyecto Hidroeléctrico Toro III se ubica sobre el afluente del Río Sarapiquí, Heredia, Costa Rica. Se tiene previsto que este proyecto generará 46 megavatios al Sistema Eléctrico Nacional.

La construcción de este Proyecto, estará a cargo del ICE y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), según el convenio de alianza suscrito por ambas entidades, el cual establece que el ICE y JASEC con una participación paritaria en cuanto a derechos y obligaciones, llevarán a cabo las actividades y gestiones necesarias para diseñar, financiar, construir, operar y mantener el Proyecto Toro III. Para llevar a cabo este Proyecto, las partes convienen la constitución de un fideicomiso con el Banco de Costa Rica, el cual deberá obtener el financiamiento y administrar los recursos para desarrollar las obras de infraestructura necesarias para la generación eléctrica, que posteriormente serán arrendadas al ICE y a JASEC para su operación.

Se estima que la obra estará finalizada para el segundo semestre del 2012.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

(2) Proyecto Geotérmico Las Pailas

En el 2007, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el ICE, suscribieron un contrato de arrendamiento con opción de compra de la Planta Geotérmica “Las Pailas”, ubicada en las faldas del volcán Rincón de la Vieja, y con una capacidad de 35 megavatios. En ese contrato el BCIE se comprometió a desarrollar y financiar la construcción de la planta y posteriormente arrendarla con opción de compra al ICE. El monto de ₡30.008 (₡15.009 en el 2009), representa los costos de construcción y servicios técnicos brindados por el ICE, los cuales serán reintegrados por el BCIE al ICE.

(3) Proyecto Térmico Garabito

En junio del 2007, el ICE en conjunto con el Banco de Costa Rica, constituyeron el fideicomiso conocido como “Fideicomiso de Titularización Proyecto Térmico Garabito” con el objetivo de generar y administrar de forma independiente, aquellos recursos financieros necesarios para la construcción de la Planta Térmica Garabito, en la provincia de Puntarenas. El Fideicomiso, en su calidad de propietario de la planta la arrendará al ICE con opción de compra, una vez que esté lista para entrar en operación. La construcción y posterior mantenimiento de la planta estará a cargo del ICE.

En mayo del 2011 la planta entra oficialmente en operación con una capacidad de generación entre 160 y 200 megavatios (MW).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 12. Diseño y planeamiento de la ejecución

En esta cuenta se incluyen aquellos costos incurridos o inversiones realizadas en la etapa de diseño y planeamiento de la ejecución de los proyectos se detalla como sigue:

Diseño y planeamiento de la ejecución	Al 30 de junio de		Al 31 de diciembre de	
	2011		2010	
P.H. El Diquís	¢	50.323		40.597
P.G. Borinquén		11.154		10.799
Desvío Toro San Miguel		7.206		5.825
Transmisión Cóbano		2.196		1.732
Transmisión Verbena		1.072		640
Transmisión Peñas Blancas-Garita		1.037		954
Transmisión Poás		667		323
Transmisión Cariblanco-Trapiche		561		637
P.H. Cachí		-		1.797
Otros		2.101		1.473
Total Grupo ICE	¢	76.317		64.776

El Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (PHED), ubicado en la Zona Sur de Costa Rica, corresponde a un proyecto que tendrá una potencia de 650 megavatios (MV), y una generación de 3.050 Giga Vatios hora (GWh/año).

Al 31 de diciembre de 2010, el PHED incluye los costos incurridos previos a la construcción, así como los desembolsos realizados en la fase de inversión, la cual comprende el diseño de las obras, los estudios técnicos, económicos y financieros por un monto de ¢40.597 (¢21.052 en el 2009), necesarios para completar los Estudios de Factibilidad y el Estudio de Impacto Ambiental definitivo.

Para iniciar su construcción es necesario que el PHED cuente con la aprobación por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA), organismo encargado de emitir la Viabilidad o Licencia Ambiental, para el inicio de la construcción del Proyecto. El correspondiente Estudio de Impacto Ambiental se estima que esté concluido a finales del año 2011.

El PHED ha sido declarado como de interés nacional de conformidad con el Decreto No.34312-MP-MINAE del año 2008. Mediante Decreto Ejecutivo N° 36513 del 17 de mayo del 2011, se creó la Comisión Coordinación Interinstitucional con la finalidad de colaborar y coordinar el desarrollo de la Zona Sur en el marco del PHED.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Dentro del área requerida para el PHED, se ubican algunos territorios indígenas, entre los cuales destacan: China Kichá (Cabécar) y Térraba (Térraba), para los cuales se requiere la utilización de 97 y 818 hectáreas, respectivamente (13% aproximadamente del área del embalse), comunidad con las cuales se han iniciado procesos legales y de consulta orientadas a la búsqueda de un acuerdo para la ejecución de tal proyecto.

En opinión de la División Jurídica Institucional del ICE, la realización de esta consulta indígena constituye un hecho vinculante para el otorgamiento de la Licencia Ambiental requerida por el ICE para el inicio de la fase constructiva del PHED.

Adicionalmente, el PHED mantiene en su contra dos procesos legales, uno corresponde a una Acción de Inconstitucionalidad y el otro a un Proceso Contencioso Administrativo por daños culturales, violación de normativa indígena general, violación y nulidad del Decreto de Conveniencia Nacional del PHED, interpuesto por la Asociación de Desarrollo Indígena de Térraba (ADIT) en junio de 2008 y mayo de 2011, respectivamente. En el Proceso Contencioso Administrativo el actor amplía y reclama daños haciendo una estimación prudencial por un monto de US\$200 millones o su equivalente en colones. Es opinión de los asesores legales del ICE, que la defensa de esos casos está basada en argumentos razonables de los cuales no pueden adelantar un criterio de éxito, pues el avance de los procesos es prematuro aún.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 13. Títulos valores por pagar (Bonos)

El detalle de los títulos valores (títulos de deuda) emitidos por el Grupo ICE es como sigue:

	Títulos Valores por Pagar					Al 30 de junio 2011	
	Saldos a Dic. 2010	Amortización del período	Diferencias cambiarías	Desembolsos del período	Largo	Porción	
					Plazo	Circulante	
ICE							
Deuda Interna							
Título N°1 - INS	¢ 12.383	-	-	-	12.383	-	
Título N°2 - INS	1.229	-	-	-	1.229	-	
Título N°3 - INS	30.500	-	-	-	-	30.500	
Emisión Bonos Serie A1	50.000	-	-	-	50.000	-	
Emisión Bonos Serie A2	6.328	-	-	-	6.328	-	
Emisión Bonos Serie B1	38.857	-	-	-	38.857	-	
Emisión Bonos Serie B2	25.905	-	-	-	25.905	-	
Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	28.426	-	-	-	28.426	-	
Emisión Bonos Serie B3-US\$-Electricidad	38.857	-	-	-	38.857	-	
Emisión Bonos Serie A3-Colones	20.000	-	-	-	20.000	-	
Emisión Bonos Serie E1-US\$-Electricidad	30.342	-	-	-	30.342	-	
Emisión Bonos Serie A4-Tele	2.255	-	-	-	2.255	-	
Emisión Bonos Serie A5-Elec	20.000	-	-	-	20.000	-	
Emisión Bonos Serie A2-Elec	-	-	-	15.246	15.246	-	
Emisión Bonos Serie E1-Elec \$ 2011	-	-	-	8.514	8.514	-	
Subtotal deuda interna	¢ 305.082	-	-	23.760	298.342	30.500	
Deuda Externa							
Bonos colocación A Credit Suisse First Boston	¢ 20.724	-	-	-	20.724	-	
Bonos colocación B Credit Suisse First Boston	31.085	-	-	-	31.085	-	
Subtotal deuda externa	¢ 51.809	-	-	-	51.809	-	
Prima Emisión de Bonos							
Prima Emisión Bonos Serie A1	¢ 160	4	-	-	156	-	
Prima Emisión Bonos Serie A2	93	2	-	-	91	-	
Prima Emisión Bonos Serie B1	171	5	-	-	166	-	
Prima Emisión Bonos Serie B2	449	36	-	-	413	-	
Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	8	-	-	-	8	-	
Emisión Bonos Serie B3-US\$-Electricidad	1.291	37	-	-	1.254	-	
Prima Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	4	-	-	-	4	-	
Prima Emisión Bonos Serie E1-Electricidad	211	8	-	-	203	-	
Prima Emisión Bonos Serie A4-Tele	-	-	-	-	-	-	
Prima Emisión Bonos Serie A5-Electricidad	-	-	-	-	-	-	
Prima Emisión Bonos Serie A2-Elec	-	-	-	-	-	-	
Prima Emisión Bonos Serie E1-Elec \$ 2011	-	-	-	4	4	-	
Sub total prima emisión de bonos	¢ 2.387	92	-	4	2.299	-	
Descuentos Emisión de Bonos							
Descuento Emisión de Bonos A2 -2010	¢ 635	11	-	-	624	-	
Descuento Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	100	3	-	-	97	-	
Descuento Emisión Bonos Serie A2-Elec	-	1	-	450	449	-	
Sub total descuento emisión de bonos	¢ 735	15	-	450	1.170	-	
Total ICE	¢ 358.543	77	-	23.314	351.280	30.500	
CNFL							
Deuda Interna							
Emisión de Bonos Serie A	¢ 6.000	-	-	-	-	6.000	
Emisión de Bonos Serie B	14.996	-	-	-	14.996	-	
Emisión de Bonos Serie B-2 - Año 2011	-	-	-	7.500	7.500	-	
Sub total títulos valores CNFL	¢ 20.996	-	-	7.500	22.496	6.000	
Total Grupo ICE	¢ 379.538	77	-	30.814	373.776	36.500	

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

Las características de esos títulos de deuda se detallan a continuación:

Acreedor	Instrumento	Moneda	Títulos valores por pagar					Fecha de Vencimiento		Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de
			Tasa de interés	Tipo de tasa	Tasa de comisión	Fecha de Contrato	2011			2010	
ICE											
<i>Bonos</i>											
Credit Suisse First Boston	Bonos colocación A	Dólares	7,10%	FIJA	-	01/12/2003	10/12/2013	¢	20.724	20.724	
Credit Suisse First Boston	Bonos colocación B	Dólares	6,45%	FIJA	-	03/02/2004	03/02/2014		31.085	31.085	
Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	9,50%	VARIABLE	-	30/09/2009	30/09/2021		50.000	50.000	
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		6.328	6.328	
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		28.426	28.426	
Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	07/11/2024		20.000	20.000	
Emisión de Bonos Serie A4	Bonos estandarizados	Colones	10,87%	FIJA	-	14/12/2010	14/12/2017		2.255	2.255	
Emisión de Bonos Serie A5	Bonos estandarizados	Colones	9,95%	VARIABLE	-	16/12/2010	16/12/2025		20.000	20.000	
Emisión de Bonos Serie B1	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	FIJA	-	17/11/2009	25/11/2009		38.857	38.857	
Emisión de Bonos Serie B2	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	FIJA	-	15/04/2010	20/05/2016		25.905	25.905	
Emisión de Bonos Serie B3	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	FIJA	-	24/06/2010	24/06/2022		38.857	38.857	
Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		30.342	30.342	
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	1,75%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		15.246	-	
Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		8.514	-	
Prima Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	9,50%	VARIABLE	-	30/09/2009	30/09/2021		156	160	
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		91	93	
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		8	8	
Prima Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	07/11/2024		4	4	
Prima Emisión de Bonos Serie B1	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	FIJA	-	17/11/2009	25/11/2009		166	171	
Prima Emisión de Bonos Serie B2	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	FIJA	-	15/04/2010	20/05/2016		413	449	
Prima Emisión de Bonos Serie B3	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	FIJA	-	24/06/2010	24/06/2022		1.254	1.291	
Prima Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		203	211	
Prima Emisión Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	FIJA	-	12/11/2010	12/11/2020		4	-	
Descuento Emisión de Bonos A2	Bonos estandarizados	Colones	9,25%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		(624)	(635)	
Descuento Emisión de Bonos A3	Bonos estandarizados	Dólares	11,41%	FIJA	-	03/11/2010	03/11/2020		(97)	(100)	
Descuento Emisión Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	1,75%	VARIABLE	-	06/11/2009	06/11/2024		(449)	-	
<i>Títulos</i>											
INS	Título 1	Dólares	2,44%	VARIABLE	0,75%	11/11/2008	12/11/2023		12.383	12.383	
INS	Título 2	Dólares	2,46%	VARIABLE	0,75%	11/11/2008	28/11/2013		1.229	1.229	
INS	Título 3	Colones	13,75%	VARIABLE	0,75%	06/03/2009	06/03/2012		30.500	30.500	
Sub total ICE								¢	381.780	358.543	
CNFL											
<i>Bonos</i>											
Emisión de Bonos Serie A	Bonos estandarizados		TBP +2,25%	VARIABLE	-	05/08/2006	05/08/2011	¢	6.000	6.000	
Emisión de Bonos Serie B	Bonos estandarizados		TBP +2,25%	VARIABLE	-	30/09/2010	30/09/2017		14.996	14.996	
Emisión de Bonos Serie B-2 - Año 2011	Bonos estandarizados		TBP +3,27%	VARIABLE	-	28/06/2011	28/06/2023		7.500	-	
Sub total CNFL								¢	28.496	20.996	
Total Grupo ICE								¢	410.276	379.538	

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

(1) Emisión de bonos ICE

Serie	Fecha Emisión	Fecha de vencimiento	Tasa de interés nominal anual		Millones de colones				
					Autorizados y emitidos	Colocados por serie	Saldo disponible	Prima en emisión de bonos	Descuentos en emisión de bonos
A1	30/09/09	30/09/21	Tasa básica pasiva +1,75	¢	50.000	50.000	-	161	-
A2	06/11/09	06/11/24	Tasa básica pasiva +1,75		50.000	34.754	15.246	101	635
A3	03/11/10	03/11/20	Tasa fija 11,41%		20.000	20.000	-	4	101
A4	14/12/10	14/12/17	Tasa fija 10,86%		10.000	2.255	7.745	-	-
A5	16/12/10	16/12/25	Tasa básica pasiva +2,20%		20.000	20.000	-	-	-
				¢	150.000	127.009	22.991	266	736

Serie	Fecha Emisión	Fecha de vencimiento	Tasa de interés nominal anual		Millones de dólares			
					Autorizados y emitidos	Colocados por serie	Saldo disponible	Prima en emisión de Bonos
B1	17/11/09	17/11/21	Tasa fija 7,65%	US\$	75	75	-	0,33
B2	20/05/10	20/05/16	Tasa fija 5,71%		50	50	-	-
B3	24/06/10	24/06/22	Tasa fija 7,18%		75	75	-	2,49
E1	12/11/10	12/11/20	Tasa fija 5,98%		75	59	16	0,41
				US\$	275	259	16	3,23

* Tipo cambio contable al 31 de diciembre 2010 ¢518,09

Mediante resolución SGV-R-2115 del 10 de setiembre de 2009, la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) le aprobó al ICE la oferta pública e inscripción en el Registro Nacional de Valores e Intermediarios de dos programas de emisiones de bonos estandarizados. Estos programas son: “A” hasta doscientos mil millones de colones (¢200.000), y “B” hasta doscientos millones de US dólares (US\$200 millones). El objetivo de ambos programas es el financiamiento de proyectos de inversión en los sectores de telecomunicaciones y electricidad. Estos programas fueron autorizados por el Consejo Directivo en el artículo 5 de la sesión 5868 celebrada el 14 de abril de 2009.

