



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Instituto Costarricense de Electricidad
y Subsidiarias



Grupo ICE
ICE
CNFL
RACSA
CRICSA
Cable Visión

Setiembre 2014
División de Finanzas
Corporativas



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS
(San José, Costa Rica)

Balance de situación intermedio consolidado
(En millones de colones)

Al 30 de setiembre de 2014 y 31 de diciembre 2013

<u>Activo</u>	<u>Notas</u>	<u>2014</u> <u>(Sin auditoría)</u>	<u>2013</u> <u>(Auditado)</u> <u>Reestructurado</u>
Inmuebles, maquinaria y equipo:			
Activos en operación, costo	4	¢ 3.251.173	3.132.312
Depreciación acumulada activos en operación, costo	4	(1.218.886)	(1.082.754)
Activos en operación, revalúo	4	2.525.780	2.528.062
Depreciación acumulada activos en operación, revalúo	4	(1.531.629)	(1.481.425)
Otros activos en operación, costo	5	435.209	417.691
Depreciación acumulada otros activos en operación, costo	5	(279.332)	(249.540)
Otros activos en operación, revalúo	5	99.788	101.816
Depreciación acumulada otros activos en operación, revalúo	5	(68.286)	(66.694)
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -costo-	6	27.619	27.610
Deprec. acum.otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -costo-	6	(2.625)	(2.159)
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -revalúo-	6	3.235	3.235
Deprec. acum.otros activos en operación bajo arrendamiento financiero -revalúo-	6	(238)	(182)
Obras en construcción	7	799.979	763.538
Material en tránsito para inversión	7	52.607	117.705
Inventarios, inversión	7	154.766	138.045
Total inmuebles, maquinaria y equipo, neto		4.249.160	4.347.260
Activo a largo plazo :			
Inversiones a largo plazo	8	53.592	47.727
Efectos por cobrar	10	7.241	7.110
Total activo a largo plazo		60.833	54.837
Activo circulante:			
Bancos	9	8.375	10.126
Inversiones transitorias	12	167.632	133.782
Valoración de inversiones	12	(143)	20
Fondos de uso restringido	13	1.610	5.406
Cuentas por cobrar por servicios prestados	10	150.702	128.039
Cuentas por cobrar no comerciales	10	29.582	57.436
Estimación para incobrables	10	(30.390)	(32.917)
Cuentas a cobrar institucionales		264	614
Efectos por cobrar	10	2.814	2.131
Inventarios, operación	11	50.673	39.495
Estimación para valuación de existencias en almacenes	11	(10.010)	(10.956)
Material y equipo en custodia	11	9.302	2.893
Material en tránsito para operación		17.423	19.357
Gastos prepagados	14	113.746	76.017
Total activo circulante		511.580	431.443
Otros activos:			
Activos no operativos, costo	17	35.920	33.567
Depreciación acumulada activos no operativos, costo	17	(1.462)	(1.238)
Activos no operativos, revalúo	17	18.119	18.280
Depreciación acumulada activos no operativos, revalúo	17	(7.830)	(7.853)
Contratos por servicios	15	26.018	91.584
Diseño y planeamiento de la ejecución	16	108.849	98.550
Centros de servicios técnicos		9.788	170
Partidas amortizables	20	7.780	9.346
Absorción de partidas amortizables	20	(3.331)	(4.339)
Activos intangibles	18	118.478	113.238
Absorción activos intangibles	18	(61.169)	(53.203)
Garantías recibidas en valores		6.154	6.494
Valoración de instrumentos financieros		3.544	-
Fondo de garantía y ahorro (fondo restringido)	19	191.602	186.364
Transferencia al fondo de garantías y ahorro		1.404	1.241
Inventarios en operación		41.326	34.764
Total otros activos		495.190	526.965
Total activo	¢	5.316.763	5.360.505

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados.


INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS
(San José, Costa Rica)

Balance de situación intermedio consolidado
(En millones de colones)

Al 30 de setiembre de 2014 y 31 de diciembre 2013

	<u>Notas</u>	<u>2014</u> <u>(Sin auditoria)</u>	<u>2013</u> <u>(Auditado)</u>
<u>Pasivo y Patrimonio</u>			
Pasivo a largo plazo			
Títulos valores por pagar	21	1.102.551	1.036.692
Efectos por pagar	22	705.715	622.044
Obligaciones contra empréstitos		155	262
Depósitos recibidos en garantía		57.930	56.716
Cuentas por pagar	23	14.645	27.168
Ingresos recibidos por adelantado		4.593	4.800
Total pasivo a largo plazo		1.885.589	1.747.682
Pasivo a corto plazo			
Títulos valores por pagar	21	-	30.148
Efectos por pagar	22	93.502	181.946
Cuentas por pagar	23	117.636	142.136
Gastos financieros acumulados por pagar		31.675	19.750
Ingresos recibidos por adelantado		25.692	8.024
Depósitos de particulares		3.645	3.884
Provisiones legales	25	1.000	1.000
Gastos acumulados obligaciones patronales	24	51.261	37.475
Total pasivo a corto plazo		324.411	424.363
Otros pasivos			
Valoración de instrumentos financieros		16.741	21.099
Cuentas por pagar		2.808	2.685
Provisiones legales	25	40.696	42.031
Fondo restringido de garantía y ahorro		191.602	186.364
Total otros pasivos		251.847	252.179
Total pasivo		2.461.847	2.424.224
Patrimonio			
Capital aportado		242	156
Reserva de desarrollo		1.685.306	1.683.952
Reserva por revaluación de activos		1.086.096	1.092.893
Resultado de la valoración de instrumentos financieros		(4.909)	(10.944)
Reserva legal		9.291	9.291
Reserva para desarrollo de proyectos		71	71
Reserva para desarrollos forestales		966	906
Utilidades restringidas por capitalización de acciones en subsidiaria		62.380	62.380
Utilidades retenidas		99.164	92.784
Interés minoritario		4.683	4.792
Excedente (déficit) neto		(88.374)	-
Total patrimonio e interés minoritario		2.854.916	2.936.281
Total pasivo más patrimonio		5.316.763	5.360.505
Cuentas de orden	27	338.757	327.755

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados.



José Alberto Retana Reyes
Director
Dirección de Superintendencia Contable



Lezbeth Hernández Castillo
Coordinadora
Proceso Contabilidad

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS
(San José, Costa Rica)

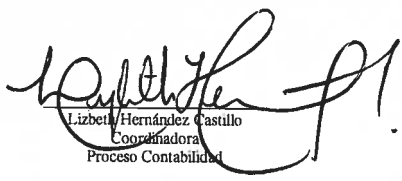
Estado intermedio consolidado de cambios en el patrimonio
(En millones de colones)

Por los periodos terminados el 30 de setiembre 2014 y 31 de diciembre 2013

	Capital aportado	Reserva por 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 restringidas por capitalizaciones de acciones en subsidiarias	Utilidades retenidas	Interés minoritario	Total patrimonio e interés minoritario
Saldos al 31 de diciembre de 2013, previamente informados	156	1.092.893	(10.944)	1.683.952	9.291	71	906	62.380	92.459	4.792	2.935.956
Efecto por cambios en políticas contables y ajustes del período	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	325
Saldos al 31 de diciembre de 2013, ajustado	156	1.092.893	(10.944)	1.683.952	9.291	71	906	62.380	92.784	4.792	2.936.281
Aporte extraordinario	86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86
Revaluación de activos del período	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	(3)
Eliminación entre sectores por concepto del OPGW	-	-	-	27	-	-	-	-	-	-	27
Efecto de eliminación por servicios institucionales de periodos anteriores	-	-	-	3.926	-	-	-	-	-	-	3.926
Ajuste a periodos anteriores	-	29	-	(2.595)	-	-	-	-	92	-	(2.474)
Efecto de la asignación y realización en desarrollos forestales	-	-	-	-	-	-	60	-	(60)	-	-
Excedente (déficit) neto	-	-	-	(88.374)	-	-	-	-	-	-	(88.374)
Ajustes de auditoría pendientes de registro	-	(0)	-	(4)	-	-	-	-	-	-	(4)
Realización de la reserva por revaluación de activos en compañías subsidiarias	-	(6.082)	-	-	-	-	-	-	6.082	-	-
Resultado de la valoración de instrumentos financieros:											
Instrumentos financieros derivados	-	-	6.198	-	-	-	-	-	-	-	6.198
Inversiones	-	-	(163)	-	-	-	-	-	-	-	(163)
Retiro de activos del periodo	-	(829)	-	-	-	-	-	-	-	-	(829)
Asignación de interés minoritario	-	88	-	-	-	-	-	-	245	-	(584)
Saldos al 30 de setiembre de 2014	242	1.086.096	(4.909)	1.596.932	9.291	71	966	62.380	99.164	4.683	2.854.916

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados.


José Alberto Retana Reyes
Director
Dirección Presupuestaria Contable


Lizbeth Hernández Castillo
Coordinadora
Proceso Contabilidad

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS
(San José, Costa Rica)


Estados intermedios consolidados de ingresos y gastos
(En millones de colones)


Por los periodos terminados al 30 de setiembre de 2014 y de 2013

	Notas	2014 (Sin auditoría)	2013 (Sin auditoría) Reestructurado*
Ingresos de operación:			
Servicios electricidad	28	591.711	607.418
Servicios telecomunicaciones	28	425.275	394.817
Servicios complementarios	28	1.457	-
Servicios institucionales	28	221	1.597
Total ingresos de operación		1.018.664	1.003.832
Costos de operación:			
Operación y mantenimiento	29	206.472	191.129
Operación y mantenimiento de equipos bajo arrendamiento	30	113.500	152.629
Depreciación de activos en operación		199.614	184.271
Compras y servicios complementarios	31	95.241	85.217
Gestión productiva		53.756	57.741
Centro de servicio técnico		8.514	7.821
Total costos de operación		677.097	678.808
Excedente (déficit) bruto		341.567	325.024
Gastos de operación:			
Administrativos	32	65.018	60.674
Comercialización	33	179.584	170.744
Estudios preliminares	35	15.916	18.469
Estudios de pre-inversión	34	4.412	3.707
Complementarios	36	1.762	1.730
Total gastos de operación		266.692	255.324
Excedente (déficit) de operación		74.875	69.700
Otros productos:			
Ingresos financieros		19.258	16.337
Fluctuaciones cambiarias		15.178	32.652
Ingresos por inversiones en otras empresas		628	-
Otros ingresos		268.496	32.802
Total otros productos	37	303.560	81.791
Otros gastos:			
Intereses		59.450	63.580
Comisiones		6.529	12.822
Fluctuaciones cambiarias		147.600	4.803
Otros gastos		253.338	24.044
Total otros gastos	37	466.917	105.249
Excedente (déficit) antes de impuesto sobre la renta e interés minoritario		(88.482)	46.242
Impuestos e interés minoritario:			
Interés minoritario 1.4%		108	(24)
Excedente (déficit) neto	¢	(88.374)	46.218

* Véase nota 26.

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados.


José Alberto Retana Reyes
Director
Dirección Presupuestaria Contable


Lizbeth Hernández Castillo
Coordinadora
Proceso Contabilidad

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS
(San José, Costa Rica)

Estado intermedio consolidado de flujos de efectivo
(En millones de colones)

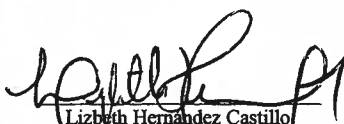
Por los años terminados al 30 de setiembre del

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	<u>(Sin auditoría)</u>	<u>(Sin auditoría)</u>
		<i>Reestructurado *</i>
Fuentes (usos) de efectivo:		
Actividades de operación:		
Déficit (Excedente) neto	¢ (88.374)	46.218
Partidas aplicadas a resultados que no requieren (proveen) efectivo:		
Depreciación	225.818	217.986
Provisiones legales	11.422	10.067
Aguinaldo	14.744	13.521
Salario escolar	13.645	13.813
Vacaciones no disfrutadas	13.206	11.731
Estimación para incobrables	3.430	2.774
Estimación para valuación de existencias en almacenes	46	25
Gasto por retiro de activos	2.587	1.242
Absorción partidas amortizables e intangibles	9.421	9.490
Litigios	-	692
Fluctuaciones cambiarias	114.142	(26.491)
Valoración de instrumentos financieros	(1.868)	3.911
Efectivo provisto por las operaciones	406.593	258.761
Efectivo provisto por (usado para) cambios en:		
Efectos y cuentas por cobrar	(2.081)	(36.926)
Inventario en operación	(16.712)	(27.130)
Otros activos	31.993	(25.160)
Cuentas por pagar	(36.359)	(38.622)
Depósitos recibidos en garantía	1.214	2.123
Otros pasivos	(11.401)	(16.254)
Efectivo provisto por las actividades de operación	¢ 284.873	163.010
Actividades de inversión:		
Aumento en inversiones a largo plazo	(5.865)	(18.035)
Adiciones en inmuebles, maquinaria y equipo	(135.054)	(263.780)
Aumento en otros activos	(28.545)	(28.593)
Aumento inversiones transitorias	(22.160)	(36.925)
Efectivo neto usado por las actividades de inversión	¢ (191.624)	(347.333)
Actividades de financiamiento:		
Aumento en títulos valores por pagar	-	260.737
Amortización en títulos valores por pagar	(30.618)	(528)
Aumento en efectos por pagar	175.417	218.104
Amortización de efectos por pagar	(228.003)	(315.896)
Disminución de obligaciones contra empréstitos	(107)	(4.003)
Efectivo neto provisto por las actividades de financiamiento	¢ (83.311)	158.414
Aumento en el efectivo y equivalentes de efectivos	9.938	(25.909)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	86.278	122.687
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	¢ 96.216	96.778

* Véase nota 26.

Las notas son parte integral de los estados financieros intermedios consolidados.


 José Alberto Retana Reyes
 Director
 Dirección Presupuestaria Contable


 Lizbeth Hernández Castillo
 Coordinadora
 Proceso Contabilidad

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

30 de setiembre de 2014

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. La dirección de su sede social y domicilio principal 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 eléctrica y la prestación de servicios de electricidad con el derecho exclusivo para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Costa Rica, con excepciones limitadas para empresas privadas, entidades municipales y las cooperativas rurales. Además, se tiene la concesión para desarrollar y promover los servicios de telecomunicaciones en Costa Rica y, hasta el 2010, se tenía el derecho exclusivo de operar y proporcionar servicios de telecomunicaciones móviles en el país. El Grupo ICE ofrece una gama de servicios integrados de telecomunicaciones, que incluye los servicios de telecomunicaciones de línea fija y móvil, y servicios de transmisión de datos (incluido el acceso de banda ancha y servicios de valor agregado).

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 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, el cual está integrado por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE, casa matriz y última entidad controladora) y por sus subsidiarias Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (C.N.F.L.), Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA), Compañía Radiográfica Internacional Costarricense, S.A. (CRICSA) y Cable Visión de Costa Rica S.A.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (en adelante, “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 del 19 de mayo de 1972 y vigente hasta el 8 de agosto del 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.

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

La CNFL adquirió una participación accionaria adicional del 50% en la compañía costarricense denominada Eólico Valle Central S.A (en adelante, EVCSA), el 13 de setiembre de 2013, por lo que se convirtió en propietaria del 100% de las acciones.

EVCSA fue creada el 28 de junio de 2007 y es propietaria del Parque Eólico del Valle Central, dedicado a la generación eléctrica, mediante el aprovechamiento de las corrientes de viento. En julio de 2014 se realizó la absorción de EVCSA por parte de la CNFL.

Radiográfica Costarricense, S.A.

Radiográfica Costarricense, S.A. (en adelante 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 Compañía 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 Costarricense, S.A.

Compañía Radiográfica Internacional Costarricense, S.A. (en adelante CRICSA) 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Cable Visión de Costa Rica S.A.

Cable Visión de Costa Rica S.A. (en adelante CVCRSA), es una sociedad anónima domiciliada en la República de Costa Rica en San José, Moravia, propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad desde el 05 de diciembre del 2013, (con participación accionaria del 100%), fue creada desde el 19 de enero del 2001 y el objetivo principal es la prestación del servicio de televisión por cable, posteriormente incorporó a sus actividades los servicios de internet y señal digital. Su adquisición por parte del ICE permitirá ofrecer el servicio de Triple Play.

Constitución del Capital

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

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

Nota 2. Bases de preparación

(a) Declaración de cumplimiento

Los estados financieros consolidados adjuntos fueron preparados de conformidad con los principios de contabilidad contemplados en el Manual de Políticas Contables del ICE (versión 4), aceptados por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda de la República de Costa Rica; ente Rector del Subsistema de Contabilidad Nacional. El Manual de Políticas Contables del ICE recopila las prácticas contables para el registro de transacciones elaboradas y emitidas formalmente mediante “Criterios Contables”, con la rectoría y criterio vinculante de la División Presupuestaria Contable, con la aprobación de la Gerencia General y su aceptación por el Departamento de Contabilidad Nacional del Ministerio de Hacienda.

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

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Internacionales de la Información Financiera (NIIF's). Esta supletoriedad queda supeditada al cumplimiento de lo siguiente:

- A que la supletoriedad de la norma se dé 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 de 2008, o el marco normativo que ha venido aplicando, esto hasta el 31 de diciembre de 2013, año de transición hacia las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) por parte del ICE. Sin embargo, la Contabilidad Nacional, mediante Decreto N° 38069-H, publicado el 20 de diciembre 2013, amplió el plazo de la aplicación de NIIF al periodo contable que inicia el 1° de enero del 2016, por lo tanto y en caso de que el ICE aprobara acogerse a la ampliación, el 2015 pasaría a ser el año de transición hacia las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's).

Lo anterior de conformidad con el Decreto Ejecutivo N° 35616-H, emitido por la Contabilidad Nacional y publicado en el Diario Oficial la Gaceta N° 234 del 02 de diciembre de 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 34460-H 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 y sus respectivas notas, fueron autorizados para su emisión por la Administración del Grupo ICE el 28 de noviembre de 2014.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(b) Bases de medición

La base de medición que se utiliza para el registro inicial de las transacciones es el costo histórico según Decreto Ejecutivo N° 34460-H del 14 de febrero de 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 (Versión 4).

(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.

(d) Uso de estimaciones y juicios

La preparación de los estados financieros consolidados adjuntos, de acuerdo con el Manual de Políticas Contables del ICE (Versión 4) 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.

Nota 3. Políticas y directrices contables significativas

Las políticas de contabilidad aplicadas por el Grupo ICE en la preparación de los estados financieros intermedios consolidados correspondientes al trimestre terminado el 30 de setiembre del 2014, son las mismas que las aplicadas por el Grupo ICE en la preparación de sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre del 2013 y por el año terminado a esa fecha; excepto por las que se detallan a continuación:

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(a) Políticas de contabilidad anuales no aplicadas para los períodos intermedios

Las políticas contables del ICE contienen una serie de preceptos que norman el quehacer contable del Grupo ICE y que consideran en su mayoría tratamientos contables contenidos en un periodo contable, el cual para el caso de Grupo ICE corresponde a un año calendario que va del 1 de enero al 31 de diciembre.

Algunas de las políticas contables son de aplicación estricta para el periodo anual, según se establece en la práctica, dada la complejidad del procesamiento mensual o trimestral implícito en el cálculo para la determinación o actualización de valores.

A continuación se enumeran los tratamientos contables de los periodos intermedios que difieren del tratamiento anual realizado al cierre de cada periodo contable.

(i) *Revaluación de activos:*

Las políticas contables del Grupo ICE en relación con la revaluación de activos, indican que tales actualizaciones de valor de los activos y sus respectivas depreciaciones se realizan anualmente, por lo que los estados financieros intermedios consolidados adjuntos no incorporan revaluaciones posteriores al último período anual presentado.