Posteriormente, mediante la resolución SGV-R-2335 del 06 de octubre de 2010 la SUGEVAL autorizó también la oferta pública e inscripción del Programa E de emisiones de bonos estandarizados hasta doscientos millones de US dólares (US\$200 millones), el cual fue autorizado por el Consejo Directivo en el artículo 2 de la Sesión 5921 celebrada el 07 de setiembre de 2010.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados (En millones de colones)

Credit Suisse First Boston

En sesión No 5514 del 20 de mayo de 2003, el Consejo Directivo aprobó una emisión de títulos valores por un monto de US\$100 millones a ser colocada en el exterior en dos tramos; US\$40 millones en el año 2003 y US\$60 millones en el año 2004.

Ese mismo consejo en su sesión No 5557 del 7 de octubre de 2003, acordó adjudicar a Credit Suisse First Boston como la entidad financiera que se encargaría de brindar los servicios de estructuración y colocación de la emisión de títulos valores ICE en el mercado internacional, hasta por un monto de US\$100 millones, de la siguiente forma:

Una colocación A en el año 2003 por un monto de US\$40 millones.

Una colocación B en el año 2004 por un monto de US\$60 millones.

Ambas colocaciones fueron realizadas mediante la figura de underwriting y los fondos captados fueron destinados al financiamiento de obras.

Las dos colocaciones fueron a 10 años plazo; la primera de ellas devenga una tasa de interés fija del 7,10% y vence el 10 de diciembre de 2013, la segunda devenga una tasa de interés del 6,45% y vence el 3 de febrero de 2014.

Títulos – Instituto Nacional de Seguros (INS)

En sesión No 5850 del 23 de octubre de 2008, el Consejo Directivo aprobó la emisión privada de títulos valores no negociables, como garantía de financiamiento con el INS para hacer efectiva la compra de algunas plantas térmicas. Las condiciones de estos títulos son las siguientes:

- Monto: US\$26,3 millones
- Instrumento: título valor de emisión privada no negociable, a la orden
- Plazo: 5 años
- Tasa de interés (variable): tasa LIBOR 6 M + 2%
- Comisión: 0,75% sobre el monto total pagadero una única vez al inicio
- Cupón: trimestral

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Por otra parte, el Consejo Directivo, en sesión No 5862 del 10 de febrero 2009 aprobó la emisión de títulos valores privados no negociables, como garantía de financiamiento con el INS para financiar el desarrollo de obras de distribución y comercialización, así como de infraestructura y transporte, contempladas en el programa de inversión del Sector Electricidad, bajo las siguientes condiciones:

- Monto: US\$55 millones (el título fue emitido en colones por un monto de ¢30.500, con base en el tipo de cambio en la fecha de emisión)
- Instrumento: título valor de emisión privada no negociable, a la orden
- Plazo: 3 años
- Tasa de referencia: tasa básica pasiva, con un piso de 13,75% neta
- Spread: 3,5%
- Comisión: 1% sobre el monto total pagadero una única vez al inicio
- Cupón: trimestral

Emisiones de Bonos Estandarizados Serie A CNFL

Mediante resolución número SGVR1479 de 12 de junio de 2006 la Superintendencia General de Valores (SUGEVAL) autorizó a la CNFL la emisión de Bonos Estandarizados Serie A ¢6.000.

Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B

Este Programa de Emisiones de Bonos Estandarizados Serie B por un total de US\$106 millones está conformado por varias emisiones para financiar el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior. Este proyecto pretende aprovechar el potencial del caudal del río Balsa para la generación de una potencia máxima de 37,5 MW y una producción media anual de 122 GWh. El plazo de desarrollo de la obra es de 3 años.

Bonos estandarizados - CNFL

El 22 de junio de 2011 la subsidiaria CNFL firmó un contrato de suscripción en firme con BN Valores Puesto de Bolsa S.A. por la totalidad de la emisión de Bonos Estandarizados Serie B2 por ¢15.000 millones la cual se colocará en dos tractos iguales según se detalla a continuación:

Primer tracto: Se liquidó el 28 de junio de 2011 por un monto de ¢7.500 millones

Segundo tracto: Se liquidará el 26 de julio de 2011 por un monto de ¢7.500 millones.

El precio de colocación al suscriptor en firme en ambos tractos es del 100% y la compensación convenida entre las partes se pactó en 0,95% sobre la totalidad de la emisión.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El resultado de colocación a clientes de BN Valores de Bonos Estandarizados Serie B-2 realizada el día 28 de junio del 2011, concluyó con un monto facial asignado de ¢7.500 y un monto transado de ¢7.504 un precio de 100% y un rendimiento del 9,68%.

El resultado de colocación a clientes de BN Valores de Bonos Estandarizados Serie B-2 segundo tracto realizada el día 26 de julio del 2011, concluyó con un monto facial asignado de ¢7.500 y un monto transado de ¢7.612 y un precio promedio ponderado de 100,67%.

Bonos estandarizados

El 29 de abril de 2011 el ICE convocó a subasta de valores por un monto de ¢15.246 de Bonos Estandarizados de la serie A2. El plazo de la emisión es de 15 años.

El objetivo de la emisión es dar capital de trabajo para inversión en el sector de electricidad.

El 4 y 12 de mayo del 2011, se realizaron las subastas de los Bonos Estandarizados de la Serie A2 indicados y el monto total facial asignado fue de ¢7.950 y de ¢7.296, con un precio ponderado de asignación de 97,05% y de 97,04%, respectivamente, para un total de captación de ¢15.246.

El 27 de mayo y el 03 de junio de 2011 el ICE realizó nuevamente subastas de valores por un monto de US\$16.434 millones y US\$4.744 millones; respectivamente, de Bonos Estandarizados Serie E1. El plazo de la emisión de estos bonos es de 10 años. El destino de los recursos es para el sector de electricidad. El monto facial captado de esas subastas fue US\$11.690 millones y US\$4.744 millones, con un precio promedio ponderado de asignación de 100,03% y 100,06%, respectivamente.

El 27 de junio de 2011, el ICE convocó a subasta de valores organizada por medio de la Bolsa Nacional de Valores S.A., por un monto de ¢7.745 de Bonos Estandarizados Serie A4, a realizarse el día 01 de julio de 2011. El resultado de esa subasta fue una captación por un monto facial de ¢7.745 y un precio promedio ponderado de asignación 99,69%.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 14. Efectos por pagar

Al 30 de junio de 2011 los movimientos de los efectos por pagar se detallan a continuación:

Efectos por pagar - ICE										
	Al 31 de € diciembre de 2010	Amortización del período	Diferencial cambiario	Desembolsos del período	Al 30 de junio de 2011	Largo Plazo	Porción Circulante	US\$	US\$	Saldos en US\$ 2011
Deuda Interna										
Compra deuda no reestructurada - Tramo V	€ 1.031	115	-	-	917	688	229	US\$		2
Sub total deuda Tramo V	€ 1.031	115	-	-	917	688	229	US\$		2
Banco Nacional de Costa Rica (B.N.C.R)	€ 19.932	226	-	7.300	27.007	26.463	544	US\$		52
Cooperación Paralela	27	5	-	-	21	21	-			0
Scotiabank	12.952	-	-	-	12.952	12.952	-			25
Scotiabank Tramo B	12.952	-	-	-	12.952	11.102	1.850			25
Sub total Scotiabank	€ 25.905	-	-	-	25.905	24.054	1.850	US\$		102
Transferencia Anticipada de Activos	€ 2.303	39	-	-	2.264	2.264	-	US\$		4
Fideicomiso BCR - Edificio Telecomunicaciones	€ 27.002	596	-	-	26.406	25.105	1.301			51
Sub total deuda interna	€ 76.200	981	-	7.300	82.519	78.595	3.924	US\$		159
Banco Centroamericano de Integración Económica										
B.C.I.E. # 1599	€ 72.300	4.995	-	2.624	69.930	59.940	9.990	US\$		135
B.C.I.E. # 1856	53.832	2.341	-	-	51.492	46.811	4.681			99
B.C.I.E. #1962	33.676	-	-	-	33.676	33.676	-			65
B.C.I.E. Reestructuración	20.724	1.684	-	-	19.040	15.478	3.562			37
Planta Térmica Moín III - B.C.I.E. # 1516	9.058	1.132	-	-	7.926	5.661	2.264			15
Sub total B.C.I.E.	€ 189.590	10.152	-	2.624	182.063	161.565	20.497	US\$		351
Banco Europeo de Inversiones (B.E.I.)	€ 7.150	1.104	-	-	6.046	3.736	2.309	US\$		12
Banco Interamericano de Desarrollo (B.I.D.)										
B.I.D. # 598	€ 2.839	284	-	-	2.555	2.044	511	US\$		5
B.I.D. 463/SF C.R.	134	134	-	-	-	-	-			0
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo B	108.799	-	-	-	108.799	101.028	7.771			210
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo A	88.593	-	-	-	88.593	84.902	3.691			171
B.I.D. No. 1908 / OC-CR	8.167	-	-	1.620	9.788	9.788	-			19
Sub total B.I.D.	€ 208.533	418	-	1.620	209.735	197.761	11.974	US\$		405
CAF Corporación Andina de Fomento	€ 51.809	-	-	-	51.809	49.650	2.159	US\$		100
Citibank	20.451	2.045	-	-	18.406	14.316	4.090			36
Japan Bank For International Cooperación	87.826	2.976	-	1.236	86.086	76.919	9.166			166
M & T Bank	3.855	321	-	-	3.533	2.891	642			7
Natexis Banque	389	91	-	-	298	108	189			1
Nordea Export & Project Finance	13.930	1.990	-	-	11.940	8.528	3.411			23
Cisco Systems Capital Corporation	1.094	212	-	-	882	448	434			2
BNP Paribas A	2.468	274	-	-	2.194	1.707	488			4
HSBC-Bank (Panamá)	10.362	1.036	-	-	9.326	7.460	1.865			18
BNP Paribas B	6.652	739	-	-	5.913	4.599	1.314			11
Nordea N°2	1.507	487	-	3.359	4.380	3.504	876			8
M & T N°2	2.268	281	-	539	2.526	2.021	505			5
Sub total deuda externa	€ 607.883	22.126	-	9.379	595.136	535.215	59.921	US\$		1.149
Total efectos por pagar largo plazo - ICE	€ 684.083	23.107	-	16.679	677.655	613.810	63.845	US\$		1.149

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

	Al 31 de € diciembre de 2010	Amortización del período	Diferencial cambiario	Desembolsos del período	Al 30 de junio de 2011	Largo Plazo	Porción Circulante	US\$	Saldos en US\$ 2011
Efectos por pagar corto plazo									
Deuda Externa:									
Scotiabank	€ -	-	-	5.000	5.000	-	5.000	US\$	10
Citibank N°2	28.495	-	-	25.905	54.399	-	54.399		105
Deutsche Bank Trust Company Américas	28.495	-	-	15.543	44.038	-	44.038		85
HSBC	5.181	5.181	-	15.543	15.543	-	15.543		30
Mercantil Commercebank	-	-	-	10.362	10.362	-	10.362		20
Total deuda efectos por pagar a corto plazo	€ 62.171	5.181	-	72.352	129.342	-	129.342	US\$	250
Total efectos por pagar (deuda) ICE	€ 746.254	28.287	-	89.030	806.997	613.810	193.187	US\$	1.558
Efectos por pagar - Subsidiarias									
	Al 31 de diciembre de 2010	Amortización del período	Diferencial cambiario	Desembolsos del período	Al 30 de junio de 2011	Largo Plazo	Porción Circulante		Saldos en \$ 2011
CNFL									
Deuda Externa:									
Instituto Crédito Oficial Reino de España	€ 13.260	-	(218)	-	13.042	13.042	-	US\$	25
Deutsche Bank, Sociedad Anónima Española	5.967	640	(110)	-	5.217	3.914	1.303		10
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 1	10.984	671	(185)	-	10.128	8.778	1.350		20
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 2	4.676	240	(79)	-	4.357	3.873	484		8
BICSA Línea de Crédito	1.554	-	(26)	-	1.529	1.018	510		3
Sub total Deuda Externa	€ 36.441	1.551	(617)	-	34.272	30.625	3.648	US\$	63
Total efectos por pagar (deuda) CNFL	€ 36.441	1.551	(617)	-	34.272	30.625	3.648	US\$	63
RACSA									
Banco Centroamericano de Integración Económica									
(B.C.I.E.)	€ 5.941	-	(547)	-	5.394	4.495	899	US\$	10
Banco HSBC	65	14	(15)	-	36	-	36		0
Control Electrónico S.A. (CESA)	6.631	282	(386)	-	5.963	4.780	1.183		12
BD Consultores S.A.	3.241	2.820	(421)	-	-	-	-		0
BICSA	-	-	-	1.012	1.012	-	1.012		2
Sub total deuda externa	€ 15.878	3.116	(1.369)	1.012	12.405	9.275	3.130	US\$	24
Total deuda interna Grupo ICE	€ 76.200	981	-	7.300	82.519	78.595	3.924	US\$	159
Total deuda externa Grupo ICE	€ 722.373	31.974	(1.986)	82.742	771.155	575.115	196.040	US\$	1.486
Total efectos por pagar (deuda) Grupo ICE	€ 798.573	32.955	(1.986)	90.042	853.674	653.710	199.964	US\$	1.645

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

A continuación se detallan los principales financiamientos adquiridos durante el 2010:

Deutsche Bank y del Citibank: Contrato Sindicado firmado en diciembre 2010 entre el ICE, el Citibank y Deutsche Bank, por un total de US\$210 millones, con una tasa de interés LIBOR más un margen del 1,60% a un plazo de 1 año; sobre este préstamo se ha recibido un primer desembolso por US\$110 millones equivalentes a ¢56.990 millones (dos tractos de US\$55 equivalentes a ¢28.495 millones cada uno) el cual corresponden a créditos puente, previo a la emisión de Bonos Internacionales que se tiene programados para el futuro.