Los saldos de los activos en operación y de otros activos en operación y sus respectivas depreciaciones acumuladas con corte al 31 de diciembre del año anterior, se revalúan anualmente utilizando índices establecidos por el Grupo ICE para cada tipo y componente significativo del activo, excepto para los activos del Sector Telecomunicaciones indicados como “no sujetos a revaluación”. Si las variaciones en los valores resultantes de esas revaluaciones son insignificantes, tales revaluaciones frecuentes se consideran innecesarias y no se registran, o se realizan cada tres o cinco años. La revaluación se realiza a partir del segundo período contable según su fecha de registro, utilizando cuentas independientes de costo revaluado y depreciación acumulada revaluada.

En aquellos casos en los que de conformidad con el criterio experto, se considera que las revaluaciones son innecesarias pero que por políticas anteriores se haya aplicado revaluación a los activos, las áreas técnicas competentes deben realizar un estudio para definir si procede mantener o ajustar el valor revaluado de los activos.

Adicionalmente, los ajustes de realización de la reserva por revaluación de activos hacia la reserva de desarrollo; originada por la depreciación de activos revaluados, se efectúa como parte de los procedimientos de cierre anual y no se realizan en periodos intermedios.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(ii) *Estimación para valuación de existencias en almacenes:*

De conformidad como lo establece la política de estimación para valuación de inventarios el monto de estimación valuación de inventario – operación debe revisarse periódicamente para garantizar la cobertura de la eventual obsolescencia, deterioro o faltante.

Las actividades necesarias para la revisión de la estimación involucran a todas las dependencias del Grupo ICE, debido a que los inventarios están custodiados en todo el país y adicionalmente se realizan en forma anual, por lo que por aspectos de practicabilidad la estimación se revisa o modifica únicamente al cierre del periodo anual.

(b) Políticas de consolidación

(i) Combinaciones de negocios

Las combinaciones de negocios en el Grupo ICE son contabilizadas usando el método de costo a la fecha de la adquisición, siendo esta fecha aquella en la que se transfiere el control al Grupo. Este control se define como la capacidad de dirigir las políticas financieras y de operación de la adquirida, con el fin de obtener beneficios de las actividades que realiza.

Los costos de la transacción directamente relacionadas con el proceso de la adquisición se reconocen como parte del valor de la inversión.

La “Plusvalía – goodwill”, se determina al costo, de acuerdo con los Estados Financieros de la adquirida en la fecha de la adquisición tomando en consideración:

- el valor de la contraprestación transferida por la empresa del Grupo (adquiriente),
- menos el valor patrimonial (valor en libros) a la fecha de la compra de la empresa adquirida una vez realizado el proceso de homologación en las partidas de mayor materialidad de conformidad con las políticas contables de la Casa Matriz.

La “Plusvalía – goodwill” que surge de la adquisición de subsidiarias, representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor en libros (patrimonio neto) de la entidad adquirida y es reconocida como un “Activo intangible” en los estados financieros consolidados del Grupo ICE y se amortiza de manera sistemática (en línea recta) al gasto, durante el plazo en que se espera contribuya con la generación de ingresos. El plazo de amortización se define de acuerdo con el criterio financiero de conformidad con la expectativa de obtención de beneficios esperados del negocio.

La “Plusvalía – goodwill” se registra al costo menos la amortización acumulada.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(ii) Subsidiarias

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

Subsdiarias	País	Porcentaje de participación	
		al 30 de setiembre de 2014	al 31 de diciembre de 2013
Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (CNFL)	Costa Rica	98,6%	98,6%
Eólico Valle Central, S.A. (1)	Costa Rica	0%	100%
Compañía Radiográfica Internacional Costarricense, S.A. (CRICSA)	Costa Rica	100%	100%
Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA)	Costa Rica	100%	100%
Cable Visión de Costa Rica S.A. (CVCRSA) (2)	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 éste. Las políticas contables de las subsidiarias han sido cambiadas cuando ha sido necesario para uniformarlas con las políticas adoptadas por el Grupo ICE.

(1) El 13 de setiembre de 2013, la CNFL adquirió el 50% de participación adicional en la entidad Eólico Valle Central S.A (EVCSA), pasando a ser propietario de una participación del 100% del capital accionario. La CNFL presentó estados financieros consolidados a partir del periodo 2013.

En julio de 2014 se realizó la absorción de la empresa Eólico Valle Central S.A. (EVCSA) por parte de la CNFL.

(2) El 05 de diciembre de 2013, el ICE adquirió el 100% de la participación accionaria de Cable Visión de Costa Rica, S.A. (CVCRSA), empresa dedicada a la prestación de servicios por cable. El ICE presenta estados financieros consolidados a partir del período 2013.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 4. Activos en operación

Los activos en operación al costo se detallan como sigue:

Activos en operación costo	Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de									
	<u>2012</u> <i>(Reestructurado)</i>	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Adiciones	Traslados	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>
<u>ICE Electricidad:</u>										
Generación hidráulica	₡ 574.423	24.720	(566)	(70)	598.507	5.940	-	(156)	(89)	604.202
Generación térmica	84.263	1.834	(4.103)	-	81.994	2.186	-	-	(229)	83.951
Subestaciones (1)	132.575	27.780	(438)	-	159.917	15.144	-	(1.098)	-	173.963
Líneas de transmisión	128.215	14.174	(622)	(2)	141.765	952	-	(1)	2	142.718
Líneas de distribución (2)	153.588	47.405	(1.588)	(199)	199.206	18.878	-	(795)	(92)	217.197
Alumbrado público	3.129	2.111	(108)	-	5.132	551	-	(13)	(2)	5.668
Generación geotérmica (3)	156.743	113	(575)	-	156.281	19.185	-	-	(1)	175.465
Generación eólica	7.204	279	(94)	-	7.389	37	-	-	-	7.426
Generación solar	8.722	704	-	-	9.426	606	-	-	-	10.032
Generación micro centrales hidráulicas	166	-	-	-	166	-	-	-	-	166
Equipo de control comunicación y de infraestructura	16.395	2.428	-	-	18.823	66	-	-	-	18.889
Subtotal ICE Electricidad	₡ 1.265.423	121.548	(8.094)	(271)	1.378.606	63.545	-	(2.063)	(411)	1.439.677
<u>ICE Telecomunicaciones:</u>										
Transporte (4)	₡ 509.936	74.049	(81)	(29)	583.875	42.815	-	(13)	101	626.778
Acceso (5)	398.284	62.915	(107)	-	461.092	13.583	-	-	(116)	474.559
Civil y electromecánico	210.993	11.304	(1.121)	(2)	221.174	4.736	-	-	33	225.943
Plataformas (6)	84.294	63.947	(1.786)	46	146.501	6.229	-	(1)	(310)	152.419
Subtotal ICE Telecomunicaciones	₡ 1.203.507	212.215	(3.095)	15	1.412.642	67.363	-	(14)	(292)	1.479.699
Subtotal ICE	₡ 2.468.930	333.763	(11.189)	(256)	2.791.248	130.908	-	(2.077)	(703)	2.919.376

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros										
Al 31 de diciembre de										
Activos en operación costo		<u>2012</u> <i>(Reestructurado)</i>	Adiciones	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Adiciones	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>
<u>CNFL:</u>										
Terrenos	¢	3.336	444	-	-	3.780	-	-	-	3.780
Mejoras a terrenos		6.067	1.876	-	-	7.943	213	-	-	8.156
Edificios		11.699	951	-	-	12.650	1.140	-	1.629	15.419
Plantas		50.133	22.327	-	-	72.460	328	-	-	72.788
Líneas de distribución (7)		99.217	7.922	(550)	-	106.589	8.144	(554)	1.366	115.545
Líneas de transmisión		2.022	-	-	-	2.022	-	-	-	2.022
Subestaciones		13.823	1.927	(493)	-	15.257	28	(69)	(2.997)	12.219
Conexiones de servicios		18.822	2.656	(83)	-	21.395	2.372	(53)	-	23.714
Equipo de alumbrado en las calles		3.988	92	(74)	30	4.036	60	(35)	-	4.061
Alumbrado público		7.112	1.521	-	-	8.633	821	-	-	9.454
Equipo general		25.794	1.515	(1.213)	-	26.096	1.059	(435)	40	26.760
Sistema de comunicación		780	172	-	-	952	72	-	-	1.024
Subtotal CNFL	¢	242.793	41.403	(2.413)	30	281.813	14.237	(1.146)	38	294.942
<u>RACSA:</u>										
Terrenos	¢	203	-	-	-	203	-	-	-	203
Edificios		768	-	-	-	768	-	-	-	768
Equipo de comunicación		36.720	327	(6.364)	-	30.683	300	-	3.319	27.163
Equipo general (8)		7.310	15	(132)	-	7.193	5	-	(322)	4.739
Cable Submarino Maya I (8)		6.832	-	-	-	6.832	-	-	-	-
Cable Submarino Arcos I (8)		2.449	-	-	-	2.449	-	-	-	-
Cable Submarino Pacífico Costarricense (8)		7.331	-	-	-	7.331	-	-	-	-
Subtotal RACSA	¢	45.001	342	(6.496)	-	55.459	305	-	2.997	32.873
<u>CABLE VISIÓN</u>										
Transporte	¢	-	3.504	-	-	3.504	186	(16)	-	3.674
Plataformas		-	288	-	-	288	21	(1)	-	308
Subtotal Cable Visión	¢	-	3.792	-	-	3.792	207	(17)	-	3.982
Total Grupo ICE	¢	2.773.336	379.300	(20.098)	(226)	3.132.312	145.657	(3.240)	2.332	3.251.173

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

A continuación se presentan las principales variaciones en los activos en operación, para el periodo terminado al 30 de setiembre de 2014:

ICE Sector Electricidad:

(1) Subestaciones:

Adiciones por concepto de mejoras a los activos productivos por ¢15.144, dentro de los cuales se encuentran capitalizaciones por concepto de Obras Colaterales ¢4.274, Instalaciones Electromecánicas comunes ¢3.580, Líneas de Transmisión y Distribución ¢5.564.

(2) Líneas de Distribución:

Adiciones por concepto de mejoras a los activos productivos por ¢18.878, principalmente en Obra Eléctrica Distribución y Alumbrado ¢10.282, Obra Civil ¢8.172.

(3) Generación Geotérmica:

Adiciones por concepto de capitalización de obras, por un monto de ¢19.185, realizadas principalmente en el Campo Geotérmico Pailas, en los componentes casa de máquinas ¢9.769, Vaporductos ¢5.562, Pozos ¢3.508.

ICE Sector Telecomunicaciones:

(4) Transporte

Adiciones en transporte de telecomunicaciones por concepto de adiciones y capitalizaciones de obras por ¢42.815 principalmente en los componentes de Cableado Óptico ¢17.917, Equipos y Sistemas de Control ¢15.321, Distribuidores, Conmutadores, Transmisión por un monto de ¢8.289. Incluye el traslado de los Activos de RACSA.

En el primer trimestre se ejecutó la opción de compra del contrato de arrendamiento firmado entre el ICE y el Consorcio ECI TELECOM LTD – ECI TELECOM Costa Rica S.A. – Banco Centroamericano de Integración Económica por un monto de US\$2,8 millones por la adquisición de equipos para el sistema de transporte utilizando en la tecnología DWDM fibra óptica denominado “Frontera a Frontera”.

(5) Acceso

Adiciones en Acceso de telecomunicaciones por concepto de capitalización de obras por ¢13.583, principalmente en componentes Plataformas de acceso Multiservicio ¢4.238, Red de Cobre ¢3.918, Terminales de Red ¢1.803, Red de Paquetes ¢1.370, Red de Fibra Óptica acceso ¢1.042, Otros ¢1.025.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(6) Plataformas

Adiciones por concepto de capitalización de obras por ¢6.229, principalmente en componentes de Prestación de Servicios por un monto de ¢5.697, incluye el traslado de activos de RACSA.

Compañía Nacional de Fuerza y Luz:

(7) Líneas de Distribución

Al 30 de setiembre 2014 la subsidiaria presenta adiciones por un monto de ¢22.372, principalmente por la capitalización de extensiones de líneas aéreas, subterráneas, mejoras a subestaciones; además de las conexiones de servicio.

Radiográfica Costarricense, S.A.

(8) Traslado de Activos

El Consejo Directivo del ICE, en artículo 5.3 de la sesión 5985 de 7 de marzo de 2012, acordó en el marco de una serie de medidas para fortalecer a su subsidiaria RACSA, según el por tanto 2. Vi, lo siguiente: “Evaluar la viabilidad técnica y financiera de la reubicación de plataformas de RACSA al Grupo ICE”.

En agosto de 2014 se procede al traslado de las plataformas JES (Cómputo en la Nube), Servicios de Información (1155) y Capacidad en Cable Submarino (Mayo-1, Arcos -1 y Global Crossing) por un monto de ¢25.888 de RACSA al ICE, este traspaso se da desde las perspectivas de logística, operaciones, jurídica y financiera.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

La depreciación acumulada del costo de los activos en operación, se detalla a continuación:

Depreciación acumulada costo	Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de									
	<u>2012</u> <i>(Reestructurado)</i>	Depreciación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Depreciación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>	
ICE Electricidad:										
Generación hidráulica	¢	71.992	15.274	(23)	(21)	87.222	12.708	(50)	(3)	99.877
Generación térmica		19.591	4.065	(993)	30	22.693	3.005	-	(66)	25.632
Subestaciones		30.661	6.842	(144)	(84)	37.275	5.266	(104)	-	42.437
Líneas de transmisión		14.246	4.873	(272)	(280)	18.567	3.564	-	-	22.131
Líneas de distribución		53.083	11.995	(494)	(20)	64.564	9.682	(167)	-	74.079
Alumbrado público		2.147	140	(86)	-	2.201	144	(10)	-	2.335
Generación geotérmica		41.181	5.312	12	-	46.505	4.158	-	-	50.663
Generación eólica		2.861	425	2	-	3.288	338	-	-	3.626
Generación solar		606	479	-	-	1.085	374	-	-	1.459
Generación micro centrales hidráulicas		19	6	-	-	25	3	-	-	28
Equipo de control comunicación y de infraestructura		4.231	1.322	-	-	5.553	839	-	-	6.392
Subtotal ICE Electricidad	¢	240.618	50.733	(1.998)	(375)	288.978	40.081	(331)	(69)	328.659
ICE Telecomunicaciones:										
Transporte	¢	266.529	42.345	(32)	(235)	308.607	41.075	-	(2)	349.680
Acceso		165.787	37.428	52	(395)	202.872	30.551	-	(6)	233.417
Civil y electromecánico		117.720	13.864	(80)	(309)	131.195	9.489	-	(5)	140.679
Plataformas		29.923	16.449	(309)	(496)	45.567	17.756	-	-	63.323
Subtotal ICE Telecomunicaciones	¢	579.959	110.086	(369)	(1.435)	688.241	98.871	-	(13)	787.099
Subtotal ICE	¢	820.577	160.819	(2.367)	(1.810)	977.219	138.952	(331)	(82)	1.115.758

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros										
Al 31 de diciembre de										
Depreciación acumulada costo		<u>2012</u>	Depreciación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Depreciación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de</u>
		<u>(Reestructurado)</u>								
										<u>2014</u>
CNFL:										
Mejoras a terrenos	¢	1.012	186	3	-	1.201	54	2	74	1.331
Edificios		2.000	234	20	-	2.254	171	15	77	2.517
Plantas		9.395	2.173	-	-	11.568	1.782	-	-	13.350
Distribución		21.698	3.609	(189)	-	25.118	2.902	(100)	433	28.353
Transmisión		414	69	-	-	483	52	-	(1)	534
Sub-estaciones		3.259	536	(195)	-	3.600	324	(19)	(432)	3.473
Conexiones de servicios		3.874	671	(25)	-	4.520	570	(16)	-	5.074
Equipo de alumbrado en las calles		846	148	(72)	29	951	113	(22)	-	1.042
Alumbrado público		1.115	264	-	-	1.379	231	-	(1)	1.609
Equipo general		12.433	1.428	(166)	14	13.709	1.015	296	48	15.068
Sistema de comunicaciones		102	28	-	-	130	24	-	-	154
Subtotal CNFL	¢	56.148	9.346	(624)	43	64.913	7.238	156	198	72.505
RACSA:										
Edificio	¢	236	25	-	-	261	17	-	-	278
Equipo de comunicación		29.454	3.156	(3.040)	-	29.570	902	-	-	25.543
Equipo general		2.617	712	(64)	-	3.265	374	-	-	2.887
Cable Submarino Maya I		1.800	382	-	-	2.182	255	-	-	-
Cable Submarino Arcos I		887	109	-	-	996	73	-	-	-
Cable submarino pacífico costarricense		2.076	489	-	-	2.565	326	-	-	-
Subtotal RACSA	¢	37.070	4.873	(3.104)	-	38.839	1.947	-	-	28.708
CABLE VISIÓN										
Transporte	¢	-	1.666	-	-	1.666	110	(1)	-	1.775
Plataformas		-	117	-	-	117	23	-	-	140
Subtotal Cable Visión	¢	-	1.783	-	-	1.783	133	(1)	-	1.915
Total Grupo ICE	¢	913.795	176.821	(6.095)	(1.767)	1.082.754	148.270	(176)	116	1.218.886

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Los activos en operación revaluados se detallan en el cuadro siguiente:

Activos en operación - revaluación	Detalle, plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de									
	<u>2012</u> <u>(Reestructurado)</u>	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Revaluación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de</u> <u>setiembre de</u> <u>2014</u>	
ICE Electricidad:										
Generación hidráulica	¢	1.151.361	22.326	(9.638)	-	1.164.049	-	(186)	-	1.163.863
Generación térmica		90.719	2.912	(6.266)	-	87.365	-	-	-	87.365
Subestaciones		157.748	5.369	(847)	-	162.270	-	(441)	-	161.829
Líneas de transmisión		94.856	5.664	(1.003)	-	99.517	-	-	1.004	100.521
Líneas de distribución		245.852	7.158	(2.040)	-	250.970	-	(897)	-	250.073
Alumbrado público		4.612	139	(239)	-	4.512	-	(34)	-	4.478
Generación geotérmica		314.139	9.209	-	-	323.348	-	-	-	323.348
Generación eólica		4.625	186	-	-	4.811	-	-	-	4.811
Generación solar		1.451	295	-	-	1.746	-	(1)	-	1.745
Generación micro centrales hidráulicas		1	2	-	-	3	-	-	-	3
Equipo de control comunicación y de infraestructura		7.577	602	-	-	8.179	-	-	-	8.179
Subtotal ICE Electricidad	¢	2.072.941	53.862	(20.033)	-	2.106.770	-	(1.559)	1.004	2.106.215
ICE Telecomunicaciones:										
Acceso	¢	6	-	-	-	6	-	-	(6)	-
Civil y Electromecánico		89.332	3.729	-	-	93.061	-	(3)	-	93.058
Subtotal ICE Telecomunicaciones	¢	89.338	3.729	-	-	93.067	-	(3)	(6)	93.058
Subtotal ICE	¢	2.162.279	57.591	(20.033)	-	2.199.837	-	(1.562)	998	2.199.273

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Activos en operación - revaluación	Detalle, plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros									
	Al 31 de diciembre de									
	<u>2012</u> <i>(Reestructurado)</i>	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Revaluación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>	
CNFL:										
Terrenos	¢ 15.682	700	-	-	16.382	-	-	-	16.382	
Mejoras a terrenos	7.888	512	-	-	8.400	-	-	-	8.400	
Edificios	18.662	1.096	-	-	19.758	-	-	(2)	19.756	
Plantas	70.431	3.046	-	(326)	73.151	-	-	-	73.151	
Distribución	124.811	6.343	(1.393)	-	129.761	-	(714)	1.950	130.997	
Transmisión	1.655	112	-	-	1.767	-	-	-	1.767	
Sub-estaciones	20.717	875	(2.038)	-	19.554	-	(101)	(1.950)	17.503	
Conexiones de servicios	29.408	989	(135)	-	30.262	-	(80)	-	30.182	
Alumbrado público	11.797	601	(126)	50	12.322	-	(63)	-	12.259	
Equipo general	5.190	-	(538)	-	4.652	-	(147)	-	4.505	
Sistema de comunicación	237	25	-	-	262	-	-	-	262	
Subtotal CNFL	¢ 306.478	14.299	(4.230)	(276)	316.271	-	(1.105)	(2)	315.164	
RACSA:										
Terrenos	11	-	-	-	11	-	-	-	11	
Edificio	2.287	-	-	-	2.287	-	-	-	2.287	
Equipo de comunicación	9.733	-	(1.526)	-	8.207	-	(573)	-	7.634	
Equipo general	1.499	-	(50)	-	1.449	-	(38)	-	1.411	
Subtotal RACSA	¢ 13.530	-	(1.576)	-	11.954	-	(611)	-	11.343	
Total Grupo ICE	¢ 2.482.287	71.890	(25.839)	(276)	2.528.062	-	(3.278)	996	2.525.780	

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

La depreciación acumulada correspondiente a los activos en operación revaluados se detalla como sigue:

Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros												
Al 31 de diciembre de												
Depreciación acumulada - revaluación		<u>2012</u> <i>(Reestructurado)</i>	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Depreciación	Revaluación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>
ICE Electricidad:												
Generación hidráulica	¢	670.620	27.089	9.364	(5.429)	124	701.768	21.210	-	(59)	(22)	722.897
Generación térmica		55.081	1.889	1.210	(4.684)	40	53.536	1.558	-	-	(26)	55.068
Subestaciones		102.831	5.340	2.393	(581)	-	109.983	4.012	-	(251)	1	113.745
Líneas de transmisión		66.199	2.191	1.402	(730)	(6)	69.056	1.719	-	-	730	71.505
Líneas de distribución		155.213	8.973	3.714	(1.274)	(1)	166.625	6.963	-	(609)	-	172.979
Alumbrado público		4.393	25	116	(235)	-	4.299	16	-	(34)	-	4.281
Generación geotérmica		123.300	9.973	3.214	249	107	136.843	8.013	-	-	-	144.856
Generación eólica		1.900	234	75	(23)	29	2.215	195	-	-	25	2.435
Generación solar		509	58	32	-	-	599	56	-	-	-	655
Generación micro centrales hidráulicas		(2)	-	-	-	-	(2)	-	-	-	2	-
Equipo de control comunicación y de infraestructura		6.394	548	267	-	-	7.209	299	-	-	-	7.508
Subtotal ICE Electricidad	¢	1.186.438	56.320	21.787	(12.707)	293	1.252.131	44.041	-	(953)	710	1.295.929
Transporte	¢	1	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-
Acceso		5	-	-	-	1	6	-	-	-	(6)	-
Civil y electromecánico		60.481	2.551	1.745	-	-	64.777	1.785	-	-	-	66.562
Subtotal ICE Telecomunicaciones	¢	60.487	2.551	1.745	-	-	64.783	1.785	-	-	(6)	66.562
Subtotal ICE	¢	1.246.925	58.871	23.532	(12.707)	293	1.316.914	45.826	-	(953)	704	1.362.491

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Depreciación acumulada - revaluación	Plantas, subestaciones, líneas, estaciones y otros											
	Al 31 de diciembre de											Al 30 de
	<u>2012</u> (Reestructurado)	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	Ajustes y reclasificaciones	<u>2013</u>	Depreciación	Revaluación	Retiros	Ajustes y reclasificaciones	setiembre de <u>2014</u>	
CNFL:												
Mejoras a terrenos	¢	2.223	156	118	-	-	2.497	125	-	-	1	2.623
Edificios		7.576	277	333	39	-	8.225	222	-	31	-	8.478
Plantas		23.593	1.788	833	-	-	26.214	1.430	-	-	-	27.644
Distribución		68.406	3.619	2.643	(1.000)	-	73.668	2.858	-	(566)	843	76.803
Transmisión		605	59	31	-	-	695	47	-	-	-	742
Sub-estaciones		9.932	663	313	(1.272)	-	9.636	479	-	(56)	(843)	9.216
Conexiones de servicios		20.325	627	496	(92)	-	21.356	489	-	(56)	-	21.789
Alumbrado público		6.934	311	234	(122)	48	7.405	247	-	(40)	-	7.612
Equipo general		4.418	70	-	(441)	-	4.047	40	-	(104)	-	3.983
Sistema de comunicaciones		86	8	5	-	-	99	6	-	-	-	105
Subtotal CNFL	¢	144.098	7.578	5.006	(2.888)	48	153.842	5.943	-	(791)	1	158.995
RACSA:												
Edificio	¢	1.164	49	-	-	-	1.213	36	-	-	20	1.269
Equipo de comunicación		9.717	16	-	(1.526)	-	8.207	-	-	(573)	-	7.634
Equipo general		1.223	75	-	(49)	-	1.249	50	-	(38)	(21)	1.240
Subtotal RACSA	¢	12.104	140	-	(1.575)	-	10.669	86	-	(611)	(1)	10.143
Total Grupo ICE	¢	1.473.116	66.589	28.538	(17.170)	(178)	1.481.425	51.855	-	(2.355)	704	1.531.629

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 5. Otros activos en operación

Los otros activos en operación costo se detallan como sigue:

Otros activos en operación costo	Al 31 de diciembre de									
	<u>2012</u>	Adiciones	Ajustes y reclasificaciones	Retiros y Traslados	<u>2013</u>	Adiciones	Ajustes y reclasificaciones	Retiros	Traslados	<u>Al 30 de setiembre de 2014</u>
Terrenos	¢ 2.038	-	-	-	2.038	-	-	-	-	2.038
Vías de comunicación terrestre	1.760	476	-	-	2.236	-	-	-	-	2.236
Edificios	30.938	6.555	-	(186)	37.307	6.780	184	(197)	58	44.132
Maquinaria y equipo para la producción	2.502	965	-	873	4.340	3	-	(503)	-	3.840
Equipo para construcción	74.157	12.326	-	(1.783)	84.700	4.143	-	(541)	(144)	88.158
Equipo de transporte	82.313	5.576	-	853	88.742	576	-	(539)	117	88.896
Equipo de comunicaciones	12.473	7.708	-	(249)	19.932	831	(18)	(617)	(372)	19.756
Mobiliario y equipo de oficina	8.560	438	-	(244)	8.754	497	-	(169)	12	9.094
Equipo y programas de cómputo	69.777	3.651	-	(2.890)	70.538	3.338	(8)	(1.109)	413	73.172
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	32.366	5.264	-	(920)	36.710	1.839	-	(479)	355	38.425
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	665	72	-	(9)	728	66	-	(9)	(1)	784
Maquinaria y equipo diversos	17.726	1.872	-	8	19.606	1.111	(25)	(239)	(441)	20.012
Maquinaria y equipo de mantenimiento	35.308	2.919	-	(37)	38.190	2.727	-	(378)	24	40.563
Equipo para fotografía, video y publicaciones	3.705	163	-	2	3.870	298	-	(35)	(30)	4.103
Total Grupo ICE	¢ 374.288	47.985	-	(4.582)	417.691	22.209	133	(4.815)	(9)	435.209

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

La depreciación acumulada de los otros activos en operación - costo se detalla como sigue:

Depreciación acumulada otros activos en operación - costo	Al 31 de diciembre de							Al 30 de septiembre de 2014
	2012	Depreciación	Retiros y traslados	2013	Depreciación	Retiros	Traslados	
Edificios	¢ 3.963	789	-	4.752	695	(5)	5	5.447
Maquinaria y equipo para la producción	659	453	(3)	1.109	84	(392)	-	801
Equipo para construcción	34.184	12.453	(447)	46.190	9.508	(487)	1	55.212
Equipo de transporte	64.626	7.051	(508)	71.169	5.213	(539)	-	75.843
Equipo de comunicaciones	6.228	1.575	(398)	7.405	1.463	(416)	(41)	8.411
Mobiliario y equipo de oficina	3.747	730	(143)	4.334	552	(121)	(1)	4.764
Equipo y programas de cómputo	49.468	11.264	(2.145)	58.587	6.205	(1.075)	33	63.750
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	15.113	3.836	(601)	18.348	3.111	(352)	57	21.164
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	235	71	(2)	304	55	(6)	-	353
Maquinaria y equipo diversos	8.640	2.449	(182)	10.907	1.801	(201)	(62)	12.445
Maquinaria y equipo de mantenimiento	17.872	6.153	(217)	23.808	4.617	(310)	-	28.115
Equipo para fotografía, video y publicaciones	2.035	635	(43)	2.627	434	(33)	(1)	3.027
Total Grupo ICE	¢ 206.770	47.459	(4.689)	249.540	33.738	(3.937)	(9)	279.332

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

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

Otros activos en operación - revaluación	Al 31 de diciembre de							Al 30 de setiembre de 2014
	2012	Revaluación	Retiros y traslados	2013	Revaluación	Retiros	Traslados	
Terrenos	¢ 6.844	250	-	7.094	-	-	-	7.094
Vías de comunicación terrestre	-	-	16	16	-	-	-	16
Edificios	46.645	2.251	(4)	48.892	-	(8)	2	48.886
Maquinaria y equipo para la producción	1.745	128	203	2.076	-	(1.084)	-	992
Equipo para construcción	11.166	1.953	(88)	13.031	-	(356)	-	12.675
Equipo de transporte	15.414	1.096	(375)	16.135	-	(231)	-	15.904
Mobiliario y equipo de oficina	2.169	226	(92)	2.303	-	(77)	(1)	2.225
Equipo sanitario de laboratorio e investigación	5.201	804	(289)	5.716	-	(149)	14	5.581
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo	63	18	(1)	80	-	(1)	-	79
Maquinaria y equipo diversos	1.311	284	(29)	1.566	-	(40)	(14)	1.512
Maquinaria y equipo de mantenimiento	3.722	851	(55)	4.518	-	(79)	-	4.439
Equipo para fotografía, video y publicaciones	311	84	(6)	389	-	(4)	-	385
Total Grupo ICE	¢ 94.591	7.945	(720)	101.816	-	(2.029)	1	99.788

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

La depreciación acumulada correspondiente a los otros activos en operación revaluados se detalla como sigue:

Depreciación acumulada otros activos en operación- revaluación	Al 31 de diciembre de								Al 30 de septiembre de 2014	
	2012	Depreciación	Revaluación	Retiros y traslados	2013	Depreciación	Retiros	Traslados		
Vía de comunicación terrestre	¢	-	-	-	16	16	-	-	-	16
Edificios		26.874	1.015	906	(2)	28.793	803	(3)	-	29.593
Maquinaria y equipo para la producción		1.118	177	53	-	1.348	67	(926)	-	489
Equipo para construcción		9.558	719	739	(85)	10.931	808	(354)	-	11.385
Equipo de transporte		13.730	755	544	(374)	14.655	646	(231)	-	15.070
Mobiliario y equipo de oficina		1.719	90	73	(84)	1.798	80	(69)	1	1.810
Equipo y programas de cómputo		-	(1)	-	1	-	-	-	-	-
Equipo sanitario de laboratorio e investigación		3.946	390	275	(264)	4.347	349	(134)	-	4.562
Equipo y mobiliario educacional deportivo y recreativo		36	6	4	(1)	45	5	(1)	-	49
Maquinaria y equipo diversos		935	148	94	(30)	1.147	128	(36)	-	1.239
Maquinaria y equipo de mantenimiento		2.662	449	332	(113)	3.330	483	(73)	-	3.740
Equipo para fotografía, video y publicaciones		198	57	36	(7)	284	53	(4)	-	333
Total Grupo ICE	¢	60.776	3.805	3.056	(943)	66.694	3.422	(1.831)	1	68.286

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) 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 detallan como sigue:

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero			
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero - costo	Al 31 de diciembre de 2013	Adiciones	Al 30 de setiembre de 2014
Terrenos	¢ 1.151	-	1.151
Edificios	25.315	-	25.315
Mobiliario y equipo de oficina	1.084	-	1.084
Equipo de transporte	60	9	69
Total Grupo ICE	¢ 27.610	9	27.619

La depreciación acumulada correspondiente a los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero se detalla como sigue:

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero			
Depreciación aumulada - costo	Al 31 de diciembre de 2013	Depreciación	Al 30 de setiembre de 2014
ICE:			
Edificios	¢ 1.773	380	2.153
Mobiliario y equipo de oficina	378	81	459
Equipo de transporte	8	5	13
Total Grupo ICE	¢ 2.159	466	2.625

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

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 el 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 y del mobiliario y equipo de oficina. El inmueble corresponde a una torre de oficinas ubicado en San José, Sabana Sur, donde se localizan las oficinas administrativas del Sector 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 30 de setiembre de 2014 y de 2013 registra pasivos por ese concepto. El fideicomiso, en su calidad de propietario del Centro Empresarial La Sabana y del mobiliario y equipo de oficina, los 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. De acuerdo con nuestras políticas contables, el fideicomiso no forma parte de las entidades a incluir en los estados financieros consolidados del Grupo ICE.

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.
 - 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 tramos, de conformidad con los pagos, términos y condiciones proyectados. Asimismo podrá suscribir contratos de crédito

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

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 los 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.

Los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero-revaluación se detallan como sigue:

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero			
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero - revaluo	Al 31 de diciembre de 2013	Revaluación	Al 30 de setiembre de 2014
ICE:			
Terrenos	¢ 125	-	125
Edificios	2.981	-	2.981
Mobiliario y equipo de oficina	129	-	129
Total Grupo ICE	¢ 3.235	-	3.235

La depreciación acumulada correspondiente a los otros activos en operación bajo arrendamiento financiero revaluados se detalla como sigue:

Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero			
Otros activos en operación bajo arrendamiento financiero- depreciación acumulada revaluación	Al 31 de diciembre de 2013	Depreciación	Al 30 de setiembre de 2014
ICE:			
Edificios	¢ 148	45	193
Mobiliario y equipo de oficina	34	11	45
Total Grupo ICE	¢ 182	56	238

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 7. Obras en construcción, material en tránsito e inventario para inversión

En el siguiente cuadro se indican los movimientos durante los años 2014 y 2013 relacionados con las obras en construcción, material en tránsito e inventario - inversión:

Al 30 de setiembre de 2014															
Cuenta	Al 31 de diciembre de 2012 (Reestructurado)	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses y comisiones	Ingreso al almacén	Ajustes y Reclassificaciones	Ingreso a obra	Al 31 de diciembre de 2013	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses y comisiones	Ingreso al almacén	Ajustes y Reclassificaciones	Ingreso a obra	Al 30 de setiembre de 2014
ICE:															
Obras mayores en construcción	350.811	185.300	(51.306)	27.094	-	(57.280)	-	454.619	102.254	(16.036)	23.323	-	(101.254)	-	462.906
Otras obras en construcción	234.347	168.911	(255.495)	9.580	-	(5.488)	-	151.855	104.185	(105.329)	5.600	-	(2.223)	-	154.088
* Eliminación de servicios institucionales	-	-	-	-	-	(3.752)	-	(3.752)	-	-	-	-	1.137	-	(2.615)
Subtotal obras en construcción	585.158	354.211	(306.801)	36.674	-	(66.520)	-	602.722	206.439	(121.365)	28.923	-	(102.340)	-	614.379
Material en tránsito para inversión	153.476	22.127	-	-	(25.686)	(130)	(32.291)	117.496	561	-	-	(30.565)	(3.229)	(32.022)	52.241
Inventario en inversión	169.564	1.096	-	-	74.558	(16.717)	(94.284)	134.217	2.857	-	-	63.763	(4.777)	(44.587)	151.473
Total ICE	908.198	377.434	(306.801)	36.674	48.872	(83.367)	(126.575)	854.435	209.857	(121.365)	28.923	33.198	(110.346)	(76.609)	818.093
CNFL:															
Otras obras en construcción	94.074	75.706	(12.984)	9.859	-	(6.069)	-	160.586	45.014	(12.881)	-	-	(7.514)	-	185.205
Inventario y material para inversión	3.717	82	-	-	-	-	-	3.799	-	(506)	-	-	-	-	3.293
Subtotal CNFL	97.791	75.788	(12.984)	9.859	-	(6.069)	-	164.385	45.014	(13.387)	-	-	(7.514)	-	188.498
RACSA:															
Otras obras en construcción	167	240	(177)	-	-	-	-	230	96	-	-	-	-	-	326
Material en tránsito para inversión	36	228	(49)	-	-	(6)	-	209	645	(488)	-	-	-	-	366
Subtotal RACSA	203	468	(226)	-	-	(6)	-	439	741	(488)	-	-	-	-	692
CABLE VISIÓN:															
Otras obras en construcción	-	-	-	-	-	-	-	-	101	(61)	-	-	29	-	69
Inventario en inversión	-	29	-	-	-	-	-	29	-	-	-	(29)	-	-	-
Subtotal Cable Visión	-	29	-	-	-	-	-	29	101	(61)	-	(29)	29	-	69
Total Grupo ICE	1.006.192	453.719	(320.011)	46.533	48.872	(89.442)	(126.575)	1.019.288	255.713	(135.301)	28.923	33.169	(117.831)	(76.609)	1.007.352
Resumen Grupo ICE :															
Obras mayores en construcción	445.052	261.246	(64.467)	36.953	-	(63.349)	-	615.435	147.364	(28.917)	23.323	-	(108.768)	-	648.437
Otras obras en construcción	234.347	168.911	(255.495)	9.580	-	(5.488)	-	151.855	104.286	(105.390)	5.600	-	(2.194)	-	154.157
* Eliminación de servicios institucionales	-	-	-	-	-	(3.752)	-	(3.752)	-	-	-	-	1.137	-	(2.615)
Subtotal obras en construcción	679.399	430.157	(319.962)	46.533	-	(72.589)	-	763.538	251.650	(134.307)	28.923	-	(109.825)	-	799.979
Material en tránsito para inversión	153.512	22.355	(49)	-	(25.686)	(136)	(32.291)	117.705	1.206	(488)	-	(30.565)	(3.229)	(32.022)	52.607
Inventario en inversión	173.281	1.207	-	-	74.558	(16.717)	(94.284)	138.045	2.857	(506)	-	63.734	(4.777)	(44.587)	154.766
Total Grupo ICE	1.006.192	453.719	(320.011)	46.533	48.872	(89.442)	(126.575)	1.019.288	255.713	(135.301)	28.923	33.169	(117.831)	(76.609)	1.007.352

* Consumo interno por servicios eléctricos y telefónicos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

El detalle del movimiento de obras en construcción y otras obras en construcción al 30 de setiembre de 2014, se presenta como sigue:

Obras en construcción y otras obras en construcción	Al 31 de diciembre de 2013	Adiciones	Capitalizaciones	Intereses y comisiones	Ajustes y Reclasificaciones	Al 30 de setiembre de 2014
ICE						
Obras en construcción:						
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón (1)	¢ 284.442	14.145	-	10.206	(96.630)	212.163
Proyecto Hidroeléctrico Cachi (2)	68.309	28.313	-	7.064	-	103.686
Transmisión Cariblanco-Trapiche (3)	23.942	8.888	-	1.409	-	34.239
Transmisión Peñas Blancas-Garita	21.857	4.471	-	1.154	-	27.482
Proyecto Hidroeléctrico Río Macho (4)	10.841	17.232	(4.314)	505	-	24.264
Proyecto Geotérmico Las Pailas II (5)	9.098	14.715	(1.299)	943	-	23.457
Transmisión Cóbano	6.686	3.278	-	467	-	10.431
Transmisión Anillo Sur (6)	7.271	7.051	(364)	898	(4.553)	10.303
Modernización S.T. Río Macho	7.740	391	-	387	-	8.518
Barras auxiliares	1.706	396	-	124	-	2.226
Renovación transformadores de potencia	-	2.085	-	5	-	2.090
Transmisión Siepac líneas de transmisión	1.809	155	-	77	-	2.041
Modernización Jacó	949	234	-	98	-	1.281
Varios Proyectos	9.969	900	(10.059)	(14)	(71)	725
Subtotal obras en construcción	454.619	102.254	(16.036)	23.323	(101.254)	462.906
Otras obras en construcción:						
P.E.S.S.O	19.096	4.766	-	912	-	24.774
Conformación y rehabilitación de estructuras civiles y metálicas	16.250	1.651	(3.372)	1	(430)	14.100
Evolución móvil avanzado (7)	9.019	5.401	(3.250)	-	(5)	11.165
Mejoramiento continuo de la calidad (distribución) (8)	8.777	6.133	(5.642)	326	-	9.594
Terminales públicas avanzadas (9)	61	25.737	(16.411)	-	-	9.387
Expansión y modernización del sistema de transporte (10)	8.167	7.217	(7.549)	158	-	7.993
Reforzamiento del sistema de distribución	5.949	3.831	(2.650)	74	-	7.204
Mejoras en la red de transporte Telecomunicaciones (11)	4.541	8.521	(6.476)	-	(18)	6.568
Nuevo centro control de energía	3.378	2.701	-	253	-	6.332
Fibra óptica de conectividad avanzada (FOCA)	7.247	4.541	(5.514)	-	(23)	6.251
Gestión Elementos de la Red	6.486	3.089	(3.613)	-	-	5.962
Servicios técnicos para proyectos de distribución	5.988	1.771	(3.280)	131	-	4.610
Desarrollo de redes	6.353	4.932	(7.036)	36	-	4.285
Inversión permanente en obras de transmisión	3.805	1.325	(1.121)	78	23	4.110
Proyecto Geotérmico Miravalles II	10.975	225	(8.872)	2.115	(733)	3.710
Sostenibilidad y crecimiento de los ingresos del sector de telecom	13	3.275	(42)	-	-	3.246
Servicios Móvil Avanzado	720	2.303	(179)	-	-	2.844
Infraestructura Tecnológica	2.092	250	(172)	267	-	2.437
Sostenibilidad e insonorización de infraestructura	2.494	1.562	(1.874)	-	-	2.182
Atención integral del cliente empresarial	1.904	3.769	(3.594)	-	(13)	2.066
Mejoras red de transporte de electricidad	3.056	1.612	(2.760)	162	(58)	2.012
Proyecto Hidroeléctrico Arenal	1.130	364	-	310	-	1.804
Modernización de la iluminación, ensayos	1.578	809	(747)	12	-	1.652
Ahramado público	1.151	647	(551)	24	-	1.271
Expansión de la Telefonía Móvil	929	209	-	-	-	1.138
Varios Proyectos	20.696	7.544	(20.624)	741	(966)	7.391
Subtotal otras obras en construcción	151.855	104.185	(105.329)	5.600	(2.223)	154.088
(*) Eliminación de servicios institucionales	(3.752)	-	-	-	1.137	(2.615)
Total ICE	¢ 602.722	206.439	(121.365)	28.923	(102.340)	614.379
CNFL:						
Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior (12)	154.167	31.720	-	-	(7.514)	178.373
Proyecto Hidroeléctrico Anonos	1.536	116	-	-	-	1.652
Proyecto Hidroeléctrico Olivier Isla del Coco	126	950	-	-	-	1.076
Proyecto Eólico San Buenaventura	957	55	-	-	-	1.012
Varios Proyectos	3.800	12.173	(12.881)	-	-	3.092
Subtotal CNFL	160.586	45.014	(12.881)	-	(7.514)	185.205
RACSA:						
Red de 300 Km fibra óptica	230	30	-	-	-	260
Proyectos forestales	-	61	-	-	-	61
Varios Proyectos	-	5	-	-	-	5
Subtotal RACSA	230	96	-	-	-	326
CABLE VISIÓN						
MJ006 SAINT CLARE MORAVIA	-	8	-	-	-	8
MJ007 SAN RAMON TRES RIOS	-	6	-	-	-	6
MJ008 GRANADILLA ESTE	-	5	-	-	-	5
Varios Proyectos	-	82	(61)	-	29	50
Subtotal CABLE VISIÓN	-	101	(61)	-	29	69
Total Grupo ICE	¢ 763.538	251.650	(134.307)	28.923	(109.825)	799.979

(Continúa)

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

Al 30 de setiembre de 2014 las obras que se encuentran en proceso de construcción presentan un incremento de ¢28.923 por concepto de intereses capitalizables del Grupo ICE; siendo los principales: Proyecto Hidroeléctrico Reventazón y Proyecto Hidroeléctrico Cachí, a cargo del ICE.

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

(1) Proyecto Hidroeléctrico Reventazón

Este Proyecto se ubica en la cuenca media del Río Reventazón, Limón, con capacidad de generación eléctrica de 305 MW. El contrato de conformación del fideicomiso y de construcción ya fue firmado y refrendado por la Contraloría General de La República y se encuentran en operación, el financiamiento se da con recursos propios y con fondos provenientes de otros esquemas de financiamiento suscritos por el ICE.

Al 30 de setiembre 2014 este proyecto presenta una disminución de ¢96.630, por la reclasificación de los costos asociados a las obras que están incluidas en el contrato de construcción firmado por el fideicomiso.

A su vez las obras se incrementan por adiciones de ¢14.145, por la adquisición de materiales y equipo.

(2) Proyecto Hidroeléctrico Cachí

Este proyecto aprovecha las aguas de la cuenca media del Río Reventazón, la casa de máquinas se ubica a 4 Km al sur de Juan Viñas en el Distrito de Tucurrique del Cantón Jiménez, su embalse y presa están ubicados en el Distrito de Cachí del cantón Paraíso; ambos en la provincia de Cartago.

Las obras consisten en la ampliación de la casa de máquinas existente, construcción de túnel adicional, lo que repotencia la planta en 20 MV adicionales, un tanque de oscilación y dos ventanas de inspección.

Presenta un incremento en adiciones por un monto de ¢28.313, por la adquisición de materiales y equipo.

(Continúa)

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

(3) Transmisión Cariblanco-Trapiche

La línea de transmisión se ubica entre la Planta Hidroeléctrica Cariblanco hasta la subestación del Proyecto Hidroeléctrico General pasando por los distritos de Puente de Piedra y Rio Cuarto de Grecia así como La Virgen, Puerto Viejo y Horquetas de Sarapiquí,

Las obras constan de 274 estructuras (entre torres y postes) la distancia total es de 76,5 Km. El Voltaje trasegado es 230 kw y la servidumbre de 20m, para la reconstrucción de la Línea de Transmisión Trapiche - Lessville y la construcción de las Subestaciones Trapiche y General.

Al 30 de setiembre 2014 presenta un incremento por la suma de ¢8.888 en adiciones, los cuales corresponden principalmente a la adquisición de equipos y materiales.

(4) Proyecto Hidroeléctrico Río Macho

El Centro de Producción Río Macho se localiza en el Valle de Orosi, dentro de la cuenca del Río Reventazón en la vertiente Atlántica.

Las obras consisten en la sustitución integral de las cinco unidades generadoras y sus respectivos sistemas auxiliares, toma de agua, embalse, subestación e ingeniería y viabilidad ambiental para la reparación del túnel que alimenta el embalse el Llano.

Las adiciones de este proyecto al 30 de setiembre de 2014 ascienden a la suma de ¢17.232, principalmente por la adquisición de materiales eléctricos y productos metálicos.

Se estima que entre en operación en el segundo semestre del 2017.

(5) Proyecto Geotérmico las Pailas II

El aprovechamiento de los recursos naturales extraídos del campo geotérmico situado en la zona volcánica del volcán Rincón de la Vieja en la provincia de Guanacaste Costa Rica, permite la construcción de una unidad adicional de generación térmica en el Campo Geotérmico las Pailas.

Al 30 de setiembre de 2014 se presenta un incremento de ¢14.715 en adiciones, los cuales corresponden principalmente a la adquisición a materiales.

(6) Transmisión Anillo Sur

Sistema de transmisión conocido como Anillo Metropolitano de 230 kw, construcción de las líneas de transmisión de doble circuito en los sectores sur y este de San José, construcción de la subestación en Higuito de Desamparados, además de la ampliación de la línea existente en el noroeste.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Al 30 de setiembre de 2014 se presenta un incremento de ¢7.051 en adiciones, los cuales corresponden principalmente a la adquisición de materiales metálicos y minerales.

(7) Evolución móvil avanzado

Este proyecto consiste en la implementación de un sistema que permite mayor capacidad para el manejo de datos.

Las adiciones de este proyecto al 30 de setiembre de 2014 ascienden a la suma de ¢5.401, que corresponden principalmente a la adquisición de equipos.

(8) Mejoramiento continuo de la calidad (distribución)

El objetivo de este proyecto es mejorar la infraestructura, instalación y operación remota de equipos para la distribución de electricidad, mediante prácticas modernas de mantenimiento que impulse de manera permanente el mejoramiento de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica, y apoyar la competitividad de los procesos económicos del país como: industria, turismo, comercio y servicios.

Las adiciones de este proyecto al 30 de setiembre de 2014 ascienden a la suma de ¢6.133, que corresponden principalmente a la adquisición de maquinaria y equipo para la producción así como materiales y suministros.

(9) Terminales públicas avanzadas

La adquisición de equipos son incorporados en el núcleo de la red de telecomunicaciones, para integrar las tecnologías de acceso móvil.

Al 30 de setiembre de 2014 se presentó un incremento ¢25.737 en adiciones, principalmente por adquisición de equipos.

(10) Expansión y modernización del sistema de transporte

El alcance del proyecto consiste en cubrir los requerimientos en materia de transporte del sistema de telecomunicaciones. El costo aproximado asciende a los US\$105 millones proyectados al año 2015.

Las adiciones por ¢7.217, corresponden principalmente a la adquisición de materiales y productos eléctricos y equipos de infocomunicaciones.

(11) Mejoras en la red de transporte Telecomunicaciones

Diseño y realización de obras en zonas de interés para la institución. Las adiciones de este proyecto al 30 de setiembre de 2014 ascienden a ¢8.521, principalmente por avances en obras.

(Continúa)

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

(12) Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior.

Este proyecto se ubica en Santa Rita de Florencia, Cantón de San Carlos, provincia de Alajuela tendrá una potencia instalada de 37,5 MW para una producción promedio anual de 122 GWH.

Al 30 de setiembre de 2014 se presentó un incremento por la suma de ¢31.720 en adiciones, principalmente por avances de la unidad ejecutora del proyecto.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

ICE - Sector Electricidad

Al 30 de setiembre de 2014, las principales obras en construcción detalladas por fuente de financiamiento que se mantienen en construcción se detallan a continuación.

Detalle de obras en construcción	Local	BID 796	JBIC	Bonos Colocación A	Bonos Colocación B	B.C.I.E. Servicios Eléctricos 2007	D.I.D. (adicional)	B.C.I.E. (adicional)	Detalle de fuente de financiamiento										Al 30 de setiembre de 2014	
									C.A.F. (Corporación Andina Fomento)	Banca Nacional	CLIPP	Banca Multilateral	Emisión Bonos Internacionales	Emisión Bonos Internacionales 2009	Emisión Bonos Nacionales 2010	Banco Europeo de Inversión	B.C.I.E.	Servicios Terceros		B.C.I.E. 2109
Generación Hidráulica - Proyecto hidroeléctrico:																				
Proyecto Hidroeléctrico Río Macho	6	2.164	-	-	-	-	-	-	-	-	15.053	-	6.653	81	313	-	-	-	-	24.264
Proyecto Hidroeléctrico Cachi		31.636	-	-	-	-	-	-	3	14	-	-	8.358	154	13.158	-	50.363	-	-	103.686
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón		116.709	-	-	-	-	53	10	15	7.242	-	12	81.360	1.123	1.025	10	-	-	4.604	212.163
Subtotal generación hidráulica		150.509					53	10	18	7.256	15.053	12	96.371	1.358	14.496	10	50.363		4.604	340.113
Subestaciones:																				
Transmisión Cariblanco-Trapipe		3.053	7	-	-	-	-	-	-	-	119	-	3.548	1	1.647	-	-	-	-	8.375
Barras auxiliares		1.188	-	-	-	-	-	-	-	120	13	-	380	14	511	-	-	-	-	2.226
Transmisión Jacó		247	-	-	-	-	-	-	-	-	55	-	160	72	43	-	-	-	-	577
Transmisión COYOL		239	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	150	-	151	-	-	-	-	610
Renovación transformadores de potencia		387	-	-	-	-	-	-	69	1.414	-	-	183	6	31	-	-	-	-	2.090
Modernización S.T. Río Macho		5.023	-	-	-	-	-	-	-	165	1.249	-	333	-	1.748	-	-	-	-	8.518
Subtotal subestaciones		10.137	7							354	2.920		4.754	93	4.131					22.396
Líneas de Transmisión:																				
Transmisión Cariblanco-Trapipe		7.803	(57)	1	-	16	220	-	37	202	-	-	12.004	305	5.335	-	-	-	-	25.866
Transmisión Poás		(54)	141	-	1	16	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	106
Transmisión Peñas Blancas-Garita		11.245	(302)	-	49	10	504	-	2.824	1.810	-	-	5.427	24	5.890	-	-	1	-	27.482
Transmisión Cobano		4.098	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.869	-	2.464	-	-	-	-	10.431
Transmisión Stepac líneas de transmisión		1.500	-	-	(27)	(99)	23	-	-	39	-	-	172	-	433	-	-	-	-	2.041
Transmisión Amillo Sur		1.445	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.602	-	2.256	-	-	-	-	10.303
Transmisión Jacó		197	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	102	80	324	-	-	-	-	703
Transmisión COYOL		3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	8
Subtotal líneas de transmisión		26.237	(218)	1	23	(57)	749		2.861	2.051			28.181	409	16.702			1		76.940
Generación Geotérmica:																				
Proyecto Geotérmico Las Pailas II (5)		12.274	-	-	-	-	-	-	-	-	179	-	5.021	66	5.917	-	-	-	-	23.457
Subtotal generación geotérmica		12.274									179		5.021	66	5.917					23.457
Total obras en construcción	e	199.157	(211)	1	23	(57)	749	53	2.871	2.069	7.610	18.152	134.327	1.926	41.246	10	50.363	1	4.604	462.906

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) 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:

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Otras inversiones valuadas al costo:			
Fideicomiso Proyecto Hidroeléctrico Toro 3 (1)	¢	11.203	11.203
Empresa Propietaria de la Red, S.A. (2)		3.124	3.124
Red Centroamericana de Fibras Ópticas S.A. (3)		143	143
Cooperativa de Electrificación Rural		43	43
Red Centroamericana Telecomunicaciones S.A.		10	10
Subtotal otras inversiones valuadas al costo		14.523	14.523
Inversiones financieras a largo plazo:			
Gobierno (Bonos Deuda Externa)		25.306	20.273
Banco Central de Costa Rica (Bono)		6.606	6.598
Banco de San José (BAC)		1.000	1.500
Florida ICE & Farm Company S.A.		900	900
Grupo Mutual Alajuela - La Vivienda de Ahorro y Préstamo		778	778
Refinadora Costarricense de Petróleo		812	754
La Nación S.A. (Bono)		1.250	750
Banco Hipotecario de la Vivienda (Bono)		500	500
Banco Popular y de Desarrollo Comunal		496	-
Instituto Nacional de Cemento		-	350
Banco Promérica		300	300
Banco Crédito Agrícola de Cartago		569	251
Banco BCT		250	250
Financiera Desyfin		302	-
Subtotal inversiones financieras a largo plazo		39.069	33.204
Total inversiones a largo plazo Grupo ICE	¢	53.592	47.727

(1) Fideicomiso Proyecto Hidroeléctrico Toro 3

El 9 de marzo de 2006 el ICE y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), acordaron suscribir un Convenio de Alianza empresarial para el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico Toro 3, mediante el cual ambas entidades tendrán una participación paritaria (50% cada uno) en cuanto a derechos y obligaciones, con el fin de llevar a cabo las actividades necesarias para diseñar, financiar, construir, operar y mantener el Proyecto Hidroeléctrico Toro 3. En enero de 2008 y al amparo del Convenio de Alianza empresarial mencionado, el ICE y JASEC establecieron un contrato de Fideicomiso con el Banco de Costa Rica, donde el ICE y JASEC figuran como fideicomitentes y fideicomisarios y el Banco de Costa Rica como fiduciario. El Fideicomiso tendrá como principal objetivo gestionar y administrar de forma independiente el financiamiento necesario para la

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

construcción del Proyecto Hidroeléctrico Toro 3. Adicionalmente, el fideicomiso tendrá como fin construir el proyecto en el plazo establecido, arrendar la planta al ICE y JASEC, adquirir los bienes y servicios necesarios para la construcción y el mantenimiento, y administrar los flujos de efectivo para el repago del financiamiento, así como hacer el pago puntual del mismo (Véase nota 30). El plazo del contrato de Fideicomiso es de 30 años.

El 26 de enero de 2012 el ICE, JASEC y el Fideicomiso Toro 3, establecen un contrato de arrendamiento de la planta Toro 3, el cual tiene los siguientes elementos:

- Arrendante: Fideicomiso P.H. Toro 3 representado por el Banco de Costa Rica (BCR).
- Arrendatarios: ICE y JASEC
- El plazo de arrendamiento es de ciento treinta y siete meses contados a partir del 1 de junio del 2013, fecha de inicio del arrendamiento.
- Transferencia. Una vez finalizado el Contrato de Arrendamiento, los arrendadores (JASEC-ICE) podrán ejercer una opción de compra sobre la planta.

Durante el 2012, el Grupo ICE realizó un aporte patrimonial al Fideicomiso del Proyecto Hidroeléctrico Toro 3 por un monto de US\$22 millones (equivalentes a ₡11.203) en calidad de fideicomitente de ese Fideicomiso, para financiar parte de la construcción del proyecto.

(2) **Empresa Propietaria de la Red, S.A.**

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). La EPR tiene un capital social de 58.500 acciones comunes con un valor nominal de US\$1.000 cada una; el ICE es dueño de 6.061 acciones de US\$1.000 cada una y la CNFL posee 439 acciones de US\$1.000 cada una, para un total de US\$6,5 millones equivalentes a ₡3.124 del Grupo ICE valuadas a su costo de adquisición.