Fideicomiso BCR-Edificio Telecomunicaciones: El 29 de enero de 2010, el Banco de Costa Rica (BCR) y el ICE acordaron utilizar el esquema denominado “Fideicomiso de Titularización”, el cual consiste en la constitución de un contrato de fideicomiso donde ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el BCR figura como fiduciaria. El fin general del establecimiento de este contrato consiste en que el mismo genere y administre de forma independiente los recursos financieros necesarios para la adquisición del bien denominado Centro Empresarial La Sabana, el que posteriormente será arrendado bajo el concepto de arrendamiento financiero al ICE por un periodo de 12 años.

Banco Nacional de Costa Rica (BNCR): Contrato firmado en agosto de 2010 entre el ICE y el Banco Central de Costa Rica (BCCR). Con esta negociación se finiquita el llamado financiamiento BANCA NACIONAL; el mismo se firmó por un monto total de ¢20.000 con una tasa de interés de TBP + 2.75% (piso de 10,25%) a un plazo de 15 años.

HSBC Bank (Panamá): Contrato firmado en noviembre de 2010 entre el ICE y HSBC Panamá, por un monto total de US\$20 millones, equivalentes a ¢11.436, con una tasa de interés la LIBOR a tres meses más 4,95% a un plazo de 5 años.

Desembolso BNP Paribas: Contrato firmado en setiembre de 2010 entre el ICE y BNP Paribas, por un monto de ¢11.024 (comprende Paribas A y B), con una tasa de interés de Libor semestral más un margen de 4,50%, a un plazo de 5 años.

ICE-BID 1908: Por ¢8.773, éste préstamo financiará un Programa de Desarrollo Eléctrico 2008-2011 que incluye obras de generación, transmisión, distribución y el nuevo Centro de Control de Energía.

Transferencia anticipada de activos: Por ¢2.586 corresponde a la transferencia anticipada de la Subestación Mogote y Línea de transmisión Maravillas-Liberia por parte de la Compañía Planta Eólica Guanacaste S.A., como resultado de la sociedad que suscribió con el ICE en el que se especifican que, terminada y aprobada la construcción y puesta en marcha de la subestación y de la línea de transmisión, las obras deben transferirse el ICE de forma inmediata. Al momento de registrar los activos transferidos se genera una deuda de largo plazo en el Sistema de Transmisión de Electricidad.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

CISCO Systems Capital Corporation: Contrato firmado en abril de 2010 entre el ICE y CISCO, por un monto total US\$50 millones con una tasa de interés del 3,25% a un plazo de 3 años, del cual se ha recibido un desembolso por ₡1.312 este primer desembolso fue recibido para el Sector Telecomunicaciones, cuya finalidad es para la compra de equipo y servicios de Cisco Systems Inc..

Banco Centroamericano de Integración Económica (B.C.I.E): Operación No. 1812 por US\$12 millones para adquisición de cable submarino del pacífico costarricense, a 10 años plazo, con 3 años de gracia, interés pagaderos semestralmente, tasa del sector público más margen a favor BCIE, actualmente 6,85%, garantía responsabilidad general vía un pagaré por cada desembolso realizado.

Control Electrónico CESA: Operación N°. 120037523, proyecto de inversión ampliación de la arquitectura JAVA, soluciones de código abierto por US\$12 millones, interés fijo de 7,5% a 5,5 años plazo, con 6 meses de gracia. Garantía objeto de compra.

Base de datos BD Consultores S.A: Operación N°. 120037659, proyecto solución especializada para el manejo de páginas amarillas, por US\$7 millones, con interés fija de 10% a 2,5 años. Garantía, objeto de compra.

Banco HSBC: Operación No. 50407112946, por US\$1 millón para aplicación de opción de compra de licitación pública 16-96, con intereses prime rate más 0,50 puntos, revisable y ajustable trimestralmente.

Banco Scotiabank: Operación No. 47144, por US\$3 millones para la compra del cable submarino Arcos I, con interés prime rate más 0,50 puntos revisable semestralmente, con vencimiento al 2010. Garantía cédulas hipotecarias terrenos San José.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

Nota 15. Obligaciones contra empréstitos

Las obligaciones contra empréstitos de detallan como sigue:

	<u>Al 30 de junio de</u>	
		<u>2011</u>
<u>Deuda Externa</u>		
<u>Otros Préstamos</u>		
Creditos a Proveedor	¢	38.334
Total deuda Externa Obligaciones contra empréstitos Grupo ICE	¢	38.334

Obligaciones contra empréstitos

El ICE opta por el tipo de financiamiento denominada “Crédito de Proveedores”, el cual se refiere a contrataciones en las que, el mismo contratista o proveedor de bienes y/o servicios otorga el financiamiento y lo consigna de esta manera a través de la presentación de su propuesta al concurso en el que participa.

Para poner en práctica esta forma de financiamiento, se ha establecido algunos lineamientos de aplicación obligatoria en todas aquellas contrataciones que se gestionen bajo la modalidad “Crédito de Proveedor”, los cuales deberán ser incluidos dentro del cartel de licitación o contratación directa, para financiar bienes y servicios en los proyectos de inversión.

Para que una oferta sea adjudicada a esta modalidad deberá cumplir con una valoración técnica, legal y financiera, esta última remitirá a la dependencia solicitante los resultados de la evaluación financiera así como su recomendación.

En febrero 2011, el Sector de Telecomunicaciones incursionó en esta modalidad de “Crédito de Proveedor”, registrando por este concepto una orden de compra por ¢38.334, generando una deuda por 5 años plazo con ECI TELECOM por adquisición de transeptores, módulo de abanicos, módulo clientes, repisa plataforma y otros, para ser utilizados en las diferentes regiones del país.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Resumen de los Covenant's más significativos.

Las principales cláusulas de cumplimiento (Covenant's financieros) que debe cumplir el Grupo ICE en relación con los contratos de deuda vigentes al 31 de diciembre de 2010, se detallan como sigue:

Operación	31 de diciembre de 2010	Sector	Cláusulas financieras (covenants)
ICE			
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Operación 1962	₡ 33.675	Electricidad	Mantener la razón financiera: ((Deuda + saldos de arrendamiento)/(EBITDA+pagos de arrendamiento)) < 4,5 veces Mantener la razón financiera: ((EBITDA+pagos de arrendamiento)/(gastos financieros+pagos de arrendamiento)) > 2 veces Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Citibank N1, N.A	20.451	Electricidad	Mantener una relación de deuda a EBITDA no mayor a 4:1 Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Citibank N2, N.A.	28.495	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 5,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Nordea Bank AB, Operación # SE10571	13.930	Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Nordea Bank AB#2	1.507	Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación 1931 A/OC – CR	197.392	Electricidad y Telecomunicaciones	Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener un Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #463/SF-CR	134	Electricidad	La participación del crédito en el costo del proyecto es por un máximo de 69,2% del costo de la obra financiada con el préstamo
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #1908/OC-CR	8.167	Electricidad	Mantener la razón financiera: Deuda a largo plazo/activo total < 0,5 veces
Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Operación #598 SF/CR	2.842	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Deuda a largo plazo + porción circulante) / Patrimonio < 1,5 veces
Corporación Andina de Fomento (CAF)	51.809	Electricidad	Mantener la razón financiera: (Pasivo/Patrimonio) < 0,8 veces Mantener la razón financiera: (EBITDA /servicio de deuda) > 2 veces Mantener la razón financiera: (Endeudamiento financiero/EBITDA) < 3,5 veces
Scotiabank de Costa Rica	25.904	Electricidad	Mantener una relación de cobertura de intereses no menor a 2:1 Mantener la razón financiera: (Deuda total/EBITDA) < 4,5 veces Mantener un Patrimonio neto consolidado > US\$3.300 millones

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Operación	31 de diciembre de 2010	Sector	Cláusulas financieras (covenants)
CNFL			
Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW, Frankfurt) (en millones)	US\$ 36		La razón capital a activos no puede ser menor a 50%, La razón de cobertura del servicio de la deuda no puede ser menor a 1.5 veces.
RACSA			
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), Operación 1812	₡ 5.941		Mantener la razón financiera de Liquidez: (Activo Circulante a Pasivo Circulante) > 1,25 veces Mantener la razón financiera de Endeudamiento: (Pasivo a Patrimonio) < 1 vez Tasa de Interés del Sector Público más margen a favor del BCIE. Catorce pagos semestrales y consecutivos con 36 meses de gracia.
HSBC	65		Tasa de Interés prime rate más 0.50 puntos revisable y ajustable trimestralmente. Noventa cuotas mensuales y consecutivas con 6 meses de gracia. Garantía Hipotecaria
Control Electrónico, S.A. (CESA)	6.631		Tasa de Interés Fija del 7.5%. Sesenta cuotas mensuales y consecutivas con 6 meses de gracia. Garantía Objeto de Compra.
BD Consultores	₡ 3.241		Tasa de Interés Fija del 10%. Treinta cuotas mensuales y consecutivas. Garantía Objeto de Compra.

En adición a lo anterior, el ICE se encuentra en la obligación de cumplir, entre otros, con las siguientes cláusulas de carácter general:

- a. No se fusionará ni se consolidará con cualquier persona, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias lo haga, excepto que: (a) cualquier subsidiaria del Prestatario (ICE) puede fusionarse o consolidarse con cualquier otra subsidiaria del Prestatario, y (b) cualquier subsidiaria del Prestatario se fusione con el Prestatario, y (c) cualquier fusión o consolidación aprobada por el Acreedor (Banco), siempre y cuando, en cada caso, que no se haya producido incumplimiento alguno que continúe al momento de tal transacción propuesta, o que este sea el resultado de ello.
- b. No venderá, ni arrendará, ni traspasará, ni dispondrá de otra manera, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias venda, arriende, traspase o disponga de otra manera de activos, ni otorgará opción alguna u otro derecho a comprar, arrendar o de otra manera adquirir activos, excepto por (1) ventas de inventario en el giro regular del negocio (2) en una transacción autorizada por el Banco y (3) ventas de activos por su valor justo en un monto total que no supere US\$20 millones (o su equivalente en otras monedas) en cualquier año.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- c. No celebrar ningún convenio en virtud del cual se acuerde o se obligue a compartir con terceros los ingresos que perciba directa o indirectamente de las obras construidas con financiamiento obtenido de las entidades mostradas en la tabla anterior.
- d. No creará ni aceptará que existan, ni permitirá que cualquiera de sus subsidiarias cree o acepte que exista cualquier gravamen con respecto a cualquiera de sus bienes, sean de su propiedad ahora o posteriormente adquiridos, ni cederá o permitirá que cualquiera de sus subsidiarias ceda cualquier derecho a recibir ingresos sobre las obras que se financiarán con obligaciones contraídas con el Banco.
- e. Mantendrá, y hará que cada una de sus subsidiarias mantenga seguros con asociaciones o compañías aseguradoras responsables y de buena reputación, en los montos y con la cobertura de riesgos que usualmente tienen las compañías dedicadas a negocios similares y que poseen propiedades similares en las mismas áreas generales en las que opera el Prestatario o tal subsidiaria.
- f. Cumplirá, y hará que cada una de sus subsidiarias cumplan, en todo sentido substancial, las Leyes, Reglas, Reglamentos y órdenes aplicables, y tal cumplimiento debe incluir, entre otros, cumplimiento con las Leyes Ambientales, excepto cuando no se espere razonablemente que el incumplimiento tenga un Efecto Negativo Substancial.
- g. A partir del 2011, se deberá cumplir con la relación deuda financiera/Ebitda con arrendamientos con un indicador menor a 4.0 veces.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 16. Cuentas por pagar

Las cuentas por pagar se detallan como sigue:

Cuentas por Pagar	<u>Al 30 de junio de</u> <u>2011</u>	<u>Al 31 de diciembre de</u> <u>2011</u>
ICE		
Proveedores de materiales	76.783	52.383
Proveedores de servicios	10.325	8.476
Impuestos	9.528	11.500
Planillas y retenciones de salarios	6.630	8.926
Otros acreedores	9.251	6.827
Sub total ICE	112.516	88.112
CNFL		
Compra de energía	-	-
Retenciones a funcionarios	838	783
Gobierno - impuesto sobre ventas de energía	1.573	1.548
Gastos no financieros acumulados por pagar	582	582
Otros acreedores	442	301
Sub total CNFL	3.435	3.183
RACSA		
Proveedores e instituciones nacionales	2.550	3.281
Cuentas por pagar líneas extranjeras	449	392
Otros acreedores	8.776	1.459
Sub total RACSA	7.135	2.216
Total cuentas por pagar Corto Plazo	112.995	86.666
Total cuenta por pagar Largo Plazo	10.092	6.845
Total Grupo ICE	123.086	93.511

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Detalle de las principales órdenes de compra reclasificadas a largo plazo al 30 de junio de:

O/C	Proveedor		<u>Al 30 de junio de 2011</u>
			<u>Monto</u>
<i>Electricidad</i>			
334890	VA Tech Hydro GMBH	¢	3.369
355413	Consortio John W MCDougall Company Inc Y		3.349
355675	Mitsubishi Corporation		1.518
356609	Andritz Hydro GMBH		7.852
356611	Andritz Hydro GMBH		2.966
359701	Magaz, S.A.		10.196
354864	Chint Electric CO LTD		4.261
355969	Ijjin Electric CO LTD		1.491
<i>Telecomunicaciones</i>			
353354	Ericsson AB		1.172
354073	Prysmian Telecomunicacoes Cabos e Sistem		1.202
354138	NEC de Colombia, S.A.		1.548
355419	Prysmian Telecomunicacoes Cabos e Sistem		2.916
356545	LTD Huawei Technologies CO. LTD		7.033
357077	Ericsson AB		7.392
359405	Teledata Networks LTD.		2.586
Total ICE		¢	58.850

Detalle de las principales órdenes de compra reclasificadas a largo plazo al 31 de diciembre:

O/C			<u>Al 31 de diciembre de 2010</u>
			<u>Monto</u>
<i>Electricidad</i>			
355675	Mitsubishi Corporation	¢	1.518
354864	Chint Electric Co LTD		3.835
355969	Ijjin Electric Co LTD		1.491
<i>RACSA</i>			
	Cuentas varias largo plazo		1
Total Grupo ICE		¢	6.845

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 17. Gastos acumulados obligaciones patronales

El movimiento de los gastos acumulados, se detalla como sigue:

		<u>Al 30 de junio de</u>	<u>Al 31 de diciembre de</u>
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
ICE			
Aguinaldo	¢	11.532	1.455
Salario escolar		7.166	15.027
Vacaciones		11.340	11.843
Riesgos Profesionales		-	52
Sub total ICE	¢	30.038	28.377
CNFL			
Aguinaldo	¢	2.135	426
Salario escolar		2.118	3.793
Vacaciones		2.583	2.648
Pago Tercer Bisemana		878	844
Pago Quinta Semana		71	70
Sub total CNFL	¢	7.785	7.781
RACSA			
Aguinaldo	¢	284	35
Vacaciones		558	558
Sub total RACSA	¢	842	593
Total Grupo ICE	¢	38.665	36.751

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 18. Provisiones Legales

Las Provisiones legales se detallan como sigue:

	<u>Al 30 de junio de</u>	<u>Al 31 de diciembre de</u>
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
ICE		
Prestaciones legales	¢ 7.260	6.056
Riesgos Profesionales	4.878	4.218
Provisión pasivos contingentes	15.108	14.848
Sub total ICE	¢ 27.246	25.122
CNFL		
Prestaciones legales-corto plazo	¢ 1.000	1.000
Prestaciones legales-largo plazo	14.857	13.816
Ley de Protección al Trabajador	119	112
Faltantes Cajeros y Fondos de Trabajo	7	6
Sub total CNFL	¢ 15.983	14.934
RACSA		
Prestaciones legales	¢ 10	4
Sub total RACSA	¢ 10	4
Total Grupo ICE	¢ 43.239	40.060

Por acuerdo en la Convención Colectiva de Trabajo de la subsidiaria CNFL firmada con sus empleados el 30 de agosto de 1995, la Compañía reconoce por el auxilio de cesantía un porcentaje sobre el cálculo de los veinte salarios posibles de cesantía conforme al número de años de servicio y de acuerdo con la siguiente tabla:

10 años 40%
11 años 45%
12 años 50%
13 años 55%
14 años 60%
15 años 65%
16 años 70%
17 años 75%
18 años 80%
19 años 90%
20 años 100%

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 19. Cuentas de orden

Las cuentas de orden se detallan como sigue:

Cuentas de Orden		Al 30 de junio de	Al 31 de diciembre de
		2011	2010
ICE			
<i>Garantías Recibidas</i>			
Cumplimiento	¢	129.143	122.575
Participación		5.765	3.735
Licitaciones		8	8
Recaudadores		3.980	4.282
Sub total Garantías recibidas	¢	138.896	130.600
<i>Otras Garantías Recibidas</i>			
Responsabilidad aval dado CNFL S.A.	¢	18.940	18.940
Servicios Varios		192	138
Sub total Otras garantías recibidas	¢	19.132	19.078
Garantías dadas a terceros			
Cumplimiento		10.418	17.615
Sub total Garantías dadas a terceros	¢	10.418	17.615
<i>Derivados Financieros</i>			
Reconversión de pasivo citigroup	¢	108.799	108.799
Swap Forward Starting B.I.D 1931 Tramo A		88.593	88.593
Swap HSBC Bank (Panamá)S.A		9.326	10.362
Cross Currency Swap		41.648	43.036
Cross Currency Swap 7 Años Citi		20.724	-
Cross Currency Swap 3 Años Citi		20.724	-
Cross Currency Swap 1 Años Citi		15.542	-
Cross Currency Swap 1 Años Barclays		10.362	-
Cross Currency Swap 1 Años HSBC		5.181	-
Cross Currency Swap 1 Años Citi (Trimestral)		10.362	-
Sub total Derivados Financieros	¢	331.261	250.790
Sub total ICE	¢	499.707	418.083

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

CNFL			
<i>Activos contingentes</i>			
Fondo de Ahorro y Préstamo	¢	23.898	21.270
Litigios en Colones y Dólares		1.137	1.156
I.C.E. Servidumbre Planta Cote		7	7
Pedidos de materiales en Tránsito		170	14
Pedidos de materiales locales en Tránsito		420	420
ASEFYL		9.050	8.287
Consumo Eléctrico		60	66
Alquiler Postes		67	67
Participación		199	698
Cumplimiento Mano de Obra Contratada		93	60
Cobro Servicios Eléctricos		747	746
Préstamo de Materiales		177	113
Cumplimiento - Proveeduría		6.217	3.052
Depósito rendición garantías funcionarios		202	49
Subtotal	¢	42.444	36.005
<i>Pasivos contingentes</i>			
Litigios en Colones y Dólares		47.833	38.363
Convenios de pago financiamiento electrodomésticos		60	59
Subtotal Pasivos contingentes	¢	47.893	38.422
Sub total CNFL	¢	90.337	74.427
RACSA			
Depósitos en garantía	¢	582	2.607
Sub-total RACSA	¢	582	2.607
Total Grupo ICE	¢	590.626	495.117

Cobertura Colón – US Dólar

Mediante el acuerdo tomado en la sesión #5943 el 22 de marzo de 2011, el Consejo Directivo autoriza la adquisición de instrumentos financieros derivados con el fin de mitigar el riesgo de fluctuaciones cambiarias (depreciación) de la moneda colón costarricense con respecto al dólar de los Estados Unidos de América; acordando la adquisición de instrumentos financieros denominados Cross Currency Swap al ser contratados con el Citibank N.A. y un monto máximo de cobertura (nocial) hasta por US\$160 millones.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Considerando los acuerdos mencionados anteriormente, el ICE adquiere entre marzo y junio de 2011, seis instrumentos financieros derivados (Cross Currency Swap), los cuales se detallan a continuación:

Condiciones	
Operación de Cierre 1 año	Operación de Cierre 3 años
Valor nominal: US\$30 en millones	Valor nominal: US\$40 millones
Monto cubierto: ₡15.100.	Monto cubierto: ₡20.132
Tipo de Cambio: ₡503,30	Tipo de Cambio: ₡503,30
Fecha efectivo: 25 de marzo de 2011	Fecha efectivo: 29 de marzo de 2011
Fecha terminación: 26 de marzo de 2012	Fecha terminación: 28 de enero de 2014
Periodo: semestral	Periodo: semestral
Fecha de pago: 26 de setiembre de 2011 y la de terminación.	Fecha de pago: 28 de julio y 28 de enero y la de terminación.
Tasa Fija en colones: 9,25%	Tasa variable en colones: TB+ 285 pb
Condiciones	
Operación de Cierre 7 años	Operación de Cierre 1 año
Valor nominal: US\$40 en millones	Valor nominal: US\$20 en millones
Monto cubierto: ₡20.132	Monto cubierto: ₡10.060
Tipo de Cambio: ₡503,30	Tipo de Cambio: ₡503,00
Fecha efectivo: 29 de marzo de 2011	Fecha efectivo: 17 de mayo de 2011
Fecha terminación: 02 de noviembre de 2017	Fecha terminación: 30 de mayo de 2012
Periodo: semestral	Periodo: semestral
Fecha de pago: 2 de mayo y 2 de noviembre y la de terminación.	Fecha de pago: 30 de noviembre y 30 mayo 2012.
Tasa variable en colones: TB+ 295 pb	Tasa Fija en colones: 8,40%
Condiciones	
Operación de Cierre 10 meses	Operación de Cierre 10 meses
Valor nominal: US\$10 en millones	Valor nominal: US\$20 en millones
Monto cubierto: ₡5.050	Monto cubierto: ₡10.096
Tipo de Cambio: ₡505,00	Tipo de Cambio: ₡504,80
Fecha efectivo: 15 de junio de 2011	Fecha efectivo: 16 de junio de 2011
Fecha terminación: 20 de abril de 2012	Fecha terminación: 20 de julio de 2012
Periodo: Semestral	Periodo: Trimestral
Fecha de pago: 20 de abril de 2012	Fecha de pago: 20 de julio de 2011, 20 de octubre de 2011, 20 de enero de 2012 y 20 abril de 2012.
Tasa Fija en colones: 8,50%	Tasa Fija en colones: 8,42%

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

Nota 20. Ingresos por servicios

Los ingresos por servicios relacionados con tarifas se muestran como sigue:

Grupo ICE Electricidad:

<u>Rebaja a partir del 13 de enero de 2011</u>		
Sistema	% Propuesto (promedio) 2011	% aprobado (promedio) 2011
Generación	0,25%	-9,10%
Transmisión	12,70%	-1,49%
Distribución	3,57%	-7,22%
Alumbrado Público	-2,34%	-12,28%
ICE Electricidad (promedio)	2,74%	-7,61%

La audiencia pública se realizó el 13 de enero del 2011, siendo aprobada en la Gaceta No. 40 del 25 de febrero del 2011. Disminución de tarifas ICELEC en promedio 7.61%, fue presentado a la ARESEP el 20 de noviembre del 2010.

<u>Aumento 01 de abril del 2011 al 31 de diciembre</u>	
Sistema	% aprobado (promedio) 2011
Generación	10,07%
Distribución	6,03%
Alumbrado Público	5,33%
ICE Electricidad (promedio)	7,21%

Petición tarifaria de electricidad para el servicio de generación de electricidad distribución y alumbrado público

El ICE presentó a la ARESEP, la solicitud de ajuste tarifario por reconocimiento de combustibles incurridos de más con respecto a los costos estimados para la generación térmica del año 2010 y que no fueron reconocidos por el ente regulador en ese periodo. Tal petición tarifaria

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

de electricidad se solicitó para los servicios de generación y distribución de electricidad y alumbrado público.

La ARESEP por medio de resolución 386-RCR-2011 del 29 de marzo del 2011, aprobó la solicitud de ajuste tarifario que presentó el ICE por el reconocimiento de combustible para la generación térmica del año 2010, de la siguiente forma: un 10,1% de incremento en las tarifas de generación, de un 6% en las de distribución y un 5,3% para alumbrado público. Este ajuste tarifario es aplicable a partir del 1 de abril al 31 de diciembre de 2011, las tarifas de 2012 deben volver al nivel que previamente tenían.

Aumento para recuperar el faltante en los ingresos que deben cubrir los gastos de combustible periodo 2010. La audiencia pública se realizó el 01 de marzo del 2011, siendo aprobada en la Gaceta No. 69 del 07 de abril del 2011. Disminución de tarifas ICELEC en promedio 7.61%, fue presentado a la ARESEP el 20 de noviembre del 2010. Regirá del 07 de abril del 2011 al 31 de diciembre del 2011.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz:

<u>Disminución 6,16%</u>	
<u>Sistema</u>	<u>% aprobado (promedio) 2011</u>
Alumbrado Público	6,16%

Se publica en Gaceta No.59 del 24 de marzo del 2011, disminución del 6.16% en las tarifas por efecto del ICE.

Grupo ICE - Telecomunicaciones

Flexibilización gradual de las bandas horarias aplicadas actualmente a los servicios de telefonía

El Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones mediante resolución RCS-061-2011 del 16 de marzo del 2011, establece una flexibilización de la banda horaria en cuatro etapas sucesivas e iguales en términos de la proporción de horas incluidas en la banda plena, con el fin de permitir al ICE y demás operadores elegir, con criterios de conveniencia comercial, el empaquetamiento de precios y servicios a ofrecer en el mercado de telecomunicaciones,

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

relacionados con la distribución de las horas de tarifas durante los siete días de la semana, incluyendo días feriados, tomando como parámetro el uso eficiente de su infraestructura de red.

Las actuales bandas horarias rigen según publicación del Pliego Tarifario en el Alcance No 52 a La Gaceta No 183 del 25 de setiembre del 2006, en donde define que las tarifas para el servicio de telefonía fija que brinda el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) son de ¢4,1(cuatro colones con diez céntimos)/minuto para el período pleno y de ¢2 (dos colones)/minuto para el período reducido; mientras que las tarifas de telefonía móvil son de ¢30 (treinta colones)/minuto para el período pleno y de ¢23 (veinte tres colones)/minuto para el período reducido.

El entorno que prevalece en el sector de telecomunicaciones costarricense, obliga al operador incumbente a comportarse como si se encontrara operando en un entorno de competencia, dado el ingreso real y evidente de nuevos competidores, por lo que la propuesta de flexibilización gradual de la banda horaria no solo resulta apropiada sino que es necesaria como instrumento de gestión comercial.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 21. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de mantenimiento y operación relacionados con el consumo de combustible de las plantas térmicas, se detallan como sigue:

	Al 30 de junio de	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Colima	¢ 876	567
Moin I	2.167	963
San Antonio	923	1.091
Barranca	706	1.071
Moin II	16.205	27.810
Moin III	12.432	4.592
Guápiles	1.724	2.407
Orotina	1.586	1.783
Planta Portátil - San Antonio	(169)	13.944
Planta Portátil - Colima	13.708	15.425
Garabito	25.661	75
Total Consumo de Combustible Grupo ICE	¢ 75.819	69.728

En el 2011 se presenta aumento en el consumo de diesel de las plantas térmicas Moin II, y Moin III, debido a la disminución de los caudales afluentes por la época seca, se requirió de energía no renovable para cubrir la demanda existente. El aumento en bunker se da por la puesta en marcha de la Planta Térmica Garabito inaugurada en abril del 2011.