(3) **Red Centroamericana de Fibras Ópticas S.A.**

En el 2013, el Grupo ICE inició la participación en la Red Centroamericana de Fibras Ópticas S.A. (REDCA S.A.), cuyo objeto es el desarrollo, financiamiento, construcción, mantenimiento, operación y explotación de servicios de telecomunicaciones o aquellos relacionados con las tecnologías de la información y comunicaciones. REDCA tiene un total de 2.700 acciones, con un valor de US\$1.000 cada una y el Grupo ICE es dueña de un total de 300 acciones de las cuales un 93,24% son del ICE y un 6,75% de la CNFL.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 9. Bancos

La cuenta de bancos se detalla como sigue:

Bancos	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Grupo ICE		
Entidades públicas y privadas	¢	8.375
Total Grupo ICE	¢	8.375
		10.126
		10.126

Nota 10. Efectos y cuentas por cobrar

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

Efectos y cuentas por cobrar	Al 30 de setiembre de		Al 31 de diciembre de	
	<u>2014</u>		<u>2013</u>	
	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
Préstamo a entidades autónomas (1) ¢	7.233	-	7.046	-
Particulares	-	2.360	-	1.669
Otros	8	120	64	300
Trámite Judicial	-	108	-	108
Convenios de pago	-	226	-	54
Total Grupo ICE	¢	7.241	2.814	7.110
			2.131	

(1) Préstamo a entidades autónomas

Mediante acuerdo interinstitucional entre el ICE y el Sistema de Emergencias 9-1-1, el 21 de diciembre de 2012, se suscribió la firma del “Convenio de Pago de las Cuentas por Cobrar por el ICE al Sistema de Emergencias 9-1-1”, en el que se acordó expresamente el reconocimiento y aceptación de la deuda, así como la suscripción formal de un “Arreglo de Pago” por parte del Sistema de Emergencias 9-1-1 para cumplir con la obligación de la misma. El saldo de la deuda al 30 de setiembre de 2014 y 31 de diciembre de 2012 fue de ¢4.784.

El Efecto por Cobrar a Largo Plazo a favor del ICE establece que el convenio de pago será de 10 años contados a partir del 01 de enero de 2013, el Sistema de Emergencias 9-1-1 atenderá esta obligación financiera realizando 16 pagos semestrales. Se definen dos años de gracia tanto para los intereses como para el principal adeudado, por lo que el primer pago deberá realizarse el 01 de enero de 2015 y el último el 01 de julio de 2022, aplicando la tasa básica pasiva del BCCR vigente, una semana previa a la fecha de pago.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Además, se incluye en este rubro el préstamo a favor suscrito entre el ICE y la Empresa Propietaria de la Red (EPR) por el repago del préstamo BID 1908 por un total de US\$4,5 millones equivalentes a ₡2.449. (₡2.262 para el año 2013)

Las cuentas por cobrar por servicios prestados y cuentas por cobrar por servicios no comerciales se detallan como sigue:

Cuentas por cobrar servicios prestados		Al 30 de setiembre de	Al 31 de diciembre de
		2014	2013
Particulares	₡	54.446	49.990
Cobro judicial y administrativo		43.051	36.590
Cooperativas eléctricas y empresas municipales de distribución eléctrica		13.228	8.375
Operadores y proveedores de servicios		5.959	5.790
Administraciones telefónicas		2.238	1.562
Dependencias públicas		4.264	2.798
Venta de dispositivos (terminales)		289	269
Servicios eléctricos consumidores		24.712	20.791
Líneas Extranjeras		592	546
Otras		1.923	1.328
Total Grupo ICE	₡	150.702	128.039

Cuentas por cobrar no comerciales		Al 30 de setiembre de	Al 31 de diciembre de
		2014	2013
Particulares (1)	₡	16.994	45.702
Impuestos del gobierno		4.263	4.594
Otras		1.788	955
Toro 3		-	179
Empleados		7	219
Crédito fiscal impuesto de ventas		1.624	1.513
Convenios, servicios liquidados y otros		1.776	1.053
Daños a instalaciones eléctricas		838	730
Retención 2% impuesto sobre renta		616	822
Transacciones comerciales por cobrar		51	580
Otros servicios prestados		512	74
Fondo de ahorro y préstamo		200	200
Adelanto pago impuesto ventas		112	110
Servicios varios gobierno		15	109
Cuentas por cobrar varios		602	416
Pagos anticipados impuesto sobre la renta		180	108
Pagos parciales a proveedores		4	72
Total Grupo ICE	₡	29.582	57.436

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(1) **Particulares**

Al 30 de setiembre de 2014, incluye adelantos dados por el ICE para la adquisición de combustible para la generación de energía mediante plantas térmicas por un monto de ¢1.400, adelantos a particulares relacionados con garantías por ¢1.308, intereses y comisiones por ¢1.407, saldos por cobrar por servicios no tarifados por ¢2.288 que corresponden a los servicios que brindan las diferentes Unidades Estratégicas de Negocios, y un monto de ¢6.478 por depósitos realizados por el ICE en Tribunales Judiciales.

El movimiento de la estimación para incobrables se detalla como sigue:

Estimación para incobrables		Al 31 de diciembre de 2012	Ajuste de periodos anteriores	Aplicado en el periodo	Recuperación de servicios en el periodo	Gasto del periodo	Al 31 de diciembre de 2013	Aplicado en el periodo	Recuperación de servicios en el periodo	Gasto del periodo	Al 30 de setiembre de 2014
Cuentas por cobrar por servicios prestados y no comerciales	¢	35.616	1.829	(12.526)	1.259	6.739	32.917	(6.640)	683	3.430	30.390
Total Grupo ICE	¢	35.616	1.829	(12.526)	1.259	6.739	32.917	(6.640)	683	3.430	30.390

Nota 11. Inventario en operación

Los inventarios de operación se detallan según ubicación como sigue:

Inventarios en operación		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
San José	¢	24.539	27.473
Limón		25.984	19.990
Puntarenas		31.533	18.162
Guanacaste		11.098	12.143
Alajuela		2.857	3.295
Cartago		3.133	3.157
Subtotal Grupo ICE		99.144	84.220
Reclasificación a inventario de inversión y otros activos		(48.471)	(44.725)
Total Grupo ICE	¢	50.673	39.495

El Grupo ICE tiene la política de reclasificar al inventario de inversión aquellos ítems del inventario que estén directamente relacionados con los activos en inversión y otros activos que no están incorporados físicamente en el activo; es decir que no están disponibles para su uso porque no están instalados ni están operando de la forma prevista por el Grupo ICE.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Estimación para la valuación de existencias en almacenes

El movimiento de la estimación para la valuación del inventario de operación, se presenta a continuación.

	Al 31 de diciembre de				Usado en el año	Gastos del año	Al 30 de setiembre de 2014	
	2012	Usado en el año	Gastos del año	2013				
Estimación para valuación de existencias	¢	5.976	(2.414)	7.394	10.956	(992)	46	10.010
Total Grupo ICE	¢	5.976	(2.414)	7.394	10.956	(992)	46	10.010

Además del inventario en operación e inventario en inversión, el Grupo ICE mantiene material y equipo en custodia los cuales se detallan como sigue:

Material y equipo en custodia	Al 30 de setiembre de		Al 31 de diciembre de	
	2014		2013	
Terminales y otros dispositivos	¢	8.665		2.278
Repuestos en custodia fuera de almacén		637		615
Total Grupo ICE	¢	9.302		2.893

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 12. Inversiones transitorias

Las inversiones transitorias se detallan como sigue:

		Al 30 de Setiembre de 2014						
		Emisor	Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses	
No comprometidas:								
<i>Disponibles para la venta</i>								
	Colones	Recompra	Recompra	¢	1.214	1.217	5,68% - 5,71%	Set 2014 a Oct 2014
		Banco Nacional de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo		3.500	3.500	6,27% - 6,32%	Mayo 2014 a Nov 2014
		Banco de Costa Rica	Papel Comercial (Macroítulo)		1.490	1.500	5,84% - 5,89%	Feb 2014 a Nov 2014
		Gobierno	Título de propiedad tasa fija		1.349	1.349	6,19%	Maz 2014 a Enero 2015
		Gobierno	Título de propiedad macro cero cupón		6.929	7.000	5,34% - 5,95%	Febr 2014 a Febr 2015
		Banco Popular	Certificado Depósito a Plazo		16.250	16.250	5,99% - 7,80%	Febr 2014 a May 2015
		Banco Central de Costa Rica	Bono de Estabilización Monetaria		2.486	2.500	5,34% - 6,00%	Ener 2014 a Ener 2015
		Banco Central de Costa Rica	Bono de Estabilización Monetaria-Tasa Fija		2.699	2.699	5,53% - 6,18%	Abr 2014 a Mar 2015
		Banco CITIBANK (CMB Costa Rica)	Certificado Depósito a Plazo		3.000	3.000	6,22% - 6,50%	Mayo 2014 a Nov 2014
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado Depósito a Plazo		6.800	6.800	5,94% - 7,07%	Feb 2014 a Ago 2015
		Banco Crédito Agrícola de Cartago			2.997	3.000	6,44% - 6,49%	May 2014 a May 2015
		Banco BAC San José, S.A.	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		3.250	3.250	5,94% - 7,25%	Oct 2013 a Ago 2015
		Operaciones de Recompra	Recompra		12.647	12.709	5,5% - 6,64%	Agost 2014 a Nov 2014
		BCIE	Papel Comercial		1.500	1.500	6,19% - 6,91%	May 2014 a Feb 2015
		Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Préstamo	Bono		8.750	8.750	6,17% - 7,95%	Mar 2014 a Ago 2015
		Banco Lafise	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		2.637	2.637	6,93% - 7,69%	Ener 2014 a May 2015
		Mutual de Ahorro y Préstamo	Certificado de Participación Hipotecaria		2.508	2.508	5,94% - 7,49%	Feb 2014 a Mar 2015
		Banco BCT			2.000	2.000	6,90% - 7,19%	May 2014 a Agost 2015
		Banco Improsa	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		2.000	2.000	5,89% - 7,45%	Ago 2014 a Ago 2015
		Banco Cathay	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		2.000	2.000	6,79% - 7,59%	Ener 2014 a Jul 2015
		Financiera Desyfin	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		4.500	4.500	6,96% - 8,66%	Feb 2014 a Nov 2015
		Banco Davivienda (Costa Rica) S.A.	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		1.000	1.000	5,96%	Feb 2014 a Feb 2015
		Banco BANSOL Banco de Soluciones	Certificado de Deposito a Plazo (macroítulo)		1.000	1.000	6,79% - 7,85%	Enr 2014 a Julio 2015
		Banco Promérica	Bono		105	105	6,64%	Oct 2013 a Nov 2014
		BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	Fondos de inversión		15	-	0	0
	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Overnight		22.757	-	0,20%	A la vista
		Banco Internacional de Costa Rica	Overnight Tele. # 104600328 BICSA \$		1.834	-	0,20%	A la vista
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado Depósito a Plazo		541	502	2,94%	Ene 2014 a Ene 2015
		Banco Cathay de Costa Rica S.A.	Papel Comercial		406	377	4,08%	Jul 2014 a Oct 2014
	Colones	Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo		3.745	3.745	3,42% - 3,45%	Set 2014 a Oct 2014
		Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a Corto Plazo		11.884	11.884	3,75%	Set 2014 a Oct 2014
		Banco Nacional de Costa Rica	Inversión a Corto Plazo		2.750	2.750	3,75%	Set 2014 a Oct 2014
		Banco Popular	Certificado Depósito a Plazo		1.000	1.000	6,55%	Feb 2014 a Feb 2015
	Colones	SAFI Banco Nacional de Costa Rica	F.I. BN Superfondo Colones no diversificado		2.524	-	3,31% - 4,17%	A la vista
		SAFI Banco de Costa Rica	F.I. BCR Corto Plazo Colones no diversificado		3.914	-	3,72% - 4,82%	A la vista
		SAFI Instituto Nacional de Seguros	F.I. No diversificado INS - Liquidez Público C		2.189	-	4,17% - 4,99%	A la vista
		Banco Popular	SAFI Banco Popular		2.654	-	4,02%	A la vista
		SAFI BAC San José	BAC San José Liquidez C ND		50	-	3,66%	A la vista
		Scotiabank de Costa Rica	Fondos de Inversión		2	-	2,50%	A la vista
		Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de Inversión		2.000	-	4,17%	A la vista
		Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión		111	-	4,82%	A la vista
		SAFI Instituto Nacional de Seguros	F.I. No diversificado INS - Liquidez Público C		2.000	-	4,14% - 4,99%	A la vista
		SAFI Banco Nacional de Costa Rica	F.I. BN Dinerfondo Dólares no diversificado		1.623	-	0,99%	A la vista
		Banco de Costa Rica	Fondos de inversión		6.208	-	0,88% - 1,32%	A la vista
		SAFI Instituto Nacional de Seguros	F.I. No diversificado INS - Liquidez Público D		2.438	-	1,08% - 1,53%	A la vista
		Scotiabank de Costa Rica	Fondos de Inversión		1.083	-	0,59%	A la vista
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión		3.293	-	0,92%	A la vista
Total Grupo ICE				¢	167.632	-		

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

				Al 31 de Diciembre de 2013			
	Emisor	Tipo de instrumento financiero	Saldo	Valor facial	Tasa rendimiento	Vigencia en meses	
Comprometida:							
<i>Disponibles para la venta</i>	US Dólares	Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	¢ 615	-	1,24%	A la vista
No comprometidas:							
<i>Disponibles para la venta</i>	Colones	Banco Nacional de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	6.100	6.100	5,77%-6,41%	May 2013 a Julio 2014
		Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	5.682	5.682	5,91%-7,49%	Jun 2013 a Agosto 2014
		Banco de Costa Rica	Papel Comercial (Macro título)	341	348	5,28%	Nov 2013 a May 2014
		Gobierno	Título de propiedad tasa fija	1.500	1.500	5,82%-6,10%	May 2013 a Marzo 2014
		Gobierno	Título de propiedad macro cero cupón	8.225	8.500	5,01% - 5,46%	Agost 2013 a Agost 2014
		Banco Popular	Certificado Depósito a Plazo	13.067	13.067	5,61%-6,34%	Marz 2013 a Agost 2014
		Banco Central de Costa Rica	Bono de Estabilización Monetaria	3.807	3.900	4,72% - 6,06%	Abr 2013 a Nov 2014
		Banco CITIBANK (CMB COSTA RICA)	Certificado Depósito a Plazo	1.750	1.750	6,14%	Julio 2013 a Julio 2014
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Certificado Depósito a Plazo	4.960	4.960	5,74%-6,35%	Abr 2013 a Agost 2014
		Banco BAC San José, S.A.	Certificado de Depósito a Plazo (macro título)	4.456	4.456	5,94% - 6,25%	May 2013 a Octu 2014
		Operaciones de Recompra	Recompra	1.458	1.458	3,30%-5,30%	Agost 2013 a Ene 2014
		Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Préstamo	Bono	300	300	6,10%	Jul 2013 a Mar 2014
		Mutual de Ahorro y Préstamo	Certificado de Participación Hipotecaria	1.275	1.275	6,14% - 6,24%	Ago 2012 a Set 2014
		Banco Improsa	Certificado de Depósito a Plazo (macro título)	1.000	1.000	5,89%	Nov 2013 a nov 2014
		Bono HSBC	Bono	240	240	6,25%	Oct 2013 a Agost 14
		Banco BANSOL Banco de Soluciones	Certificado de Depósito a Plazo (macro título)	350	350	6,54%	Oct 2013 a Junio 14
		Banco Promérica	Bono	105	105	6,64%	Oct 2013 a Oct 2014
		BN Sociedad de Fondos de Inversión, S.A.	Fondos de inversión	15	-	-	A la vista
		Banco Nacional de Costa Rica	Fondos de inversión	116	-	3,54%	A la vista
	US Dólares	Banco Internacional de Costa Rica	Overnight	39.626	-	0,20%	A la vista
		Banco Internacional Costa Rica	Overnight Tele. # 104600328 BICSA S	6.427	-	0,20%	A la vista
		Banco Crédito Agrícola de Cartago	Bono	251	251	3,68%	Feb 2013 a Ene 2014
		Operaciones de Recompra	Recompra	544	544	2,91% - 5,30%	Die 2013 a Ene 2014
		Banco Cathay de Costa Rica S.A.	Papel Comercial	270	270	4,45%	Die 2013 a Oct 2014
<i>Mantenidas al vencimiento</i>	Colones	Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	9.517	9.517	3,00%	Die 2013 a Ener 2014
		Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	11.184	11.184	3,00%	Die 2013 a Enero 2014
		BANHVI	Certificado Depósito a Plazo	2.350	2.350	8,74%	Ene 2013 a Ene 2014
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Certificado Depósito a Plazo	5.025	5.025	0,15%	Die 2013 a Ener 2014
		Banco Internacional de Costa Rica	Depósito a Plazo BICSA MIAMI	1.005	1.005	3,00%	Set 2013 a Mar 2014
		Banco Nacional de Costa Rica	Certificado de depósito a plazo	501	502	0,75%	90 Días
		Banco de Costa Rica	Certificado de depósito a plazo	101	100	1,15%	Set 2012 a Mar 2015
<i>Valor Razonable</i>	Colones	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	3	-	3,44% - 4,08%	A la vista
		SAFI BAC San José	BAC SAN JOSÉ Liquidez C ND	50	-	3,07%	A la vista
		Banco Popular	SAFI Banco Popular	4	-	2,64%	A la vista
		Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión	11	-	3,44%-4,08%	A la vista
		Banco Popular	Fondos de Inversión	1	-	2,39%	A la vista
		SAFI BAC San José	BAC SAN JOSÉ Liquidez C ND	50	-	2,95%	A la Vista
	US Dólares	Banco de Costa Rica	Fondos de inversión	1.368	-	1,31%	A la vista
		Banco de Costa Rica	Fondos de Inversión	132	-	1,31%	A la vista
Total Grupo ICE				¢ 133.782	-		

Valuación de Inversiones

El tratamiento 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 (PIPCA), y el efecto de su valoración se incluye en la sección patrimonial, en la cuenta denominada “*Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros*”, hasta el momento en que el instrumento sea dado de baja.

Al 30 de setiembre de 2014 y como resultado de la valoración de las inversiones transitorias disponibles para la venta, el ICE reconoció una ganancia no realizada, neta por un monto de (¢143) (¢20 en diciembre 2013), la cual se presenta como parte del rubro “*Resultado de la Valoración de Instrumentos Financieros*”, en la sección patrimonial.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 13. Fondos de uso restringido

Los activos con restricciones respecto de su disponibilidad, debido a que están destinados a fines específicos, se detallan a continuación:

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Garantías recibidas de terceros:			
Garantías en dólares	¢	888	914
Garantías en colones		594	357
Fondos con finalidad específica:			
BCR Platino (¢) Efectivo pago de servicios al ICE		25	2.468
BNCR Oro - Efectivo amortización, deuda corto plazo		103	1.667
Total Grupo ICE	¢	1.610	5.406

Nota 14. Gastos prepagados

Los gastos prepagados se detallan como sigue:

Gastos prepagados		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Terminales y dispositivos móviles (1)	¢	38.603	37.882
Contrato de uso (2)		15.883	18.688
Combustible (3)		24.892	7.877
Importaciones (4)		20.319	-
Seguros Póliza U-500, neto (5)		7.867	4.448
Póliza todo riesgo en construcción		2.814	4.131
Varias Pólizas		520	387
Papelería		-	338
Guía telefónica		2.635	2.183
Otros		118	36
Boletas de vacaciones		46	21
Patentes		3	3
Embargos Judiciales		19	-
Intereses Leasing		23	21
Servicios		3	-
Derechos de circulación		1	2
Total Grupo ICE	¢	113.746	76.017

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Póliza U-500	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Saldo inicial	¢ 4.448	4.396
Monto de la prima	10.419	12.415
Amortización de la prima	(7.000)	(12.363)
Total Grupo ICE	¢ 7.867	4.448

(1) Terminales y dispositivos móviles

Corresponde al saldo no amortizado del costo de las terminales móviles que se comercializan en planes celulares postpago con un precio inferior al de lista o totalmente gratis. Este gasto prepagado se reconocerá como gasto de acuerdo con el plazo del plan contraído en correlación con los ingresos derivados de éste, así como en el momento de liquidación del servicio, ya sea por retiro anticipado, retiro por morosidad, o cambio de plan.

(2) Contratos de uso

El ICE y el Banco de Costa Rica (fiduciario) firmaron el 5 de noviembre de 2007, un contrato de arrendamiento bajo la figura de Fideicomiso de Titularización, para la construcción de una planta de generación de energía térmica conocida como Planta Térmica Garabito (Véase nota 30). El plazo del arrendamiento considerado en ese fideicomiso y sobre la planta térmica indicada, comprende 142 meses (11 años y 10 meses) el cual inicia a partir de junio de 2010. Debido a que la Planta no había iniciado su operación comercial en la fecha programada (junio de 2010), el 19 de noviembre de 2010, la Gerencia de la Unidad Ejecutora de la Planta Térmica Garabito y el ICE, acuerdan que a partir de enero de 2011 el ICE iniciará la amortización de la cuenta de gastos prepagados, correspondiente a las cuotas por arrendamiento pagadas por el ICE de junio a diciembre de 2010, aplicando la primera cuota (pagada en junio de 2010), en enero de 2011 y así sucesivamente hasta marzo de 2022, fecha en que vence el plazo del contrato de arrendamiento.

Posteriormente a marzo de 2022, el ICE podrá hacer uso del activo por siete meses adicionales a los establecidos en el contrato.

(3) Combustible

Durante el 2012, ARESEP según Resolución 977-RCR-2012 del 02 de noviembre de 2012 aprobó parcialmente la solicitud de reconocimiento tarifario de gastos de combustibles adicionales presentado por el ICE, correspondiente al primer semestre de 2012 y no reconocidos en la tarifa aprobada en Resolución de ARESEP anterior, por un total de ¢19.225, de los cuales el ICE recuperó un monto de ¢3.765 en el 2012 y quedó pendiente de recuperar un monto de ¢15.460 que corresponden a rezagos de gastos de combustibles no reconocidos en ese año. De acuerdo con la resolución de ARESEP RJD-003-2013 emitida con fecha 25 de febrero de

(Continúa)

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

2013, dichos rezagos deberán hacerse efectivos mediante reconocimiento tarifario a partir del 1 de julio de 2013, en tramos trimestrales. En la resolución 795-SJD-2013/125269 del 29 de noviembre de 2013, ARESEP acoge la solicitud del ICE de trasladar el saldo del rezago por combustibles del año 2012 aprobado, para el primero y segundo trimestre del 2014 mediante acuerdo 04-14-2013, para que sea aplicado en las tarifas del tercer y cuarto trimestre del año 2014, periodo en el que quedará amortizado el saldo mencionado. El saldo pendiente de reconocer al 30 de setiembre de 2014 es de ¢4.085.

ARESEP emite resolución RIE-034-2014 del 27 de junio del 2014 mediante la cual aprobó el reconocimiento tarifario del diferencial entre los gastos de combustibles estimados versus reales de febrero, marzo y abril del 2014, por un monto de ¢37.167. ARESEP acogió la solicitud del ICE para que dicho reconocimiento se realizara en tramos trimestrales de la siguiente manera, en el tercer trimestre del 2014 se reconocerá ¢16.360, para el IV trimestre del 2014 un monto de ¢7.916 y el restante en partes iguales para los trimestres del 2015. El saldo pendiente al 30 de setiembre de 2014 de este reconocimiento es de ¢20.807.

(4) Importaciones

A setiembre 2014, se da el reconocimiento tarifario por gasto de importación de energía según resolución RIE 061-2014 de la ARESEP, el cual se encontraba registrado como gasto hasta agosto 2014. Esta partida será diferida en los próximos quince meses a partir de octubre del presente año, de forma que se asocie con los ingresos que se obtendrán en ese plazo. El saldo al 30 de setiembre de 2014 es de ¢20.319.

(5) Póliza U-500

La póliza U-500 todo riesgo a la propiedad, es un contrato a valor de reposición, adecuado a las exigencias del ICE, que cubre todo riesgo de daño físico a la propiedad, como: incendio, deslizamiento, inundación, huracán, rayo, etc. Esta póliza incluye otras coberturas como: rotura de maquinaria, interrupción de negocios, gastos extras, tránsito terrestre, robo con violencia, robo de cable, remoción de escombros, errores y omisiones, propiedad en curso de construcción, sabotaje, terrorismo y riesgos catastróficos, entre otros.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Los gastos prepagados incluyen primas por concepto de pólizas de seguro cuyas coberturas se detallan como sigue:

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado	
			Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
U-500	Todo riesgo de daño físico a la propiedad (eventos de la naturaleza), gastos extras y/o incremento en el costo de operaciones, asalto y/o robo con violencia y/o intimidación a personas, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, propiedad en tránsito terrestre incidental, excluyendo dinero (efectivo) y valores convertibles en dinero, remoción de escombros, documentos, modelos, honorarios de consultores profesionales, propiedad en proceso de construcción, infraestructura menor y similares siempre y cuando se hagan en sitios o instalaciones existentes incluyendo propiedad adyacente, traslado temporal de bienes, reconstrucción de registros magnéticos, reposición de libros, errores y omisiones, gastos de expedición, gastos de extinción de incendios, gastos para agilizar la recuperación, robo de cable. Terrorismo, Responsabilidad Civil y Delitos Comerciales.	Edificios Administrativos y Técnicos (oficinas centrales, edificios de los bloques A-B, bloque C Proveeduría, edificio PySA, Centro Control de Energía). Almacenes, Centrales Telefónicas, Shelters, Radiobases, Agencias Eléctricas, Agencias Telefónicas, CAIC, Centros de Generación, Transformadores de Potencia, Autotransformadores y Transformadores Móviles.	4.030.048	3.498.676
02 01 INS 613 00	Todo Riesgo de Construcción y Montaje cubriendo: Temblor, terremoto, erupción volcánica, ciclón, huracán, granizo, tempestad, vientos, inundación, desbordamiento del nivel de aguas, maremoto y enfangamiento, periodo de pruebas, responsabilidad civil, propiedad adyacente, remoción de escombros.	Proyecto Ampliación Cachi	75.114	64.319
0201 TRC 0196	Todo Riesgo de Construcción y Montaje, Básica de Daño Directo terremoto, vulcanismo, maremoto, tempestad, ciclón, crecida de aguas, inundación, deslizamiento, ampliada de mantenimiento y remoción de escombros. Responsabilidad Civil, Demora en el Arranque, Transporte, Sabotaje y Terrorismo	Proyecto Hidroeléctrico Reventazón	594.024	508.657
Transporte Interior para Terminales Móviles	Riesgos del Medio de Transporte (ampara las pérdidas que sufra la mercancía que se transporta (solo durante su trayecto); en accidentes que sufra el medio de transporte a consecuencia de: caída accidental del vehículo a cunetas, barrancos, precipicios, ríos, lagunas y mar; colisión y/o choque del medio de transporte contra otro cuerpo fijo o móvil, animales o personas; incendio, rayo, ciclón, terremoto, temblor, inundación, vuelco o caída accidental del contenedor, colisión contra objetos móviles o fijos, animales o personas siempre y cuando se encuentre sujetado al chasis o plataforma. Este seguro se suscribió en diciembre 2012.	Terminales móviles que se trasladan en vehículos ICE a los diferentes puntos de venta, para su comercialización	40.950	35.350
0201INC0004621 Depositario Aduanero Almacén Fiscal	Daño físico directo, valor de reposición (para activos fijos), robo con violencia, amparo automático de bienes nuevos, errores y omisiones, maniobra de carga y descarga, reposición de libros contables, honorarios a técnicos y profesionales, reinstalación automática del monto asegurado en caso de siniestro (no aplica para riesgos catastróficos ni robo), gastos extraordinarios, reconstrucción de registros magnéticos, localización múltiple, gastos de extinción de incendio, bienes bajo custodia y control del asegurado.	Mercancías que importa el ICE y son resguardadas en el Almacén Fiscal	2.048	1.753
0101CGM7800 (55000)	Cubre el transporte de los materiales que el ICE adquiere mediante la modalidad de importación y/o exportación temporal de cualquier parte del mundo por medio de transporte: terrestre, marítimo o aéreo. Las coberturas son: A. Todo Riesgo, C: Riesgo Nombrado, D: Guerra y E: Huelga.	Todos los materiales que el ICE adquiere mediante importación	1.027	1.027
02 01 EQE-0000335-00 Equipo Electrónico Todo Riesgo LIDAR	Esta cobertura comprende todos los riesgos de pérdida o daño amparables en la cobertura R denominada Daño Directo Equipo Electrónico, así como la colisión y/o vuelco del automóvil en que se transportan los bienes asegurados, que sufran dichos bienes (equipo móvil o portátil).	Equipo Electrónico LIDAR y vehículo donde esta instalado	553	473
AUM-052	Ampara los vehículos de uso discrecional asignados a la Administración Superior del ICE, coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión o vuelco, F: Robo y/o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Vehículos de la Administración Superior	31	31

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Tipo de póliza	Tipo de cobertura	Bienes asegurados	Monto asegurado	
			Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
0201VAG134-00 Viajeros en Dólares	Accidentes personales (muerte, pérdida de extremidades, incapacidad total y permanente). Gastos médicos por accidente o enfermedad aguda y gastos adicionales, (gastos funerales, servicios de emergencia por tratamiento dental, repatriación sanitaria, repatriación de restos mortales, traslado aéreo de un acompañante, por recomendación médica, alojamiento, pensión y transporte local para acompañante) Renta diaria por hospitalización.	Funcionarios de la Institución que viajen al exterior	25	25
01-01-ACG-245-01 Accidentes Colectivo	Muerte accidental, Incapacidad permanente, Gastos médicos	Personas en condición de particulares que viajen en vehículos ICE	20	20
0201INS000062 Responsabilidad Civil General Global Crossing	Responsabilidad Civil General por lesión o muerte de terceras personas y daños a la propiedad de terceras personas bajo la modalidad de límite unico combinado y límite agregado anual derivada de actividades e inmuebles, demandas provenientes del extranjero.	Amparar la Responsabilidad Civil que pueda derivarse de las actividades e inmuebles mientras bronda el servicio internacional de acceso a interconexión y acceso MSM mantenimiento y/u operación del equipo que se desarrolla en el edificio denominado Global Crossing ubicado en los Angeles (EEUU).	15	13
Básica de Accidentes Colectiva 01ACG264	Muerte accidental, Incapacidad total y permanente por accidente, Gastos médicos por accidente	Ampara a los funcionarios que labora para la Dirección de Protección y Seguridad Institucional	11	11
AUM-144	Ampara los vehículos de uso para la flotilla de la CNFL, coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y /o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros.	Flotilla Vehicular de la CNFL.	6.443	6.060
Maritima 11955	Maritima de Carga.	Importaciones.	1.455	1.455
AUM-172	Ampara los vehículos de uso para la flotilla de la CNFL, coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión o vuelco, F: Robo y /o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Vehículos con fines de Interés Asegurable.	140	186
FCP-0000041-00 EQC-3868	Fidelidad Comprensiva.	Montacargas y Tractores.	241	50
AUM-0502-06 - RACSA	Equipo Contratista.		60	50
EQE 0009580 Equipo Electrónico- RACSA	Seguro de vehículos de la empresa. Coberturas: A: Responsabilidad Civil extracontractual por lesión y/o muerte de personas, C: Responsabilidad civil extracontractual por daños a propiedad de terceros, D: Colisión y/o vuelco, F: Robo y /o Hurto, H: Riesgos adicionales.	Flota vehicular de la empresa	177	183
	Equipo móvil y/o portátil. Todo Riesgo. Coberturas: E: Equipo móvil y/o portátil, comprende los riesgos de pérdida o daño amparados en la cobertura R: Daño Directo Equipo electrónico, así como la colisión y/o vuelco del automóvil en que se transporten los bienes asegurados.	Laptops de la fuerza de ventas.	-	28
Colectiva de Viajeros OCI0001137-RACSA	Accidentes personales (muerte, pérdida de extremidades, incapacidad total y permanente) Gastos médicos por accidente o enfermedad aguda y gastos adicionales (gastos funerales, servicios de emergencia por tratamiento dental, repatriación sanitaria, repatriación de restos mortales, traslado aéreo de un acompañante, por recomendación médica, alojamiento, pensión y transporte local para acompañante). Renta diaria por hospitalización. Pérdida de equipaje, Pérdida de pasaporte.	Funcionarios que viajen al exterior.	27	25
INC-0256115-17 Incendio - RACSA	Coberturas: Incendio casual o rayo, riesgos varios, inundación y deslizamiento, convulsiones de la naturaleza.	Bodega Finca El Cerrito.	28	28
EQC- 0004970 Equipo de contratista- RACSA	Coberturas: E Daño Directo: Ampara las pérdidas que sufra el equipo por colisión, vuelco accidental, incendio casual o rayo transporte del bien en otros medios. L: Responsabilidad Civil límite unico combinado.	Tractor agrícola Finca El Cerrito.	10	10
Responsabilidad civil	Responsabilidad civil en que se vea afectada la empresa, a causa de lesión a terceras personas, así como a propiedad de terceros.	Daños a terceros	10	10
Flotilla vehículos	Responsabilidad civil a terceros	Lesión o muerte a terceras personas y daños a la propiedad de terceros.	100 200 30	100 200 30

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 15. Contratos por servicios

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

Contratos por servicios	Al 30 de setiembre de		
	2014	Al 31 de diciembre de 2013	
<u>ICE:</u>			
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón (1)	¢	25.487	91.620
Otros		532	11
Subtotal Grupo ICE		26.019	91.631
* Eliminaciones de servicios institucionales		(1)	(47)
Total Grupo ICE	¢	26.018	91.584

* Consumo interno por servicios eléctricos y telefónicos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

(1) Proyecto Hidroeléctrico Reventazón

El Proyecto Hidroeléctrico Reventazón se localiza en la cuenca media del río del mismo nombre, aproximadamente 8 km al suroeste de la ciudad de Siquirres, Limón, Costa Rica 38 km aguas abajo del sitio de restitución de la Casa de Máquinas de la Planta Hidroeléctrica Angostura.

El Proyecto, utilizará el agua del Río Reventazón y se constituirá, al término de su construcción, en una de las plantas hidroeléctricas de mayor capacidad instalada en el país, con un caudal de diseño de 240 m³/s y 305,5 megavatios de capacidad (MW).

Se espera que la planta inicie operación a finales del 2016. El costo estimado de los trabajos asciende a un monto de US\$1.406 millones.

El 22 de mayo del 2013 el ICE y el Banco Scotiabank suscriben un contrato de fideicomiso de infraestructura para el desarrollo del P.H. Reventazón, denominado "Contrato de Fideicomiso UNO PH Reventazón / ICE / Scotiabank / 2013"; en el cual el ICE figura como fideicomitente y fideicomisario principal, el Banco Scotiabank como fiduciario y las personas identificadas como fideicomisarios secundarios en cada notificación de nombramiento de fideicomisario secundario.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

A continuación se resumen las principales cláusulas del Contrato de Fideicomiso UNO PH Reventazón / ICE / Scotiabank / 2013:

- Los fines del Fideicomiso son los siguientes:
 - a. Desarrollar, continuar la construcción, arrendar, operar y dar mantenimiento al Proyecto Hidroeléctrico Reventazón, así como suscribir el financiamiento necesario para cumplir dichos fines.
 - b. Crear un patrimonio autónomo e independiente que respalde y garantice el cumplimiento de las obligaciones asumidas por el fideicomiso.
 - c. Constituir el Fideicomiso de Garantía a favor del cual se traspasará el Patrimonio del Fideicomiso, en el cual, el fideicomitente será este Fideicomiso, los fideicomisarios serán los acreedores garantizados y el fiduciario será el Fiduciario de este Fideicomiso. Se acuerda que el Fiduciario del Fideicomiso de Garantía sea el Banco Scotiabank.
 - d. Cumplir las obligaciones del Fideicomiso de acuerdo con los documentos de la transacción, en las que se incluye el pago a los acreedores garantizados que hayan otorgado créditos o que hayan hecho inversiones en títulos valores destinados al desarrollo, financiamiento, construcción, arrendamiento, operación y mantenimiento de la Planta Hidroeléctrica Reventazón.
 - e. Una vez, (i) cumplidos los fines para los cuales fue creado el presente Fideicomiso, (ii) se haya cumplido con las obligaciones bajos los documentos de la transacción y (iii) el Fiduciario reciba la aprobación por escrito del representante de los acreedores garantizados; transmitir al Fideicomitente en su también condición de Fideicomisario Principal, el Patrimonio del Fideicomiso.
 - f. Cualquier otro objetivo o finalidad que se desprenda de la naturaleza de este Contrato de Fideicomiso y de los documentos de la transacción que no atente contra la buena fe en los negocios o las normas jurídicas pertinentes.
- El Patrimonio del Fideicomiso estará compuesto por: (i) los activos que se encuentren en propiedad fiduciaria del Fideicomiso con la finalidad de llevar a cabo el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón; (ii) las obras y el equipamiento que se incorpore en el proceso de desarrollo del Proyecto; (iii) aportaciones en dinero o especie que el Fideicomitente lleve a cabo; (iv) los recursos que obtenga el Fideicomiso por motivo de contratos de préstamo, así como los recursos que recaude por concepto de la emisión, colocación y administración de títulos valores a cargo del Fideicomiso si éstos se llegasen a emitir; (v) ingresos obtenidos por concepto de arrendamiento de la planta así como cualquier otro ingresos que pueda percibir el Fideicomiso por su normal funcionamiento; (vi) todos aquellos permisos, autorizaciones, estudios y documentos que sean necesarios suscribir para la consecución de los fines del Fideicomiso; (vii) cuentas del Fideicomiso, inversiones, sus rendimientos y cualquier otros fondos que el Fiduciario administre de conformidad con este Fideicomiso; (viii) cualquier ingreso obtenido por el Fideicomiso proveniente del Proyecto, sea de forma

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

directa o indirecta; (ix) bienes futuros que eventualmente se incorporen como parte del Patrimonio del Fideicomiso; (x) el patrimonio del Fideicomiso de Garantía una vez que éste haya sido devuelto al Fideicomiso en su condición de fideicomitente de conformidad con los términos y condiciones del Fideicomiso de Garantía.

- El fiduciario deberá administrar y, en su caso, disponer del Patrimonio del Fideicomiso de conformidad con los fines y estipulaciones del contrato, en atención al cumplimiento de todas las obligaciones contraídas por el Fideicomiso.
- Todos los fondos que reciba el Fideicomiso, por cualquier concepto o causa, deberán ser inmediatamente depositados por el Fiduciario en las cuentas bancarias mantenidas con el Fideicomiso de Garantía, de conformidad con los términos y condiciones del Fideicomiso de Garantía. Como única excepción, los fondos provenientes del préstamo puente deberán ser depositados en la cuenta que para estos efectos abra el Fideicomiso.

El 22 de mayo del 2013 el ICE y el Banco Scotiabank procedieron a suscribir los siguientes contratos asociados al esquema de financiamiento bajo el Fideicomiso:

Contrato Llave en Mano EPC (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción).

- Se establece al Fideicomiso UNO P.H Reventazón como empleador y al ICE como contratista encargado de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón. El precio del contrato es de US\$693 millones y el plazo de la construcción finaliza a más tardar el cuarto trimestre de 2016.