En el 2010 se presentó un aumento en el consumo de combustible (búnker y diesel) en la planta térmica Moín II por ¢16.353 que se generó en los primeros meses del año por la época seca. En la Planta Térmica Garabito el incremento fue por ¢2.132 debido a las pruebas realizadas para el inicio de operación de los primeros motores.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 22. Operación y mantenimiento equipo bajo arrendamiento

El costo de operación y mantenimiento de equipos bajo arrendamiento operativo se detalla como sigue:

		<u>Al 30 de junio de</u>	
		<u>2011</u>	<u>2010</u>
Generación Térmica	¢	21.823	16.332
Generación Hidráulica		7.117	7.855
Subestaciones		2.343	1.075
Líneas de Transmisión		1.253	866
Transporte		7.482	7.282
Acceso		8.395	8.240
Civil y electromecánico		3.710	523
Plataformas		4.109	4.569
Total Grupo ICE	¢	56.232	46.742

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El Grupo ICE tiene como política registrar y clasificar los contratos de arrendamiento de equipo de telecomunicaciones, de transmisión y de plantas de generación eléctrica como arrendamientos operativos. Las generalidades de estos contratos se detallan como sigue:

<u>Orden de Servicio</u>	<u>Proveedor</u>	<u>Fecha del Contrato</u>	<u>Fecha aproximada Finalización</u>	<u>Monto contratado en millones de dólares</u>	<u>Pagado Total</u>	<u>Saldo Orden Servicio al 30 de junio de 2011</u>	<u>Gasto registrado al 30 de junio de 2011</u>	<u>No. Cuotas Establecidas en el contrato</u>	<u>Monto de la cuota</u>	<u>Periodicidad de la cuota</u>	<u>Objeto del Contrato</u>
323411	Consorcio ECI Telecom.	29-sep-05	28-feb-14	US\$ 32	15	18	€ 3.247	20	\$ 2	Trimestral	Arrendar equipos para un sistema de Transporte utilizando tecnología sobre fibra óptica frontera a frontera (Peñas Blancas - Paso Canoas) y de costa a costa (Limón - Omeños)
319447	Ericsson de Costa Rica	07-jun-04	04-dic-11	130	120	10	9.893	24	\$ 5	Trimestral	Arrendar equipos necesarios para brindar 600.000 soluciones integrales de telefonía inalámbrica usando tecnología GSM (600KL).
332855	Ericsson de Costa Rica	03-ago-07	04-dic-11	65	57	8	7.655	16	\$ 4	Trimestral	Ampliación del 50% del contrato de arrendamiento de los equipos necesario para brindar 600 000 soluciones inalámbricas utilizando tecnología GSM (300KL).
343012	Consorcio Huawei Technologies	10-feb-09	26-mar-15	233	62	172	23.322	20	Primera fase US\$ 8 Segunda fase US\$ 4	Trimestral	Arrendar un sistema de telefonía inalámbrica que utiliza un sistema de tercera generación denominado "sistema móvil avanzado" el cual consta de 950mil líneas (3G).
1691	Fideicomiso Titularización Peñas Blancas	16-ago-00	16-jul-15	11	8	3	339	155	Variable entre US\$ 875 y US\$ 725 miles de dólares	Mensual	Arrendar Planta Hidroeléctrica Peñas Blancas
1691	Fideicomiso Titularización Peñas Blancas	16-ago-00	16-jul-15	108	76	32	4.064	155	Variable entre US\$ 875 y US\$725 miles de dólares	Mensual	Arrendar Planta Hidroeléctrica Peñas Blancas
S.N.	Fideicomiso de Titularización Cariblanco.	03-jul-03	31-dic-19	304	91	213	10.350	147	\$ 2	Mensual	Arrendar Planta Hidroeléctrica Cariblanco
S.N.	Fideicomiso del P.T Garabito	05-nov-07	31-mar-22	743	63	680	26.150	142	\$ 5	Mensual	Arrendar Planta Térmica Garabito
342071	Alstom Power Rentals	01-jul-09	30-ago-11	51	43	8	9.851	24	\$ 2	Mensual	Arrendar Planta Generación Eléctrica ubicadas Plantel Barranca.
Total ICE				US\$ 1.678	534	1.144	€ 94.869				

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados
(En millones de colones)

<u>Orden de Servicio</u>	<u>Proveedor</u>	<u>Fecha del Contrato</u>	<u>Fecha aproximada Finalización</u>	<u>Monto contratado en millones de dólares</u>	<u>Pagado Total</u>	<u>Saldo Orden Servicio al 30 de junio de 2011</u>	<u>Gasto registrado al 30 de junio de 2011</u>	<u>No. Cuotas Establecidas en el contrato</u>	<u>Monto de la cuota</u>	<u>Periodicidad de la cuota</u>	<u>Objeto del Contrato</u>
350702	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste.	16-feb-10	06-sep-21	¢ 87.848	7.734	80.114	2.477	138	Variable entre ¢ 617 y ¢ 473	Mensual	Arrendamiento de Infraestructura para transmisión eléctrica Liberia Papagayo - Nuevo Colon.
Total ICE				¢ 87.848	7.734	80.114	2.477				

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El ICE estableció contratos de Fideicomisos de Titularización en conjunto con los Bancos Nacional y Banco de Costa Rica, donde el ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y los respectivos Bancos como fiduciarios, con el objetivo que los mismos generen y administren de forma independiente los recursos financieros necesarios para la construcción de las plantas Hidroeléctricas Peñas Blancas y Cariblanco. Tales fideicomisos podrán obtener esos recursos mediante la adquisición de préstamos comerciales y mediante la emisión, colocación y administración de títulos como resultado del proceso de titularización. Actualmente, los fideicomisos están autorizados para emitir deuda pública y al 31 de diciembre de 2010 en los estados financieros de esos fideicomisos registran pasivos por ese concepto. Para la construcción de las plantas mencionadas los respectivos fideicomisos contratan al ICE, considerando su experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo. Los fideicomisos, en su calidad de propietarios de las mencionadas plantas, las arriendan al ICE por períodos que oscilan entre 12 y 13 años, al final de los cuales el ICE tendrá la posibilidad de ejecutar la opción de compra establecida en cada contrato de arrendamiento.

Las principales cláusulas establecidas en los contratos de fideicomiso se resumen a continuación:

- El objetivo de los contratos es constituir fideicomisos para generar y administrar los recursos necesarios que demanda el desarrollo de los proyectos, que sirva como vehículo para crear un patrimonio autónomo con el fin de utilizarlo en un proceso de titularización, y obtener los recursos necesarios para financiar el proyecto.
- El patrimonio fideicometido de cada fideicomiso estará constituido por:
 - a) Los recursos líquidos que recauden los fideicomisos por concepto de emisión, colocación de títulos de deuda.
 - b) Los bienes muebles, bienes materiales e inmateriales del fideicomitente, que por ser imprescindibles para los fines del contrato, son trasladados en propiedad fiduciaria al fideicomiso; las obras civiles, los equipos, instalaciones, talleres, vehículos, inventario de equipos y materiales, equipo de oficina y de cómputo incluyendo software, documentos licencia, y cualesquiera otros, que hayan sido adquiridos con recursos de los Fideicomisos para el desarrollo de los proyectos y para la operación y mantenimiento de las plantas, así como también el derecho de uso de los terrenos propiedad del fideicomitente que se requiera para el desarrollo de los proyectos, y toda la información intelectual escrita y estudios producidos, para y durante el desarrollo de las obras del proyecto a cargo de los fideicomisos.
 - c) Los ingresos pactados por concepto de arrendamiento de las plantas.
 - d) Cualesquiera otros ingresos que pudieran percibir los fideicomisos por su normal funcionamiento.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- El fiduciario solo podrá utilizar el patrimonio fideicometido conforme a lo dispuesto expresamente en los contratos de fideicomiso y de acuerdo con las instrucciones que le gire el fideicomitente. Tanto las facultades de disposición que ejerza el fiduciario sobre el patrimonio fideicometido, así como las facultades del fideicomitente de girar instrucciones sobre dicho patrimonio, se encuentran limitadas a la ejecución de aquellos actos que sean estrictamente necesarios para el cumplimiento del objetivo del contrato de fideicomiso.
- La política financiera del fideicomiso será la de destinar los recursos que obtenga de la titularización y las inversiones transitorias, a la construcción de los proyectos, al pago de la deuda y a cubrir los costos de operación propios de los fideicomisos; una vez cumplidos los compromisos anteriores, todo el patrimonio fideicometido pasará de pleno derecho, a ser propiedad del fideicomitente.
- El fideicomitente deberá hacer la designación del Gerente de la Unidad Ejecutora, que deberá ser aceptado por el fiduciario, quién fungirá como su superior jerárquico, con los derechos y obligaciones que esto conlleva.
- Tanto el fideicomitente como el fiduciario convienen en que el ICE será contratado por el Fideicomiso, para que asuma la responsabilidad de la construcción de los proyectos, mediante un contrato de ingeniería y construcción.
- En la fecha que expiren los contratos de fideicomiso, automáticamente todo el patrimonio fideicometido resultante, y sin excepción, demora o condición alguna, será transferido de pleno derecho al fideicomitente, quién será en definitiva el legítimo titular.
- El plazo de los fideicomisos es de 20 y 30 años para el caso de los fideicomiso Peñas Blancas, y Cariblanco, respectivamente.

Adicionalmente, una subsidiaria mantiene un contrato de arrendamiento con opción de compra del sistema informático denominado Centro de Interacción con el Cliente suscrito con y el consorcio conformado por las empresas Base de Datos BD Consultores, S.A. y Control Electrónico, S.A.

El objeto de ese contrato es el arrendamiento con opción de compra de un sistema informático denominado “Centro de Interacción con el Cliente” (CIC). El consorcio le arrienda a la subsidiaria los equipos y sistemas, y se compromete a brindarle los servicios necesarios para su implementación, en las condiciones de precio.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Arrendamientos cancelados

Durante el 2010 se cancelaron de forma anticipada los contratos de arrendamiento establecidos con Energy International Costa Rica y Energy International Inc. para el suministro de energía térmica. Tal decisión fue tomada considerando el inicio de operaciones de la Planta Térmica Garabito durante el primer semestre del 2011. El ICE canceló una indemnización por rescisión contractual a ambos arrendatarios por la suma de US\$12 (en millones) equivalente a un monto de ¢6.844, el cual se presenta en el estado consolidado de ingresos y gastos como parte del rubro “Otros gastos”.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Detalle de arrendamientos operativos por iniciar es la siguiente:

Orden de servicio	Proveedor	Fecha del contrato	Fecha aproximada finalización	Monto en millones de US dólares				Valor de la opción de compra	Clasificación del arrendamiento	Objeto del contrato
				Monto contratado	Cuota	Periodicidad de la cuota	No. cuotas			
Sin orden	Planta Geotérmica Las Pailas	7-Mar-07	31-Dec-23	US\$ 235	10	Semestral	24	19	Operativo	Arrendamiento planta Geotérmica Las Pailas
Sin orden	Fideicomiso Proyecto Térmico Garabito	5-Nov-07	31-Mar-22	743	5	Mensual	142	213	Operativo	Arrendamiento planta Térmica Garabito
Total				US\$ 978				232		

Arrendamiento Planta Geotérmica Las Pailas

En diciembre de 2006 el Consejo Directivo del ICE acuerda aprobar el desarrollo del Proyecto Geotérmico Las Pailas mediante un esquema de ejecución-financiamiento denominado “no tradicional”, en el cual el ICE sea el constructor, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) el inversionista, desarrollador y propietario. Posteriormente, el ICE operará técnica y comercialmente la infraestructura en calidad de arrendatario por un plazo de doce años, al final de los cuales podrá ejecutar la opción de compra para adquirir la propiedad de la planta.

En marzo de 2007 el ICE y el BCIE suscriben un contrato de arrendamiento con opción de compra de la Planta Geotérmica Las Pailas, el cual incluye como principales cláusulas las siguientes:

- Se establece un arrendamiento por un plazo de 12 años con opción de compra de la Planta Geotérmica Las Pailas, a partir de la satisfactoria recepción de la misma por parte del ICE.
- El monto del arrendamiento semestral será de US\$10 (en millones) más una cuota por mantenimiento que oscila entre US\$0,5 y US\$1 (en millones) semestralmente. El monto de la cuota indicada está calculado suponiendo una tasa libor del 5,61% durante la etapa de construcción y arrendamiento, y que la inversión acumulada total al término del contrato será de US\$160 (en millones).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- El monto total del arrendamiento será de US\$240 (en millones) incluyendo cuotas de arrendamiento y mantenimiento.
- Al cabo del plazo del arrendamiento la opción de compra será por un monto del 15% de la inversión acumulada total al término de la etapa de construcción.
- El BCIE hará una inversión en la construcción de la planta por un monto de hasta US\$130 (en millones).
- El BCIE acepta que el ICE lleve a cabo la construcción de la planta hasta su terminación total e interconexión al Sistema Nacional Interconectado.
- La inversión acumulada total al término de la etapa de construcción habrá sido conformada en US dólares y únicamente por los siguientes renglones:
 - a) Monto acumulado real de la inversión directa por concepto de inversión a cargo del BCIE en la construcción de la Planta.
 - b) Un 0,75% de la inversión directa a cargo del BCIE y por una sola vez al momento del primer aporte que haga el BCIE como parte de la inversión directa.
 - c) Un 0,75% sobre los recursos objeto de la inversión directa estimada que estén pendientes de ser utilizados para la construcción de la Planta.
 - d) Rendimiento en función de la tasa LIBOR a seis meses más 2,25% sobre el monto de la inversión acumulada parcial que se vaya conformando durante la etapa de construcción de la Planta.
 - e) Los gastos de administración derivados de la conformación y operación de la Unidad de Gestión del Proyecto a ser constituida por el BCIE conforme lo indicado en el contrato.
- El ICE se compromete a tomar en arriendo la planta. EL ICE será el “arrendatario” y el BCIE será el “arrendador”.
- El arrendamiento inicia 48 meses después de la orden de inicio de la construcción de la planta.
- En caso que el ICE no ejecute la opción de compra las partes podrán acordar una extensión al contrato de arrendamiento hasta por 6 años, para lo cual debe realizarse una ampliación al contrato. El ICE podrá ejercer la opción de compra antes de la

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

conclusión del contrato por un monto igual al saldo de la inversión pendiente de recuperar por el BCIE.

Evento subsecuente:

En julio del 2011, la Presidencia de la República inaugura oficialmente la Planta Geotérmica Las Pailas.

Fideicomiso de Titularización Garabito

En junio del 2007 el ICE estableció un contrato de Fideicomiso de Titularización en conjunto con el Banco de Costa Rica, donde el ICE figura como fideicomitente y fideicomisario, y el Banco de Costa Rica como fiduciario, con el objetivo que el mismo genere y administre de forma independiente los recursos necesarios para la construcción de la Planta Térmica Garabito. Tal fideicomiso podrá obtener esos recursos mediante la adquisición de préstamos comerciales y mediante la emisión, colocación y administración de títulos de deuda como resultado del proceso de titularización. Actualmente, el Fideicomiso está autorizado para emitir deuda pública y al 31 de diciembre de 2010 registra pasivos por ese concepto. Para la construcción de la planta el fideicomiso contrata al ICE, considerando su experiencia en el desarrollo de proyectos de este tipo. El fideicomiso, en su calidad de propietario de la planta, la arrienda al ICE por un período de 142 (equivalente a 11 años y 10 meses), al final de los cuales el ICE tendrá la posibilidad de ejecutar la opción de compra establecida en el contrato de arrendamiento.