Contrato Arrendamiento de Planta Hidroeléctrica Reventazón:

- Se establece al Fideicomiso UNO P.H Reventazón como arrendador y al ICE como arrendatario. El plazo del arrendamiento es de 17 años mínimo y la cuota semestral está en función del monto del pago de la deuda del Fideicomiso ante los bancos prestamistas del Fideicomiso UNO P.H Reventazón.

Al 30 de setiembre se muestra una disminución por ¢66.132, principalmente por la liquidación de facturas por los servicios de construcción, asociadas al proyecto. (Véase nota 37; (1)).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 16. Diseño y planeamiento de la ejecución

Corresponde a los costos incurridos o inversiones realizadas en la etapa de diseño y planeamiento de la ejecución de los proyectos siguientes:

Diseño y planeamiento de la ejecución		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (1)	¢	77.673	71.023
Proyecto Geotérmico Borinquén (2)		21.454	19.847
Transmisión Verbena		1.923	-
Desvío la Carpio		1.366	-
Refuerzos de Transmisión Sur - Centro		4.639	4.222
Líneas de Transmisión		589	2.348
Otras		1.302	1.264
Subtotal Grupo ICE		108.946	98.704
* Eliminación de servicios institucionales		(97)	(154)
Total Grupo ICE	¢	108.849	98.550

* Consumo interno por servicios eléctricos y telefónicos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

(1) Proyecto Hidroeléctrico El Diquís (PHED):

Este proyecto se ubica en la Zona Sur de Costa Rica, el cual tendrá una potencia de 650 megavatios (MV), y una generación de 3.050 Giga Vatios hora (GWh/año) y ha sido declarado como de interés nacional de conformidad con el Decreto No. 34312-MP MINAE del año 2008.

Al 30 de setiembre de 2014, 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 ¢77.673 (¢71.023 en el 2013), necesarios para completar los Estudios de Factibilidad y el Estudio de Impacto Ambiental definitivo. El PHED está en proceso de conclusión y posterior presentación a la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) del Estudio de Impacto Ambiental. Para iniciar su construcción, es necesaria la viabilidad o Licencia Ambiental, la cual se emite con la aprobación de tal estudio por parte de la SETENA.

Dentro del área requerida para el PHED, se ubican algunas comunidades indígenas, entre las cuales destacan: China Kichá (Cabécar) y Térraba (Térraba), que requieren la utilización de 74 y 653 hectáreas de su territorio respectivamente, sin embargo; estas zonas serían inundadas para la construcción del embalse del proyecto. Por tal razón se han iniciado procesos legales y de consulta con estas comunidades indígenas orientados a la búsqueda de un acuerdo para la ejecución del Proyecto.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

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

El PHED mantiene en estado de trámite el proceso judicial No. 11-001691-1027-CA, interpuesto por la Asociación de Desarrollo Integral de la Reserva Indígena de Térraba (ADIT), el cual se tramita en el Tribunal Contencioso Administrativo Sección Sexta y exige la nulidad del Decreto No. 34312-MP-MINAE de 2008, el cual declara de Conveniencia Nacional e Interés Público los estudios y las obras del PHED y sus obras de transmisión; así como el desalojo de las tierras indígenas supuestamente ocupadas por el ICE. Debido a los supuestos daños culturales y la ocupación de tierras indígenas por parte del ICE, el actor 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 criterio de éxito, pues el avance de los procesos es prematuro aún.

Mediante resolución del año 2011 se ordena la suspensión de trámites, en virtud de la existencia de una acción de inconstitucionalidad que versa sobre el objeto del proceso de conocimiento. Esta acción de inconstitucionalidad es la siguiente:

- Acción No. 08-009215-0007-CO presentada por la ADIT, en contra de ciertos artículos del Decreto No. 34312-MP-MINAE mencionado. A la fecha de este informe, se han emitido pronunciamientos legales sobre esta acción, que requieren la realización de un proceso de consulta a las comunidades que se verían impactadas por la construcción del Proyecto. Es criterio de los asesores del ICE, que el rol de la Institución como empresa desarrolladora del Proyecto difiere del rol del Gobierno de la República, quien es el responsable ineludible del desarrollo de ese proceso de consulta, de conformidad con los lineamientos establecidos por Normativa Internacional que ha sido declarado Ley de la República. Como se ha mencionado, este proceso de consulta es vinculante para el otorgamiento de la Licencia Ambiental.

A la fecha de este informe, no existe un cronograma de trabajo definido para el desarrollo del Proceso de Consulta Indígena. La elaboración e implementación de ese cronograma es responsabilidad del Gobierno de la República de Costa Rica, de conformidad con los acuerdos que se tomen entre las partes involucradas en el proceso: el Gobierno de la República, como responsable ineludible de su desarrollo; y los pueblos indígenas que se encuentran dentro de la zona de influencia del Proyecto. La responsabilidad del ICE como empresa desarrolladora del Proyecto, consiste en aportar información requerida sobre el Proyecto y sus obras, sus impactos y medidas ambientales, las cuales han sido desarrolladas por profesionales calificados, como insumo para las discusiones entre el Gobierno de la República y los pueblos indígenas, en torno al Proceso de Consulta Indígena. Sin embargo, la participación activa del ICE en dicho proceso de consulta, depende de la autorización previa del Gobierno de la República.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(2) Proyecto Geotérmico Borinquén:

El proyecto se ubica en la Cordillera de Guanacaste, en la vertiente pacífica del Volcán Rincón de la Vieja, el cual tendrá una potencia estimada de 55 megavatios (MV).

Los costos incurridos al 30 de setiembre 2014 se deben a trabajos realizados para la preparación de sitios para la perforación profunda de los pozos. Se espera iniciar su construcción a finales de 2015.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 17. Activos no operativos

Los activos que se asocian con aquellas actividades diferentes a la operación normal del ICE, así como sus respectivas revaluaciones y depreciaciones acumuladas se detallan como sigue:

Activos no operativos	Al 31 de diciembre de						Al 30 de septiembre de 2014
	2012 (Reestructurado)	Adiciones al costo	Retiros y traspasos	2013	Adiciones al costo	Retiros y traspasos	
Costo histórico:							
Terrenos	¢ 23.095	930	16	24.041	2.685	(200)	26.526
Edificios	4.740	-	155	4.895	-	(132)	4.763
Terrenos y derechos de paso (1)	-	968	(968)	-	28	(28)	-
Piezas y obras de colección	23	-	-	23	-	(0)	23
Subestaciones	1.963	-	-	1.963	-	-	1.963
Plantas hidroeléctricas	674	-	-	674	-	-	674
Equipo general	899	-	-	899	-	-	899
Surco Tico, S.A. - Proyecto Forestal	841	86	-	927	-	-	927
Otros activos	146	-	(1)	145	-	-	145
Total costo Grupo ICE	32.381	1.984	(798)	33.567	2.713	(360)	35.920
Depreciación acumulada costo:							
Terrenos y mejoras de terrenos	39	9	-	48	7	-	55
Edificios	475	232	89	796	175	(32)	939
Piezas y obras de colección	-	-	-	-	-	-	-
Subestaciones	183	63	-	246	47	-	293
Plantas hidroeléctricas	117	17	-	134	27	-	161
Equipo general	1	-	-	1	-	-	1
Otros activos	13	-	-	13	-	-	13
Total de depreciación costo Grupo ICE	828	321	89	1.238	256	(32)	1.462
Revaluación:							
Terrenos	6.364	818	313	7.495	-	(1)	7.494
Edificios	1.271	215	1.420	2.906	-	(160)	2.746
Terrenos y derechos de paso (1)	-	206	(206)	-	-	-	-
Subestaciones	134	40	-	174	-	-	174
Plantas hidroeléctricas	7.374	162	-	7.536	-	-	7.536
Equipo general	1	-	-	1	-	-	1
Otros activos	157	11	-	168	-	-	168
Total revaluación Grupo ICE	15.301	1.452	1.527	18.280	-	(161)	18.119
Depreciación acumulada-revaluación:							
Terrenos y mejoras de terrenos	213	17	-	230	4	-	234
Edificios	798	57	1.353	2.208	51	(107)	2.152
Subestaciones	9	5	4	18	5	-	23
Plantas hidroeléctricas	5.185	159	-	5.344	22	-	5.366
Equipo general	1	-	-	1	-	-	1
Otros activos	47	5	-	52	2	-	54
Total de depreciación revaluación Grupo ICE	6.253	243	1.357	7.853	84	(107)	7.830
Total activos no operativos Grupo ICE	¢ 40.601	2.872	(717)	42.756	2.373	(382)	44.747

Las revaluaciones de los activos no operativos, se determinan aplicando la misma metodología e índices utilizados para los activos en operación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

(1) Derechos de Paso:

Se realizaron los traslados de los derechos de paso de la cuenta de Activos no operativos a la cuenta de Activos Intangibles debido a un cambio de política contable aplicado en el 2013 y con efecto retrospectivo, la cual pretende orientar el quehacer financiero – contable del Grupo ICE hacia las mejores prácticas internacionales.

Nota 18. Activos intangibles

Los activos intangibles se detallan como sigue:

		Al 30 de setiembre	Al 31 de diciembre
		2014	2013
Activos Intangibles:			
Licencias, sistemas y aplicaciones	¢	87.775	84.089
Derechos de paso y servidumbres		24.757	23.777
Derechos garantizados por ley		2	-
Plusvalía Goodwill (Nota A)		5.944	5.372
Total costo Grupo ICE		118.478	113.238
Amortización acumulada:			
Licencias, sistemas y aplicaciones		60.940	53.203
Plusvalía Goodwill		229	-
Total amortización Grupo ICE		61.169	53.203
Total neto Grupo ICE	¢	57.309	60.035

*Véase nota 26

Nota A: Corresponde al exceso del costo de adquisición sobre el valor en libros (patrimonio neto) de las subsidiaria adquiridas durante el 2013: Cable Visión de Costa Rica, S.A. y la absorción de Eólico Valle Central, S.A. por parte de la CNFL.

Método de amortización

El ICE utiliza para el cálculo de la amortización de los activos intangibles – licencias, sistemas y aplicaciones, el método de línea recta a partir del momento en el que el activo esté disponible para su uso, con base en una vida útil estimada de 3 años. Sobre los derechos de paso y servidumbres que tiene el ICE se determinó que no existe un plazo definido para la generación de beneficios futuros al ICE, por lo tanto no se amortizan. El efecto de la aplicación de este cambio de política fue un incremento por ¢23.777.

La amortización de la Plusvalía – Goodwill de Cable Visión de Costa Rica, S.A. se da en un plazo máximo de 20 años de acuerdo con las mejores prácticas y de manera sistemática (en línea recta) debido a que constituye una empresa en marcha, cuya obtención de beneficios

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

económicos futuros se proyectan de forma perpetua. La amortización de la Plusvalía – Goodwill del Eólico Valle Central, S.A. se realiza durante la vida útil restante del activo en el periodo de su adquisición (228 meses). La vida útil cuando entró en operación correspondía a 20 años.

El detalle del movimiento de estos activos intangibles se presenta a continuación:

	<u>Licencias, sistemas y aplicaciones</u>		<u>Derechos de paso y servidumbres</u>		<u>Derechos garantizados por ley</u>	<u>Plusvalía Goodwill</u>		<u>Totales</u>	
	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013	Al 30 de setiembre de 2014	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Costo:									
Saldo inicial	¢ 84.089	72.103	23.777	23.951	-	5.944	-	113.810	96.054
Adiciones	15.093	19.529	983	-	2	-	5.372	16.078	24.901
Traslados	(1.504)	(3.491)	6	-	-	-	-	(1.498)	(3.491)
Retiros	(10.339)	(3.981)	-	-	-	-	-	(10.339)	(3.981)
Ajustes	436	(71)	(9)	(174)	-	-	-	427	(245)
Total costo Grupo ICE	¢ 87.775	84.089	24.757	23.777	2	5.944	5.372	118.478	113.238
Amortización acumulada:									
Saldo inicial	¢ 53.203	40.052	-	-	-	-	-	53.203	40.052
Amortización - gasto	9.192	11.454	-	-	-	229	-	9.421	11.454
Amortización - inversión	1.132	1.926	-	-	-	-	-	1.132	1.926
Reclasificaciones	-	9	-	-	-	-	-	-	9
Traslados	-	(5)	-	-	-	-	-	-	(5)
Retiros	(2.587)	(233)	-	-	-	-	-	(2.587)	(233)
Total amortización Grupo ICE	60.940	53.203	-	-	-	229	-	61.169	53.203
Total neto Grupo ICE	¢ 26.835	30.886	24.757	23.777	2	5.715	5.372	57.309	60.035

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 19. Fondo de garantías y ahorro (fondo restringido)

El Fondo de Garantías y Ahorro de los Empleados del ICE, fue creado por la ley 3625 del 16 de diciembre de 1965. De acuerdo con esa ley, el ICE debe destinar las reservas y fondos al pago de prestaciones laborales y al fondo del personal y continuar con los aportes correspondientes en una suma no menor a la aportada por los trabajadores cotizantes.

La actividad principal del Fondo de Garantías y Ahorros es el otorgamiento de créditos hipotecarios y personales a los trabajadores para la solución de vivienda; así como, generar rendimientos que son en parte capitalizados a los ahorros de los cotizantes y en parte pagados en distribución anual de rendimientos.

El saldo del aporte patronal trasladado por el ICE al Fondo de Garantías y Ahorro se distribuye de la siguiente manera:

	Al 30 de setiembre de 2014		Al 31 de diciembre de 2013	
	Monto	%	Monto	%
ICE:				
Electricidad	¢ 73.747	39%	71.746	39%
Telecomunicaciones	102.111	54%	99.341	54%
Corporación	13.237	7%	12.877	7%
Subtotal ICE	¢ 189.095	100%	183.964	100%
RACSA:				
FGA RACSA	2.507	100%	2.400	100%
Subtotal RACSA	2.507	100%	2.400	100%
Total Grupo ICE	¢ 191.602	100%	186.364	100%

Del aporte patronal, ¢110.907 corresponden al Régimen de Pensión Complementaria y ¢78.188 se destina al Fondo de Ahorro, de acuerdo con la aplicación de un 4,5% y de un 6% respectivamente, sobre los salarios mensuales de los trabajadores permanentes del ICE.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 20. Partidas amortizables

Las partidas amortizables se detallan como sigue:

Costo	Plazo	Método	Al 31 de diciembre de 2012	Liquidaciones	Aumento	Al 31 de diciembre de 2013	Liquidaciones	Aumento	Al 30 de setiembre de 2014
Proyectos									
Proyecto Geotérmico Miravalles III	180 meses	Línea recta	₡ 176	-	-	176	-	-	176
Proyecto Hidroeléctrico Electriona Belén	480 meses	Línea recta	573	-	-	573	-	-	573
Costos transacción de inversiones:									
Costos transacción de inversiones	30 días	Interés efectivo		(13)	13	-	(4)	9	5
Costos transacción de inversiones	60 días	Interés efectivo	17	(36)	19	-	(6)	10	4
Costos transacción de inversiones	90 días	Interés efectivo	23	(31)	16	8	(9)	1	-
Costos transacción de inversiones	120 días	Interés efectivo	10	(44)	37	3	(8)	5	-
Costos transacción de inversiones	Más de 180 días	Interés efectivo	218	(218)	1.727	1.727	(332)	469	1.864
Subtotal costos transacción de proyectos e inversiones			1.017	(342)	1.812	2.487	(359)	494	2.622
Comisiones por contrato de financiamiento:									
Bonos A	120 meses	Interés efectivo	296	-	-	296	(296)	-	-
Bonos B	120 meses	Interés efectivo	358	-	-	358	(358)	-	-
Citibank	120 meses	Interés efectivo	378	-	-	378	-	-	378
B.C.I.E. No.1856	180 meses	Interés efectivo	143	(143)	-	-	-	-	-
Corporación Andina de Fomento (C.A.F.)	180 meses	Interés efectivo	644	-	-	644	-	-	644
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo A	180 meses	Interés efectivo	975	-	-	975	-	-	975
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo B	120 meses	Interés efectivo	1.532	-	-	1.532	-	-	1.532
INS Título 1	60 meses	Interés efectivo	90	(90)	-	-	-	-	-
INS Título 2	60 meses	Interés efectivo	9	(9)	-	-	-	-	-
Nordea Export & Project Finance No.1	60 meses	Interés efectivo	834	-	-	834	(834)	-	-
M & T Bank	84 meses	Interés efectivo	56	-	-	56	-	-	56
Scotiabank tramo A	36 meses	Interés efectivo	157	(157)	-	-	-	-	-
Scotiabank tramo B	60 meses	Interés efectivo	157	-	-	157	-	-	157
BNP Paribas A	60 meses	Interés efectivo	33	-	-	33	-	-	33
BNP Paribas B	60 meses	Interés efectivo	115	-	-	115	-	-	115
Honk Kong Shangai Bank Corporation (HSBC) (Banistmo #1)	60 meses	Interés efectivo	57	-	-	57	-	-	57
Deutsche Bank Trust Company Americas	12 meses	Interés efectivo	1	-	-	1	-	-	1
M & T Bank N°2	60 meses	Interés efectivo	88	-	-	88	-	-	88
Nordea Export & Project Finance No.2	60 meses	Interés efectivo	213	-	-	213	(213)	-	-
Emisión Internancional de B 2043	120 meses	Interés efectivo	-	(4)	165	161	-	-	161
Banistmo #2	60 meses	Interés efectivo	-	-	8	8	-	-	8
Banistmo #3	84 meses	Interés efectivo	-	-	8	8	-	-	8
Emisión Internancional de B	120 meses	Interés efectivo	945	-	-	945	-	-	945
Subtotal comisiones por contrato de financiamiento			7.081	(403)	181	6.859	(1.701)	-	5.158
Total partidas amortizables Costo - Grupo ICE			₡ 8.098	(745)	1.993	9.346	(2.060)	494	7.780

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE) Y SUBSIDIARIAS

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

Absorción Partidas Amortizables	Plazo	Método	Al 31 de diciembre de 2012	Amortizaciones	Liquidaciones	Al 31 de diciembre de 2013	Amortizaciones	Liquidaciones	Al 30 de setiembre de 2014	
Proyectos										
Proyecto Geotérmico Miravalles III	180 meses	Línea recta	149	12	-	161	9	-	170	
Proyecto Hidroeléctrico Electriona Belén	480 meses	Línea recta	301	14	-	315	11	-	326	
Costos transacción de inversiones:										
Costos transacción de inversiones	30 días	Interés efectivo	1	8	(8)	1	4	(2)	3	
Costos transacción de inversiones	60 días	Interés efectivo	11	10	(21)	-	4	(3)	1	
Costos transacción de inversiones	90 días	Interés efectivo	13	12	(21)	4	1	(6)	(1)	
Costos transacción de inversiones	120 días	Interés efectivo	3	20	(21)	2	2	(4)	-	
Costos transacción de inversiones	Más de 180 días	Interés efectivo	139	403	(154)	388	459	(243)	604	
SubTotal Costos Transacción de proyectos e inversiones			617	479	(225)	871	490	(258)	1.103	
Comisiones por contrato de financiamiento:										
Bonos B	120 meses	Interés efectivo	301	46	-	347	12	(359)	-	
Bonos A	120 meses	Interés efectivo	257	40	-	297	12	(308)	1	
Citibank	120 meses	Interés efectivo	228	46	-	274	36	-	310	
B.C.I.E. No.1856	180 meses	Interés efectivo	40	103	(143)	-	-	-	-	
Corporación Andina de Fomento (C.A.F.)	180 meses	Interés efectivo	178	40	-	218	34	-	252	
Reconversión BID tramo A	180 meses	Interés efectivo	232	71	(5)	298	46	(13)	331	
Reconversión BID tramo B	120 meses	Interés efectivo	497	130	(4)	623	109	(7)	725	
INS Título 1	60 meses	Interés efectivo	71	18	(89)	-	-	-	-	
INS Título 2	60 meses	Interés efectivo	8	1	(9)	-	-	-	-	
Nordea Export & Project Finance No.1	60 meses	Interés efectivo	573	173	-	746	88	(834)	-	
M & T Bank	84 meses	Interés efectivo	23	8	-	31	6	-	37	
Scotiabank tramo A	36 meses	Interés efectivo	157	43	(200)	-	-	-	-	
Scotiabank tramo B	60 meses	Interés efectivo	88	101	-	189	104	(145)	148	
BNP Paribas A	60 meses	Interés efectivo	14	7	-	21	5	-	26	
BNP Paribas B	60 meses	Interés efectivo	50	23	-	73	18	-	91	
Honk Kong Shangai Bank Corporation (HSBC) Banitsmo #1	60 meses	Interés efectivo	22	12	-	34	9	-	43	
Nordea Export & Project Finance No.2	12 meses	Interés efectivo	86	43	-	129	85	(213)	1	
M & T Bank N°2	12 meses	Interés efectivo	34	18	-	52	13	-	65	
Emisión Internacional de Bonos 2043	120 meses	Interés efectivo	-	-	-	-	1	-	1	
Emisión Internacional de Bonos	120 meses	Interés efectivo	62	74	-	136	59	-	195	
Banitsmo #2	60 meses	Interés efectivo	-	-	-	-	1	-	1	
Banitsmo #3	84 meses	Interés efectivo	-	-	-	-	1	-	1	
Subtotal comisiones por contrato de financiamiento			2.921	997	(450)	3.468	639	(1.879)	2.228	
Total absorción partidas amortizables - Grupo ICE			€ 3.538	1.476	(675)	4.339	1.129	(2.137)	3.331	