Las principales cláusulas establecidas en el Contrato de Fideicomiso se resumen como sigue:

- El objetivo del contrato es constituir un Fideicomiso para generar y administrar los recursos necesarios que demanda el desarrollo del proyecto, que sirva como vehículo para crear un patrimonio autónomo con el fin de utilizarlo en un proceso de titularización, y obtener los recursos necesarios para financiar el proyecto.
- El patrimonio fideicometido estará constituido por:
 - a) Los recursos líquidos que recaude el Fideicomiso por concepto de emisión, colocación de títulos de deuda.
 - b) Los bienes muebles, bienes materiales e inmateriales del fideicomitente, que por ser imprescindibles para los fines del contrato, son trasladados en propiedad fiduciaria al Fideicomiso; las obras civiles, los equipos, instalaciones, talleres, vehículos, inventario de equipos y materiales, equipo de oficina y de cómputo incluyendo software, documentos licencia, y cualesquiera otros, que hayan sido adquiridos con recursos del Fideicomiso para el desarrollo del Proyecto y para la

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

operación y mantenimiento de la planta, así como también el derecho de uso de los terrenos propiedad del fideicomitente que se requiera para el desarrollo del Proyecto, y toda la información intelectual escrita y estudios producidos, para y durante el desarrollo de las obras del Proyecto a cargo del fideicomiso.

- c) Los ingresos pactados por concepto de arrendamiento de la planta.
 - d) Cualesquiera otros ingresos que pudiera percibir el Fideicomiso por su normal funcionamiento.
- El fiduciario solo podrá utilizar el patrimonio fideicometido conforme a lo dispuesto expresamente en el contrato de fideicomiso y de acuerdo con las instrucciones que le gire el fideicomitente. Tanto las facultades de disposición que ejerza el fiduciario sobre el patrimonio fideicometido, así como las facultades del fideicomitente de girar instrucciones sobre dicho patrimonio, se encuentran limitadas a la ejecución de aquellos actos que sean estrictamente necesarios para el cumplimiento del objetivo del contrato de fideicomiso.
 - La política financiera del fideicomiso será la de destinar los recursos que obtenga de la titularización y las inversiones transitorias, a la construcción del Proyecto, al pago de la deuda y a cubrir los costos de operación propios del fideicomiso; una vez cumplidos los compromisos anteriores, todo el patrimonio fideicometido pasará de pleno derecho, a ser propiedad del fideicomitente.
 - El fideicomitente deberá hacer la designación del Gerente de la Unidad Ejecutora, que deberá ser aceptado por el Fiduciario, quién fungirá como su superior jerárquico, con los derechos y obligaciones que esto conlleva.
 - Tanto el fideicomitente como el fiduciario convienen en que el ICE será contratado por el Fideicomiso para que asuma la responsabilidad de la construcción del proyecto, mediante un contrato de ingeniería y construcción.
 - El plazo del fideicomiso es de 30 años.
 - La Presidencia de la República inaugura oficialmente la Planta Térmica Garabito en mayo del 2011.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 23. Estudios de pre inversión

Los gastos por estudios de pre inversión se desglosan como sigue:

	<u>Al 30 de junio de</u>	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
ICE		
Estudio Savegre	1.913	1.093
Estudio Mundo Nuevo	131	152
Estudio Pocosol - Arenal	32	25
P.H Ayil	27	-
Estudio Proyecto de Biogas	12	-
Estudio RC 500	10	11
Estudio Brujo I	10	15
Otros	6	234
Total Grupo ICE	2.141	1.530

El proyecto SAVEGRE al 30 de junio 2011; incurrió en gastos por ¢1.913 (¢1.093 en millones en el 2010) por concepto de estudios de ingeniería, factibilidad del sitio y obras anexas del túnel de conducción y tomas de agua. De confirmarse la viabilidad del proyecto, se estima estaría en operación en el 2021.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 24. Gastos complementarios de operación

Los gastos complementarios de operación se detallan como sigue:

Complementarios	Al 30 de junio de	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Servicios Móvil Avanzado	557	1.048
Transmisión Tejar	102	116
Proyecto Hidroeléctrico Chuscas	80	37
Otros	105	240
Sub total Grupo ICE	845	1.441

Según lo establecido por la Ley de Contratación Administrativa N. 7494, el ICE tiene la obligación de brindar supervisión a los proyectos construidos por terceros, y si no se tiene certeza de que dichas erogaciones sean reembolsables al ICE, los costos relacionados con la supervisión (en todas sus etapas) se reconocerán en los resultados del periodo.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 25. Otros productos y otros gastos

El resultado de otros productos por el periodo terminado al 30 de junio de 2011 se detalla como sigue:

Otros Productos	30 de junio de	
	2011	2010
ICE		
Intereses	¢ 4.687	6.574
Fluctuaciones cambiarias	19.012	60.009
Sanciones administrativas (ejecución de garantías)	1.330	-
Servicios de Construcción	22.336	-
Suministro de vapor	804	-
Otros productos	7.659	18.792
Sub total ICE	¢ 55.828	85.375
CNFL		
Ingresos financieros	317	20
Fluctuaciones cambiarias	904	7.034
Otros ingresos	4.040	-
Sub total CNFL	¢ 5.261	7.054
RACSA		
Ingresos financieros	¢ 110	12
Fluctuaciones cambiarias	218	417
Otros ingresos	869	-
Sub total RACSA	¢ 1.197	429
Total de otros productos Grupo ICE	¢ 62 286	92 858

Al 30 de junio de 2011, los servicios de construcción por servicios no regulados de los proyectos en etapa de construcción ascienden a ¢9.428.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

El resultado de otros gastos por el periodo terminado al 30 de junio de 2011 se detalla como sigue:

Otros gastos	Al 30 de junio de	
	<u>2011</u>	<u>2010</u>
ICE		
Intereses	¢ 22.169	19.607
Comisiones	1.293	1.033
Fluctuaciones cambiarias	1.608	8.703
Otros gastos	22.865	15.883
Sub total ICE	¢ 47.935	45.226
CNFL		
Intereses	¢ 949	1.010
Fluctuaciones cambiarias	508	3.447
Otros gastos	347	296
Sub total CNFL	¢ 1.804	4.753
RACSA		
Intereses	¢ 506	237
Otros gastos	41	51
Sub total RACSA	¢ 547	288
Total de otros gastos Grupo ICE	¢ 50.286	50.267

Al 30 de junio de 2011, los servicios de construcción incluyen facturas por avance o finalización de obras de contratos por servicios de ingeniería, diseño, construcción u otros servicios especializados en los proyectos en etapa de construcción con una variación de ¢10.000 en el Proyecto Geotérmico las Pailas.

El tipo de cambio utilizado es de ¢509.57 (¢518.09 el 2010) por US\$1,00, respectivamente, para valuar los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera.

Fluctuaciones cambiarias

Continúa la apreciación del colón con respecto al US dólar pasando de ¢518,09 en diciembre de 2010 a ¢509,57 en junio de 2011, lo que representa una disminución de ¢8.4 por US\$1,00 afectando la valorización de los activos y pasivos en moneda extranjera. El efecto estimado de la actualización de los tipos de cambio al 30 de junio del 2011 y por el periodo de seis meses terminados en esa fecha asciende a una ganancia por diferencial cambiario por un monto aproximado de ¢16.514.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 26. Flujos de efectivo

El efectivo y equivalente de efectivo se detalla como sigue:

Efectivo y equivalentes		<u>Al 30 junio de</u> 2011	<u>Al 31 de diciembre de</u> 2010
ICE			
Bancos	¢	-	2.430
Inversiones equivalentes de efectivo		162.666	170.201
Sub total ICE	¢	162.666	172.631
CNFL			
Bancos	¢	2 346	1 611
Fondos con finalidad específica		9 781	15 968
Sub total CNFL	¢	12.127	17.579
RACSA			
Bancos	¢	1 909	1 857
Inversiones equivalentes de efectivo		2 788	949
Productos acumulados por cobrar			21
Sub total RACSA	¢	4.698	2.827
CRICRSA			
Inversiones equivalentes de efectivo	¢	13	12
Sub total CRICSA	¢	13	12
Total Grupo ICE	¢	179.503	193.049

Nota 27. Normativa Tributaria

Obligaciones Tributarias ICE

El Grupo ICE tiene obligaciones tributarias que se rigen por lo estipulado en: Ley del Impuesto sobre la Renta y su Reglamento, Ley de Impuesto General sobre las Ventas y su Reglamento, Ley General de Aduanas y su Reglamento, la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, y la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Impuesto sobre la Renta - ICE

El Instituto Costarricense de Electricidad, es contribuyente del impuesto sobre la renta, en tanto realice actividades de carácter lucrativo y se generen utilidades sobre ellas. Mediante el Decreto de Ley No. 449, relacionado con la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, se establece en el artículo No. 17 que: “la política financiera del ICE será la de capitalizar las utilidades netas que obtenga de la venta de energía eléctrica y de cualquier otra fuente que las tuviere, en la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación e impulso de la industria a base de la energía eléctrica.”

Adicionalmente, la Ley No. 7722 denominada “Sujeción de Instituciones Estatales al Pago de Impuesto sobre la Renta”, establece que: “los excedentes constituirán la renta imponible y se obtendrán al restar, a los ingresos brutos, los costos, los gastos útiles y las reservas de inversión o fondos de desarrollo, necesarios y pertinentes para producirlos.”

Debido a que el ICE debe capitalizar la totalidad de las utilidades netas que obtenga, no presenta excedentes, lo cual a su vez significa que no presenta renta imponible, y por tanto no se genera una obligación por concepto de impuesto sobre la renta. Sin embargo, en sus transacciones normales la Administración Tributaria le aplica retenciones a cuenta del impuesto sobre la renta, las cuales posteriormente se aplican como pagos a cuenta del impuesto sobre las ventas.

Impuesto General sobre las Ventas

El ICE es contribuyente del impuesto general sobre las ventas, según Ley General de Impuesto sobre las Ventas. Este es un impuesto al valor agregado en la venta de mercancías y prestaciones de algunos servicios. Las tarifas de este impuesto son: para la venta de energía para consumo residencial de electricidad un 5% sobre el exceso de 250 kw de consumo mensual; sobre el consumo comercial y prestación del servicio de telecomunicaciones es del 13%.

Por tratarse de un impuesto al valor agregado, el ICE a su vez paga el impuesto de ventas sobre mercancías y servicios que requiere para el desarrollo de su actividad económica. Así cuando se trata de mercancías e insumos que se incorporen físicamente a la producción de energía y el servicio de telecomunicaciones, según lo establecido en artículo 14 de la mencionada Ley, puede aplicarse como un crédito fiscal al impuesto de ventas por pagar en el periodo.

Contribución especial parafiscal de operadores y proveedores de telecomunicaciones al Fondo Nacional de Telecomunicaciones (FONATEL) (Ley General de Telecomunicaciones No. 8642)

Esta contribución se determina por medio de una declaración jurada, por periodos de un año calendario. La fecha de presentación de esta declaración es el 15 de marzo de cada año y el pago de dicha contribución se distribuye en cuatro tractos equivalentes, pagaderos los días

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

quince de marzo, junio, setiembre y diciembre de cada año posterior al cierre del período fiscal que corresponda.

La tarifa de esta contribución es fijada anualmente por la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) y se calcula como un porcentaje de los ingresos brutos obtenidos o devengados directamente por la operación de redes públicas de telecomunicaciones disponibles al público. Los porcentajes establecidos para esta contribución oscilan entre el 1,5% y el 3%. En caso que no se defina la tarifa oportunamente, se aplicará la tarifa vigente al período fiscal inmediato anterior. Para los años 2010 y 2009, la tarifa vigente fue de 1,5%.

Impuesto Rojo

Creado mediante la ley 8690 Convencional, destinado al financiamiento de la Cruz Roja Costarricense “Creación del Impuesto Rojo al Servicio de Telefonía Móvil.”

Este impuesto corresponde a un 1% de la facturación del servicio telefónico, a partir de cinco mil colones, y no debe exceder quinientos colones por línea telefónica. Será ajustado en enero de cada año conforme a la tasa de inflación del país determinado por el Banco Central de Costa Rica.

Impuestos de Aduana

Como se define en la legislación aduanera la obligación tributaria aduanera se compone de impuestos aduaneros e impuestos internos y debe ser cancelada en su totalidad para nacionalizar las mercaderías. El impuesto aduanero conocido como DAI es el Derecho Arancelario a la Importación: es un impuesto ad-valorem, que se fija según la clasificación dentro de la codificación arancelaria establecida. Entre los impuestos internos están Impuesto Selectivo de Consumo (tarifa según mercancía), Impuesto Ley No.6946 (1%), Impuesto General sobre las Ventas (13%), otros específicos de IDA, IFAM, Depósito Libre Golfito, entre otros. Así según el tipo de mercancías o bien de exenciones articulares, el ICE debe cancelar la obligación tributaria aduanera en las importaciones de mercancías previo a su nacionalización.

Otras Obligaciones

Además el ICE tiene el papel de agente de retención del impuesto sobre la renta de acuerdo con lo establecido en la Ley del Impuesto sobre la Renta. En esta figura de responsable, el contribuyente es el retenido y el ICE actúa con responsabilidad solidaria. Así dentro de las responsabilidades como agente de retención debe retener y enterar al Fisco el impuesto

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

respectivo, por cuenta de los beneficiarios de las rentas de los tipos que se especifican a continuación:

- Salarios, pagos laborales, remuneraciones por servicios personales y dietas.
- Remesas o créditos a favor de no domiciliados por servicios tales como transporte, comunicaciones, asesoramiento técnico financiero, servicios personales y otros servicios, según conceptos y tarifas definidas en los artículos 55 y 59 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

Contrato eléctrico CNFL

El contrato eléctrico que desde el año 1941 rige las operaciones de la CNFL establece en el artículo 32 que durante la vigencia del contrato la Compañía continuará pagando los impuestos nacionales y municipales que a esa fecha estuvieron legalmente establecidos y que tengan carácter general. Asimismo continuará pagando al Municipio de San José 5% sobre las entradas brutas que reciba por servicio de electricidad en el Cantón Central de San José.

Nota 28. Administración del riesgo financiero institucional

Marco de administración de riesgo

El ICE está expuesto a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros: crédito, liquidez y mercado.

El Comité de Inversiones Institucional, es la entidad facultada para dar control y seguimiento a la administración, específicamente de las inversiones transitorias de los Sectores Electricidad y Telecomunicaciones del ICE. Es el órgano en el cual la Gerencia de Finanzas delega la responsabilidad de definir las políticas y procedimientos de inversión.

En este Comité se aprueba el documento denominado la Estrategia de Inversión y los Límites de Gestión para operar las carteras de inversiones del ICE. Además, se aprobó el Manual de Políticas de Inversión Financiera y el procedimiento para realizar inversiones en el mercado internacional buscando una mayor y mejor diversificación de las inversiones transitorias.

Las políticas de administración de riesgo del ICE son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por el ICE, fijar límites y controles de riesgo adecuados, así como para monitorear los riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de administración de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en las actividades del ICE.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Es política del ICE mitigar estas exposiciones lo máximo posible aprovechando oportunidades de mercado, obteniendo coberturas que se encuentren alineadas con sus objetivos estratégicos.

A pesar de que no se ha logrado conformar oficialmente el Comité de Riesgos, se han venido realizando sesiones en el Comité de Inversiones donde se atienden las actividades primarias relacionadas con la gestión de riesgos, con el apoyo del equipo ejecutivo de la Gerencia de Finanzas y considerando los acuerdos otorgados por la Junta de Adquisiciones.

En cuanto a las subsidiarias del Grupo, las mismas han diseñado e implementado un conjunto de políticas de riesgo, con el fin de minimizar posibles efectos adversos en su desempeño financiero.

Riesgo Crédito:

Pérdida potencial por la falta de pago de un cliente o contraparte en las operaciones que efectúe el ICE.

Como forma de mitigar este riesgo se da un control y seguimiento a las calificaciones de riesgo que poseen las inversiones, otorgado por los puestos de bolsa. Para este riesgo no se tienen colaterales recibidos en garantía.

Cuentas por cobrar

Producto de la estructura organizativa del ICE, las cuentas por cobrar se manejan directamente en los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones, por lo tanto, cada sector se encarga de diseñar e implementar los controles adecuados de las cuentas por cobrar.

El proceso para recuperar las cuentas por cobrar se puede resumir de la siguiente forma:

- Emisión de la facturación y proceso de cobro mediante mensajería en el sector telecomunicaciones para recordar el pendiente de pago.
- Suspensión de los servicios eléctricos y telefónicos de forma inmediata, posterior a la fecha de vencimiento de la facturación, donde el periodo promedio de cobro para el Sector Telecomunicaciones es de 29 días y en el Sector Electricidad es de 31 días.
- Se da posterior, un proceso de recaudación en línea, mediante contratos con recaudadores externos y entidades bancarias, o la recaudación interna mediante las cajas del ICE.
- La cancelación que no se logra captar por los medios anteriores se lleva a cobro administrativo, para lo cual, el ICE cuenta con empresas que se encargan de cobrar o gestionar con clientes arreglos de pago, como mitigantes de morosidad.
- En última instancia la morosidad residual se tramita en la División Jurídica Institucional mediante cobro judicial.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Inversiones

Desde el punto de vista del riesgo crédito o contraparte, se da control y seguimiento a las calificaciones de las inversiones que posee el ICE, de acuerdo con la Estrategia de Inversión y perfil de riesgo determinado por el Comité de Inversiones.

Se determinan los riesgos financieros a los que se encuentran expuestas todas las operaciones financieras relacionadas con instrumentos financieros, tales como: financiamiento a corto, mediano y largo plazo, todo lo concerniente a la gestión de tesorería: líneas de crédito, cartas bancarias, compras y ventas de monedas, inversiones, emisión de títulos valores, compras de materias primas, entre otros.

Los lineamientos de inversión son aprobados por el Consejo Directivo y el Manual de Políticas de Inversión por la Gerencia General. Este último contiene toda la normativa en el tema de emisores, instrumentos y sectores permitidos, así como lo que debe observarse en la relación con los puestos de bolsa y custodios.

El Comité de Inversiones Institucional es el órgano en el cual la Gerencia de Finanzas delega la responsabilidad de definir las políticas y procedimientos de inversión. Entre sus principales responsabilidades están:

- Proponer para visto bueno de la Gerencia de Finanzas y posterior aprobación de la Gerencia General del ICE, el Manual de Políticas de Inversión Financiera, que contiene la política de inversiones recomendada para la gestión de los recursos administrados, la que debe incluir cuando menos los objetivos y políticas de inversión de la cartera administrada, sus criterios de diversificación, los límites y los mecanismos de contingencia.
- Autorizar los instrumentos financieros que sean adquiridos y vendidos de conformidad con el Manual de Políticas de Inversión Financiera.
- Aprobar los portafolios de referencia, los cuales son portafolios de mercado de dinero existentes en las principales instituciones del país, tales como Banco Nacional y Banco de Costa Rica.
- Procurar que sus miembros y los administradores de cartera reciban charlas y presentaciones que coadyuven a la mejor administración de los recursos, en particular sobre nuevos instrumentos de inversión, comportamiento de los mercados y evolución de la economía.

El Comité de Inversiones se reúne una vez al mes y está conformado por cuatro funcionarios, de los cuales uno de ellos es del Proceso de Riesgos, además de dos externos a la Gerencia de Finanzas y un asesor externo. Dicho Comité hace sus reportes a la Gerencia de Finanzas y

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

recibe insumos del Subproceso de Inversiones, del Proceso Gestión Liquidez y del Proceso Gestión de Riesgo Financiero, así como del Asesor Externo.

Riesgo Liquidez:

El Riesgo de Liquidez en el ICE se refiere a las potenciales pérdidas por venta anticipada o forzosa de activos a descuentos inusuales y que no le permitan hacer frente a sus obligaciones, o bien, por el hecho de que una posición no pueda ser oportunamente enajenada, adquirida o cubierta mediante el establecimiento de una posición contraria equivalente.

En lo relativo al riesgo liquidez, se han generado acciones en los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones para que proporcionen mayor nivel de seguridad en la proyección de pago de los pasivos adquiridos, así como mayor rigurosidad en la proyección de ingresos, de forma tal, que se pueda obtener alta certeza en los flujos de caja de tesorería. Estas rigurosidades en la proyección de pasivos y gastos, así como en los ingresos de ambos sectores, permiten dar seguimiento y control a los flujos de efectivo o riesgo de liquidez que pueda enfrentar el ICE, así como a un mejor manejo de operaciones de tesorería, relacionado con compra y venta de divisas, acceso a líneas de crédito de corto y mediano plazo entre otros.

El Proceso Planificación Estratégica elabora las proyecciones de flujo de caja de mediano y largo plazo que se utilizan para entregar a las entidades bancarias y otros entes externos que lo requieren.

Por su parte el Proceso Gestión de Liquidez es el responsable de ejecutar la labor de Tesorería, (ejecución de los pagos y la administración de la deuda del ICE) y elabora un flujo de caja anual, con la información de presupuesto, adicionalmente cuenta con una programación de entradas y salidas de efectivo diarias que le permiten ir planificando los recursos requeridos para atender las erogaciones significativas. Además del presupuesto, se utiliza la información que genera el sistema de pagos institucional y las dependencias que administran contratos por montos relevantes.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Se realizan proyecciones para entes externos y para la administración de Tesorería, en el caso de entes externos generalmente se solicitan para cinco o diez años y en el caso de Tesorería, el flujo de caja es mensual y la programación de entradas y salidas de efectivo son diarias. Dichas proyecciones son utilizadas principalmente por entidades bancarias y reguladores y a lo interno por el Proceso Gestión Liquidez.

Cabe destacar que la liquidez se garantiza mediante la optimización del ciclo de pago, utilizando primero las fuentes sin costo y líneas de crédito de corto plazo (de ser necesario) y la política de pago de los proveedores es de 30 a 45 días aproximadamente a partir del evento que da lugar al pago y la presentación de la factura, además se paga una vez por semana, adicionalmente, todos los pagos siguiendo la política institucional se cancelan mediante transferencia bancaria. Las órdenes de pago se tramitan a través del Sistema de Pagos Institucional.

En cuanto a las líneas de crédito se utilizan para cubrir necesidades de capital de trabajo, los topes son los montos ofrecidos por la entidad bancaria, si en caso de ser montos mayores o iguales a los US\$20 millones, son aprobados por la Junta de Adquisiciones y por el Consejo Directivo. De acuerdo con la programación de entradas y salidas de efectivo se define el faltante y el plazo requerido para cotizar con los bancos y se desembolsa con el que ofrezca el menor costo, se documentan con un pagaré. Se utilizan para cubrir descalces entre la fecha de entrada de los ingresos y el pago de las obligaciones, además para atender requerimientos de compra de combustible en los primeros meses del año, producto de la generación térmica o como puente cuando por alguna razón se atrasa la entrada de los recursos de largo plazo.

Riesgo de Mercado:

El riesgo de mercado es el riesgo de que los cambios en los precios de mercado, por ejemplo en las tasas de cambio, tasas de interés o precios de las acciones, afecten los ingresos del ICE o el valor de los instrumentos financieros que mantiene. El objetivo de la gestión de riesgos es administrar y controlar que las exposiciones a este riesgo se encuentren dentro de parámetros razonables y al mismo tiempo optimizar la rentabilidad.

El ICE adquiere instrumentos financieros derivados para administrar parte de los riesgos de mercado existentes. Todas las operaciones de cobertura son valoradas según el valor que proporciona el emisor del instrumento. Se utiliza la contabilidad de cobertura, para aquellos instrumentos que califiquen, a fin de mitigar la volatilidad en los resultados.

Se han determinado en las operaciones financieras, los siguientes riesgos: variaciones en las tasas de interés (locales y extranjeras) y tipos de cambio de moneda extranjera.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Para lo cual se tienen cuatro tipos de instrumentos financieros derivados: tres para cubrir el riesgo de tasa de interés, como lo son: un Swap, un Plain Vanilla, un Forward Starting en el cual aplica el modelo de Contabilidad de Cobertura de Flujo de Efectivo y uno para cubrir los tipos de cambio de la moneda japonesa Yenes al dólar de los Estados Unidos de América denominado Cross Currency Swap.

Las características generales de las posiciones expuestas a riesgo de mercado que están siendo cubiertas con los derivados se presentan a continuación:

Detalle	Tramo B	Tramo A	HSBC	Yenes
No. de Identificación de la exposición:	BID-1931 B/OC-CR	BID-1931 A/OC-CR	Proyecto ampliación capacidad en Cables Submarinos	JIBC-CR-P3
Monto Principal	US\$210.000.000	US\$171.000.000	US\$20.000.000	¥8.170.293.196
Fecha de contratación	10/7/2008	27/1/2009	4/11/2010	17/02/2010
Fecha inicio cobertura	12/6/2008	14/1/2010	8/11/2010	20/10/2009
Fecha vencimiento cobertura	15/2/2018	14/7/2023	8/11/2015	20/04/2026
Plazo	10 años	15 años	5 años	17 años
Tasa Base	Libor 6 Meses	Libor 6 Meses	Libor 3 meses	Libor 6 Meses
Spread sobre/bajo tasa base	3,00%	3,62%	4,95%	2,20%
Tasa Fija	4,37%	3,23%	0,95%	3,13%
Tasa total Fija	7,37%	6,86%	5,90%	5,33%
Estrategia	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura
Riesgo Cubierto	Tasa de Interés	Tasa de Interés	Tasa de Interés	Tipo de cambio Yen/dólar
Tipo de Cobertura	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge	Cash Flow Hedge
Instrumento Contratado	Plain Vanilla Swap	Forward Starting	SWAP	Cross Currency Swap

Administración del Capital

Mediante la Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad, No. 449 del 08 de abril de 1949, en el capítulo IV Patrimonio y Utilidades, artículo 17 se establece: La política financiera del ICE será la de capitalizar las utilidades netas que obtenga de la venta de energía eléctrica y de cualquier otra fuente que las tuviere, en la financiación y ejecución de los planes nacionales de electrificación e impulso de la industria a base de la energía eléctrica.

El Gobierno no derivará ninguna parte de esas utilidades, pues el ICE no deberá ser considerado como una fuente productora de ingresos para el Fisco, sino que deberá usar todos los medios a su disposición para incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica de la Nación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 29. Pasivos contingentes

Los procesos judiciales vigentes al 30 de junio de 2011 que mantiene el ICE se detalla como sigue:

Proceso	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda al 30 de junio de 2011
<u>Activos Contingentes - demandas presentadas por el ICE:</u>		
<u>Sector Electricidad</u>		
Prevalicato	Proceso en Casación por condena en costas al ICE derivadas del desistimiento	¢ 1.093
Proceso Ordinario Contencioso	Ha la fecha el mismo se encuentra en casación.	2.357
Proceso Ordinario	La sentencia indica que ninguna de las partes incumplió el contrato, se apelo sentencia.	518
Proceso Ordinario	Mediante sentencia se declara sin lugar la demanda en todos sus extremos, la parte actora presenta recurso de apelación del cual nos dan plazo para expresar agravios, se expresan agravios.	1.186
Proceso Administrativo	Apelación.	535
Proceso Ordinario	El recurso de casación interpuesto por el actor fue declarado sin lugar por la sala primera en mayo 2011..	250
Proceso Ordinario	Existe una resolución donde se suspende la audiencia preliminar por acumulación de procesos, con INOLASA, el ICE esta en espera de fecha para nueva audiencia preliminar, el tribunal señalo en Setiembre 2010, para llevar a cabo la audiencia preliminar.	994
Proceso Ordinario	La demanda fue contestada por los demandados (ICE), pendiente de resolver apelación por parte del juzgado esto para continuar con el proceso.	1.580
Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda	Se está en espera de sentencia de casación.	125
Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda	Recurso de casación declarado sin lugar, en espera de que se presente la liquidación de costas.	250
Sub total ICE Electricidad		¢ 8.887

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

<u>Sector Telecomunicaciones</u>			
Proceso Ordinario de Lesividad	En espera de resolución del juez ante defensas previas presentadas por el demandado	¢	2.089
Proceso Ordinario	Primera instancia se contesto demanda en Noviembre del 2007, se ordeno acumular al proceso ordinario del del 06 de Octubre 2008 se contesta demanda, se encuentra en etapa probatoria.		429
Proceso Ordinario	Se ordeno acumular al proceso ordinario del 6 de Octubre 2008 se contesta demanda, se encuentra en etapa probatoria.		1.294
Proceso Ordinario	La sentencia declara con lugar la demanda del actor, se condena al ICE, a indemnizarle el precio justo del terreno que el ICE utilizo.		578
Proceso Administrativo	Instancia Administrativa		625
Proceso Ordinario	El Juzgado, fijó audiencia para prueba testimonial el día 6 de julio de 2010. Contestada la demanda desde el 15 de junio de 2009, el ICE se opuso a la modificación del monto señalado en interposición, lo cual no ha sido resuelto vía sentencia.		121
Proceso Ordinario	Sentencia N° 716-2010 de 15:10 horas del 11-03-2010 condenó al ICE, considerando que no hay pruebas en el expediente administrativo que sustenten la aplicación de las multas. Pendiente Ejecución de Sentencia.		266
Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda	Impugnación de resolución del mes de Noviembre 2010, que ordena el deposito del monto , se presento gestión de prejudicialidad		694
Juzgado Contencioso Administrativo	Con sentencia, se declara con lugar la demanda, a la fecha la actora no ha interpuesto ejecución de la sentencia.		125
Sub total ICE Telecomunicaciones		¢	6.222
Total Grupo ICE		¢	15.109

El Grupo ICE ha incluido la provisión para contingencias, de acuerdo con la política indicada, para cubrir eventuales obligaciones que pudieran resultar de la resolución final de los procesos mencionados.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 30. Ley general de Telecomunicaciones

La Ley General de Telecomunicaciones N° 8642 fue publicada en el diario oficial La Gaceta de 30 de Junio 2008, la misma establece los ámbitos y mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios.

El objeto de esa Ley es establecer el ámbito y los mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones, así como:

- Garantizar el derecho de los habitantes a obtener servicios de telecomunicaciones.
- Asegurar la aplicación de los principios de universalidad y solidaridad del servicio de telecomunicaciones.
- Fortalecer los mecanismos de universalidad y solidaridad de las telecomunicaciones, garantizando el acceso a los habitantes que lo requieran.
- Proteger los derechos de los usuarios de los servicios de telecomunicaciones, asegurando eficiencia, igualdad, continuidad, calidad, mayor y mejor cobertura, mayor y mejor información, más y mejores alternativas en la prestación de los servicios, así como garantizar la privacidad y confidencialidad en las comunicaciones.
- Promover la competencia efectiva en el mercado de las telecomunicaciones, como mecanismo para aumentar la disponibilidad de servicios, mejorar su calidad y asegurar precios asequibles.
- Promover el desarrollo y uso de los servicios de telecomunicaciones dentro del marco de la sociedad de la información y el conocimiento y como apoyo a sectores como salud, seguridad ciudadana, educación, cultura, comercio y gobierno electrónico.
- Asegurar la eficiente y efectiva asignación, uso, explotación, administración y control del espectro radioeléctrico y demás recursos escasos.
- Incentivar la inversión en el sector de las telecomunicaciones.
- Procurar que el país obtenga los máximos beneficios del progreso tecnológico y de la convergencia.
- Lograr índices de desarrollo de telecomunicaciones similares a los países desarrollados.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Esa Ley indica que se otorgarán concesiones para el uso y la explotación de las frecuencias del espectro radioeléctrico, que es un bien de dominio público, que se requieran para la operación y explotación de redes de telecomunicaciones. Dichas concesiones habilitarán a su titular para la operación y explotación de la red. Por medio de los procedimientos previstos en esa Ley, no podrán otorgarse concesiones o autorizaciones relacionadas con la operación de redes públicas de telecomunicaciones asociadas únicamente con la prestación del servicio telefónico básico tradicional. De este proceso las posturas ganadoras fueron la empresa Claro CR Telecomunicaciones por US\$75 millones para una concesión y Azules y Platas (Telefónica) por US\$95 millones para otra concesión.

Esta Ley crea el Fondo Nacional de Telecomunicaciones (Fonatel), como instrumento de administración de los recursos destinados a financiar el cumplimiento de los objetivos de acceso universal, servicio universal y solidaridad y corresponde a la SUTEL la administración de los recursos de Fonatel.

Otras temas importantes de esa Ley son los siguientes:

- Los operadores de redes públicas y proveedores de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, deberán garantizar el secreto de las comunicaciones, el derecho a la intimidad y la protección de los datos de carácter personal de los abonados y usuarios finales, mediante la implementación de los sistemas y las medidas técnicas y administrativas necesarias.
- Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la SUTEL, conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente.
- Se garantiza el acceso y la interconexión de redes públicas de telecomunicaciones, a fin de procurar la eficiencia, la competencia efectiva, la optimización del uso de los recursos escasos y un mayor beneficio para los usuarios. Los precios de interconexión deberán estar orientados a costos, y serán negociados libremente por los operadores entre sí, con base en la metodología que establezca la SUTEL.
- Se establece un canon correspondiente a la SUTEL por los servicios de Telecomunicaciones. El monto pagado durante el período 2010 asciende a ¢ 2.941 millones (¢ 1.551 millones durante el 2009).
- Se constituye un canon de reserva del espectro radioeléctrico que establece que los operadores de redes y los proveedores de servicios de telecomunicaciones deben cancelar

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

anualmente un canon de reserva del espectro radioeléctrico, cuyo objetivo la planificación, la administración, y el control del uso del espectro radioeléctrico y su recaudación está dirigida al financiamiento de las actividades que le corresponde desarrollar a la SUTEL. Se indican que serán sujetos pasivos los operadores de redes o proveedores de servicios de telecomunicaciones, a los cuales se haya asignado bandas de frecuencias del espectro radioeléctrico, independientemente de que hagan uso de dichas bandas o no. El monto a cancelar por este canon es calculado directamente por SUTEL y de acuerdo con sus parámetros. El plazo para presentar y pagar la declaración de este canon es de dos meses y quince días posteriores al cierre del respectivo periodo fiscal. El ICE presentó y pagó dicha declaración por primera vez, dada la determinación de SUTEL el 15 de marzo del 2011, por un monto de ₡577.

Nota 31. Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector de Telecomunicaciones.

La Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones N° 8660 fue publicada en el diario oficial La Gaceta de 13 de agosto de 2008, crea el Sector Telecomunicaciones y la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), que será el órgano encargado de regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones.

Los objetivos principales de esa Ley:

- Fortalecer, modernizar y dotar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), a sus empresas y a sus órganos adscritos, de la legislación que le permita adaptarse a todos los cambios en el régimen legal de generación y prestación de los servicios de electricidad, así como de las telecomunicaciones, infocomunicaciones, productos y servicios de información y demás servicios en convergencia.
- Complementar el Decreto-Ley N.º 449, de 8 de abril de 1949, Reglamento para la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, y sus reformas, para dotar al ICE de las condiciones jurídicas, financieras y administrativas necesarias para que continúe con la prestación y comercialización de productos y servicios de electricidad y telecomunicaciones, dentro del territorio nacional y fuera de él.
- Crear el Sector Telecomunicaciones y su rectoría, así como desarrollar las competencias y atribuciones que competen al Ministro Rector del Sector, quien en conjunto con el Presidente de la República, elaborará el Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- Flexibilizar y ampliar los mecanismos y procedimientos de contratación pública que tienen el ICE y sus empresas.
- Garantizar y reafirmar la autonomía administrativa y financiera del ICE y sus empresas.
- Garantizar la rendición de cuentas y la evaluación de resultados por parte del ICE y sus empresas.

La Ley autoriza al ICE a suscribir alianzas estratégicas, vender servicios de asesoramiento, consultoría, capacitación y cualquier otro producto o servicio afin, podrá implementar las prácticas comerciales usuales, elaborar promociones incluyendo la dotación, gratuita o no, de equipo terminal, descuentos, patrocinios, paquetes de servicio, entre otros. Adicionalmente, faculta al ICE para suscribir contratos de constitución de fideicomisos de cualquier índole, dentro del territorio nacional y fuera de él.

Adicionalmente se indica que, cuando el ICE y sus empresas actúen como operadores o proveedores en mercados nacionales competitivos de servicios y productos de telecomunicaciones o de electricidad, estarán sujetos al pago de los impuestos sobre la renta y de ventas. Se excluye del pago del impuesto sobre la renta el servicio telefónico básico tradicional.

Se establece que ni el Estado ni sus instituciones podrán imponer restricciones ni limitaciones financieras a las inversiones y al endeudamiento del ICE y sus empresas, que resulten ser ajenas o contrarias a esa Ley, ni podrán solicitar ni exigir transferencias, ni compra de bonos; en general, no se podrá obligar al ICE y sus empresas a mantener depósitos en cuenta corriente, ni en títulos del Gobierno.

Se faculta al ICE para negociar, contratar y ejecutar, de manera autónoma, endeudamientos internos y externos de mediano y largo plazo hasta un nivel de endeudamiento máximo del 45% en relación con sus activos totales. En caso de que el Grupo ICE requiera incrementar su endeudamiento en un porcentaje mayor que el mencionado, deberán someter sus requerimientos de financiamiento adicional a la autorización del Poder Ejecutivo del Gobierno de Costa Rica. Adicionalmente, podrá emitir todo tipo de títulos valores, en moneda nacional o extranjera, al interés, la tasa de amortización y el monto, que el Consejo Directivo determine de conformidad con la legislación aplicable. Dichos títulos tendrán la garantía que el ICE y sus empresas les señalen en el acuerdo de emisión; para ello, podrán titularizar sus ingresos actuales y futuros o sus bienes, mediante contratos financieros, tales como arrendamientos o fideicomisos, o podrá gravar sus bienes e ingresos.

El ICE y sus empresas contarán con una Junta de Adquisiciones Corporativa cuyo objetivo es ejecutar los procedimientos de contratación administrativa correspondientes, incluyendo la adjudicación y las impugnaciones.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 32. Ley de Aguas

El 28 de agosto de 1942 se publicó en el diario oficial La Gaceta, la Ley de Aguas N°276, la cual establece el marco regulatorio para la diferenciación de las aguas de dominio público y privado, los aprovechamientos comunes y especiales de las aguas públicas y otros asuntos de interés general.

Para el aprovechamiento de las aguas públicas por parte de empresas de interés público o privado se necesita de la autorización correspondiente, la cual concede el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET). Es responsabilidad de ese Ministerio disponer y resolver sobre el dominio, aprovechamiento, utilización, gobierno y vigilancia sobre las aguas de dominio público.

Según esta legislación, la duración de las concesiones se determinará, en cada caso, según las circunstancias y se fija como límite máximo el término de treinta (30) años.

En las concesiones de aprovechamiento de aguas públicas se entenderá comprendida la de los terrenos de dominio público, necesarios para la obra de la presa y de los canales y acequias. Respecto de los terrenos de propiedad del Estado, de los Municipios, de los pueblos y de los particulares, se procederá, según los casos, a imponer la servidumbre forzosa y realizar las expropiaciones correspondientes, con las formalidades de ley.

Asimismo, las aguas concedidas para un aprovechamiento, no podrán aplicarse a otro diverso sin la correspondiente autorización, la cual se otorgará como si se tratara de una nueva concesión.

Las concesiones para el aprovechamiento de aguas públicas para el desarrollo de fuerzas hidráulicas e hidroeléctricas para servicios públicos y particulares, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley de Aguas N°276, así como en la Ley del Servicio Nacional de Electricidad N° 258 de 18 de agosto de 1941, la cual indica principalmente que el Estado será quien ejerza el dominio y aprovechará, utilizará, gobernará o vigilará según sea el caso, todas las aguas y fuerzas hidráulicas y eléctricas de dominio público según la definición expuesta anteriormente.

Asimismo, según lo que establece la Ley N° 258, las concesiones y derechos para el aprovechamiento de las aguas y las fuerzas derivadas de las mismas así como el desarrollo, transmisión, transformación y distribución de fuerzas eléctricas de cualquier fuente de energía y que estén comprendidas en dicha Ley, solo pueden obtenerse condicionalmente y por tiempo limitado, el que no excederá de veinticinco (25) años.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Nota 33. Eventos subsecuentes

(i) Devolución a clientes por falla en servicio

De acuerdo con la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), y tras analizar las interrupciones que sufrieron los usuarios de telefonía móvil e internet en varias fechas entre octubre del 2010 y febrero 2011, se le giró una orden al ICE para compensar por un monto de ¢620 a los clientes por fallas en los servicios de telecomunicaciones, desembolso que efectuó el ICE entre marzo y junio de 2011.

Esta orden de resarcimiento de la SUTEL se basa en el artículo 26 del Reglamento de Prestación y Calidad de los Servicios que establece que “el proveedor de servicios de Telecomunicaciones estará obligado a compensar automáticamente a sus clientes por las interrupciones sufridas”.

(ii) Venta de teléfonos iPhone

El ICE inició en el mes de mayo de 2011 la venta del teléfono inteligente de la Apple; el iPhone 3GS de 8GB y el iPhone 4 de 16GB y 32GB. La venta se realiza a través de tres planes que incluyen minutos de voz, mensajes multimedia (MMS), mensajes de texto (SMS) y datos.

(iii) Acuerdo de Fortalecimiento RACSA

Según el Acuerdo de Fortalecimiento de RACSA tomado por el Consejo Directivo del ICE en la sesión No.5920 del 24 de agosto de 2010 y ratificado por la Junta Directiva de la Empresa en la sesión extraordinaria No.1862 del 01 de setiembre de 2010 el cual procura ayudar a la subsidiaria hacerle frente a sus obligaciones con los bancos y cubrir parte de sus gastos corrientes, en el mes de abril de 2011 el ICE realizó un primer depósito por US\$5.5 millones, y se tienen previstos dos más por montos similares, en setiembre y noviembre para un total de US\$15 millones.

(iv) Plan de recuperación de la morosidad y retención de clientes

El ICE insta a los clientes del Sector Telecomunicaciones a cancelar las deudas en mora, mediante un plan de incentivos, el cual permite mejorar las condiciones actuales y optimiza la recuperación a un costo menor en menos tiempo, agilizando así el proceso de recuperación de las cuentas liquidadas acumuladas y normalizando la situación crediticia del cliente con la institución.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

La propuesta consiste en abrir un periodo de gracia donde se les permita a los clientes que tienen cuentas morosas liquidadas durante los últimos 10 años, cancelar sus pendientes bajo un mecanismo de acuerdo flexible.