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 21. Títulos valores por pagar (Bonos)

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

Títulos Valores por Pagar	Al 31 de diciembre de					Amortización del período	Diferencias cambiarias	Al 30 de setiembre de 2014	Largo plazo	Corto plazo
	2012	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2013					
Deuda interna:										
Título N°1 - INS	₡ 12.171	12.171	-	-	₡ -	-	-	₡ -	-	-
Título N°2 - INS	1.208	1.208	-	-	-	-	-	-	-	-
Emisión de Bonos Serie A1	50.000	-	-	-	50.000	-	-	50.000	50.000	-
Emisión de Bonos Serie A2	6.328	-	-	-	6.328	-	-	6.328	6.328	-
Emisión de Bonos Serie B1 US\$	38.192	-	(508)	-	37.684	-	2.911	40.595	40.595	-
Emisión de Bonos Serie B-1	15.000	-	-	-	15.000	-	-	15.000	15.000	-
Emisión Bonos Serie B2 US\$	25.462	-	(338)	-	25.124	-	1.940	27.064	27.064	-
Emisión de Bonos Serie B-2	14.600	-	-	-	14.600	-	-	14.600	14.600	-
Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	28.426	-	-	-	28.426	-	-	28.426	28.426	-
Emisión Bonos Serie B3-US\$	38.192	-	(507)	-	37.685	-	2.910	40.595	40.595	-
Emisión de Bonos Serie B-3	12.000	-	-	-	12.000	-	-	12.000	12.000	-
Emisión de Bonos Serie B-4	-	-	-	10.300	10.300	-	-	10.300	10.300	-
Emisión Bonos Serie A3 Colones	20.000	-	-	-	20.000	-	-	20.000	20.000	-
Emisión Bonos Serie E1-US\$-Electricidad	29.824	-	(396)	-	29.428	-	2.272	31.700	31.700	-
Emisión Bonos Serie A4-Telecomunicaciones	10.000	-	-	-	10.000	-	-	10.000	10.000	-
Emisión Bonos Serie A5- Electricidad	20.000	-	-	-	20.000	-	-	20.000	20.000	-
Emisión Bonos Serie A2-Electricidad	15.246	-	-	-	15.246	-	-	15.246	15.246	-
Emisión Bonos Serie E1-Electricidad	8.369	-	(111)	-	8.258	-	637	8.895	8.895	-
Emisión Bonos Serie A6-Electricidad	18.756	-	-	-	18.756	-	-	18.756	18.756	-
Emisión Bonos Serie E2-Electricidad	63.654	-	(845)	-	62.809	-	7.764	70.573	70.573	-
Emisión Bonos Serie F1	16.853	-	(223)	-	16.630	-	1.284	17.914	17.914	-
Emisión Bonos Serie F3-Electricidad US\$	5.627	-	-	-	5.627	-	-	5.627	5.627	-
Emisión Bonos Serie F4-Telecomunicaciones US\$	15.277	-	(203)	-	15.074	-	1.164	16.238	16.238	-
Emisión Bonos Serie F4-Electricidad US\$	73.838	-	(980)	-	72.858	-	5.626	78.484	78.484	-
Subtotal Títulos valores por pagar Deuda Interna	₡ 539.022	13.379	(4.111)	-	₡ 531.833	-	26.508	₡ 558.341	558.341	-

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Títulos Valores por Pagar	Al 31 de diciembre de					Amortización del período	Diferencias cambiarias	Al 30 de setiembre de 2014	Largo plazo	Corto plazo
	2012	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2013					
Deuda externa:										
Bonos colocación A Credit Suisse First Boston	€ 20.369	20.099	(270)	-	€ -	-	-	€ -	-	-
Bonos colocación B Credit Suisse First Boston (1)	30.554	-	-	-	30.554	30.148	(406)	-	-	-
Emisión Internacional de Bonos 2012	254.615	-	(3.380)	-	251.235	-	19.400	270.635	270.635	-
Emisión Internacional de Bonos 2013	-	-	(3.380)	254.615	251.235	-	20.827	272.062	272.062	-
Otros:										
Prima Emisión de Bonos Serie A1	144	16	-	-	128	8	-	120	120	-
Prima Emisión de Bonos Serie A2	87	7	-	-	80	2	-	78	78	-
Prima Emisión de Bonos Serie B1	149	12	-	-	137	9	-	128	128	-
Prima Emisión Bonos Serie B2	299	82	-	-	217	64	-	153	153	-
Prima Emisión Bonos Serie A2- Año 2010	8	1	-	-	7	-	-	7	7	-
Prima Emisión Bonos Serie B3-US\$-Electricidad	1.135	86	-	-	1.049	69	-	980	980	-
Prima Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	4	-	-	-	4	-	-	4	4	-
Prima Emisión Bonos Serie E1-Electricidad	178	18	-	-	160	15	-	145	145	-
Prima Emisión Bonos Serie E1-Electricidad US\$	4	-	-	-	4	-	-	4	4	-
Prima Emisión Bonos Serie A6-Electricidad colones	1	-	-	-	1	-	-	1	1	-
Prima Emisión Bonos Serie F3-Electricidad US\$	3	-	-	-	3	-	-	3	3	-
Prima Emisión Internacional Bonos ICE 2012	6.192	519	-	-	5.673	414	-	5.259	5.259	-
Prima Emisión Bonos Serie F4- Telecomunicaciones US\$	174	7	-	-	167	5	-	162	162	-
Prima Emisión Bonos Serie F4- Electricidad US\$	116	4	-	-	112	4	-	108	108	-
Descuentos:										
Descuento Emisión de Bonos A2 -2010	(595)	(43)	-	-	(552)	(20)	-	(532)	(532)	-
Descuento Emisión Bonos Serie A3-Electricidad	(88)	(7)	-	-	(81)	(7)	-	(74)	(74)	-
Descuento Emisión Bonos Serie A4-Telecomunicaciones	(20)	(3)	-	-	(17)	(3)	-	(14)	(14)	-
Descuento Emisión Bonos Serie A2-Electricidad	(427)	(32)	-	-	(395)	(11)	-	(384)	(384)	-
Descuento Emisión Bonos Serie E2 US\$ Electricidad	(198)	(11)	-	-	(187)	(7)	-	(180)	(180)	-
Descuento Emisión Bonos Serie F 1	(221)	(30)	-	-	(191)	(24)	-	(167)	(167)	-
Descuento Emisión Bonos Serie F4-US\$	(186)	(6)	-	-	(180)	(6)	-	(174)	(174)	-
Descuento Emisión Internacional de Bonos 2013	-	(22)	-	(4.178)	(4.156)	(42)	-	(4.114)	(4.114)	-
Subtotal Títulos valores por pagar Deuda externa	€ 312.298	20.698	(7.030)	250.437	€ 535.007	30.618	39.821	€ 544.210	544.210	-
Papel Comercial Estandarizado										
Papel Comercial Estandarizado Serie C1, C2 y D1	78	78	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal Títulos valores por pagar corto plazo	78	78	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Grupo ICE	€ 809.798	34.155	(11.141)	250.437	€ 1.066.840	30.618	66.329	€ 1.102.551	1.102.551	-

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	Tasa de Interés	Tipo de Tasa	Fecha de Contrato	Fecha de Vencimiento	Títulos Valores por Pagar		
							Setiembre 2014	Diciembre 2013	
Bonos colones:									
Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	8,70%	Variable	30/09/2009	30/09/2021	€	50.000	50.000
Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		6.328	6.328
Emisión de Bonos Serie A2 2010	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		28.426	28.426
Emisión de Bonos Serie A2 2011	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		15.246	15.246
Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	Fija	03/11/2010	03/11/2020		20.000	20.000
Emisión de Bonos Serie A4	Bonos estandarizados	Colones	10,30%	Fija	14/12/2010	14/12/2017		10.000	10.000
Emisión de Bonos Serie A5	Bonos estandarizados	Colones	9,15%	Variable	16/12/2010	16/12/2025		20.000	20.000
Emisión de Bonos Serie A6	Bonos estandarizados	Colones	8,95%	Variable	11/08/2011	11/08/2023		18.756	18.756
Emisión de Bonos Serie B-1	Bonos estandarizados	Colones	11,45%	Fija	30/09/2010	30/09/2017		15.000	15.000
Emisión de Bonos Serie B-2	Bonos estandarizados	Colones	TBP + 3,27%	Variable	28/06/2011	28/06/2023		14.600	14.600
Emisión de Bonos Serie B-3	Bonos estandarizados	Colones	TBP + 3,21%	Variable	25/01/2012	25/01/2027		12.000	12.000
Emisión de Bonos Serie B-4	Bonos estandarizados	Colones	TBP + 3,43%	Variable	16/05/2013	16/05/2033		10.300	10.300
Emisión de Bonos Serie F3	Bonos estandarizados	Colones	9,60%	Variable	03/04/2012	03/04/2023		5.627	5.627
Prima Emisión de Bonos Serie A1	Bonos estandarizados	Colones	8,70%	Variable	30/09/2009	30/09/2021		120	128
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		78	80
Prima Emisión de Bonos Serie A2	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		7	7
Prima Emisión de Bonos Serie A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	Fija	03/11/2010	03/11/2020		3	3
Prima Emisión de Bonos Serie A6	Bonos estandarizados	Colones	8,95%	Variable	11/08/2011	11/08/2023		1	1
Prima Emisión de Bonos Serie F3	Bonos estandarizados	Colones	9,60%	Variable	03/04/2012	03/04/2023		3	3
Descuento Emisión de Bonos A2	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		(531)	(552)
Descuento Emisión de Bonos A2 2011	Bonos estandarizados	Colones	8,45%	Variable	06/11/2009	06/11/2024		(384)	(395)
Descuento Emisión de Bonos A4	Bonos estandarizados	Colones	10,30%	Fija	14/12/2010	14/12/2017		(14)	(17)
Descuento Emisión de Bonos A3	Bonos estandarizados	Colones	11,41%	Fija	03/11/2010	03/11/2020		(74)	(81)
Bonos US\$ dólares:									
Bonos Internacionales 2012	Bonos estandarizados	Dólares	6,95%	Fija	10/11/2011	09/11/2021		270.635	251.235
Bonos Internacionales 2013	Bonos estandarizados	Dólares	6,38%	Fija	15/05/2013	14/05/2043		272.062	251.235
Credit Suisse First Boston	Bonos colocación B	Dólares	6,45%	Fija	03/02/2004	03/02/2014		-	30.554
Emisión de Bonos Serie B1 US\$	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	Fija	17/11/2009	17/11/2021		40.595	37.685
Emisión de Bonos Serie B2 US\$	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	Fija	20/05/2010	20/05/2016		27.064	25.124
Emisión de Bonos Serie B3 US\$	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	Fija	24/06/2010	24/06/2022		40.595	37.685
Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	Fija	14/02/2011	12/11/2020		31.700	29.428
Emisión de Bonos Serie E1 2011	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	Fija	14/02/2011	12/11/2020		8.895	8.258
Emisión de Bonos Serie E2 2011	Bonos estandarizados	Dólares	7,61%	Fija	12/12/2011	12/12/2024		70.573	62.809
Emisión de Bonos Serie F1	Bonos estandarizados	Dólares	5,97%	Fija	13/02/2012	13/02/2019		17.914	16.630
Emisión de Bonos Serie F4	Bonos estandarizados	Dólares	7,61%	Fija	07/09/2012	07/09/2027		94.722	87.932
Prima Emisión de Bonos Serie B1	Bonos estandarizados	Dólares	7,65%	Fija	17/11/2009	17/11/2021		128	137
Prima Emisión de Bonos Serie B2	Bonos estandarizados	Dólares	5,71%	Fija	20/05/2010	20/05/2016		153	217
Prima Emisión de Bonos Serie B3	Bonos estandarizados	Dólares	7,18%	Fija	24/06/2010	24/06/2022		980	1.049
Prima Emisión de Bonos Serie E1	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	Fija	14/02/2011	12/11/2020		146	160
Prima Emisión de Bonos Serie E1 2011	Bonos estandarizados	Dólares	5,98%	Fija	14/02/2011	12/11/2020		3	3
Prima en Emisión Internacional de Bonos 2012	Bonos estandarizados	Dólares	6,95%	Fija	10/11/2011	09/11/2021		5.258	5.673
Prima Emisión de Bonos Serie F4	Bonos estandarizados	Dólares	7,61%	Fija	07/09/2012	07/09/2027		270	279
Descuento Emisión Internacional de Bonos 2013	Bonos estandarizados	Dólares	6,38%	Fija	15/05/2013	14/05/2043		(4.114)	(4.155)
Descuento Emisión de Bonos E2 2011	Bonos estandarizados	Dólares	7,61%	Fija	12/12/2011	12/12/2024		(179)	(187)
Descuento Emisión Bonos Serie F1	Bonos estandarizados	Dólares	5,97%	Fija	13/02/2012	13/02/2019		(167)	(191)
Descuento Emisión de Bonos F4	Bonos estandarizados	Dólares	7,61%	Fija	07/09/2012	07/09/2027		(173)	(180)
Total Grupo ICE							€	1.102.551	1.066.840

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Emisión de bonos ICE

A continuación se detallan las características de las principales emisiones de bonos realizadas al 30 de setiembre de 2014:

Serie	Fecha de 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	30/09/2009	30/09/2021	8,70%	Tasa variable	₡	50.000	50.000	-	₡	120	-
A2	06/11/2009	06/11/2024	8,45%	Tasa variable		50.000	50.000	-		85	915
A3	03/11/2010	03/11/2020	11,41%	Tasa fija		20.000	20.000	-		3	74
A4	14/12/2010	14/12/2017	10,30%	Tasa fija		10.000	10.000	-		-	14
A5	16/12/2010	16/12/2025	9,15%	Tasa variable		20.000	20.000	-		-	-
A6	11/08/2011	11/08/2023	8,95%	Tasa variable		50.000	18.756	31.244		1	-
F3	03/04/2012	03/04/2023	9,60%	Tasa variable		50.000	5.627	44.373		3	-
					₡	250.000	174.383	75.617	₡	211	1.003

Serie	Fecha de 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	Descuentos en emisión de bonos		
B1	17/11/2009	17/11/2021	7,65%	Tasa fija	US\$	75	75	-	US\$	128	-
B2	20/05/2010	20/05/2016	5,71%	Tasa fija		50	50	-		153	-
B3	24/06/2010	24/06/2022	7,18%	Tasa fija		75	75	-		980	-
E1	14/02/2011	12/11/2020	5,98%	Tasa fija		75	75	-		148	-
E2	12/12/2011	12/12/2024	7,61%	Tasa fija		125	125	-		-	179
F1	13/02/2012	13/02/2019	5,97%	Tasa fija		100	33	67		-	167
F4	07/09/2012	07/09/2027	7,61%	Tasa fija		175	175	-		270	173
					US\$	675	608	67	US\$	1.679	519

1) Bonos Colocación B Credit Suisse First Boston

En febrero de 2014, se realizó la amortización total de los Bonos Colocación B del Credit Suisse First Boston. La emisión se había realizado en dólares por un monto de US\$60 millones equivalentes a ₡30.554, a una tasa de interés anual fija del 6,45%. Los fondos captados fueron destinados a obras de transmisión, mejoras y reconstrucción del Servicio Eléctrico Nacional.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 22. Efectos por pagar

Al 30 de setiembre de 2014 los movimientos de los efectos por pagar se detallan a continuación:

	Al 31 de diciembre del										Largo Plazo	Corto Plazo	Equivalencia en US\$ 2014
	2012 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2013 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	Al 30 de setiembre de 2014				
Deuda interna:													
Compra deuda no reestructurada - Tramo V	¢	563	225	(5)	-	333	111	1	-	223	-	223	0,4
Subtotal Tramo V		563	225	(5)	-	333	111	1	-	223	-	223	US\$ 0,4
Banco Nacional de Costa Rica (B.N.C.R)		33.226	1.284	-	-	31.942	1.082	-	-	30.860	28.473	2.387	57,0
Subtotal Banco Nacional de Costa Rica (B.N.C.R)		33.226	1.284	-	-	31.942	1.082	-	-	30.860	28.473	2.387	57,0
Scotiabank													
Scotiabank - Tramo A		12.731	637	(160)	-	11.934	1.884	776	-	10.826	10.149	677	20,0
Scotiabank - Tramo B		7.275	3.613	(73)	-	3.589	1.795	139	-	1.933	-	1.933	3,6
Subtotal Scotiabank		20.005	4.250	(233)	-	15.523	3.679	915	-	12.759	10.149	2.610	US\$ 23,6
Scotia Leasing													
Operacion 10074 Scotia Leasing		-	-	-	2	2	2	-	-	-	-	-	-
Operacion 10541 Scotia Leasing		-	-	-	3	3	2	-	-	1	-	1	0,0
Subtotal Scotia Leasing		-	-	-	5	5	4	-	-	1	-	1	US\$ 0,0
BAC Leasing													
Operacion 450016955 BAC Leasing		-	-	-	12	12	1	1	-	12	-	12	0,0
Operacion 450016956 BAC Leasing		-	-	-	12	12	1	1	-	12	-	12	0,0
Operacion 450016957 BAC Leasing		-	-	-	12	12	1	1	-	12	-	12	0,0
Operacion 450016958 BAC Leasing		-	-	-	12	12	1	1	-	12	-	12	0,0
Operacion 450019011 BAC Leasing		-	-	-	-	-	-	-	9	9	-	9	0,0
Subtotal BAC Leasing		-	-	-	48	48	4	4	9	57	-	57	US\$ 0,1
Otros Acreedores:													
Fideicomiso BCR - Edificio Telecomunicaciones		24.588	1.572	-	-	23.016	1.309	-	-	21.707	21.121	586	40,1
Crédito Proveedor		28.128	7.245	(415)	10.034	30.502	6.840	1.818	1.825	27.305	25.363	1.942	50,4
Subtotal Otros Acreedores		52.716	8.817	(415)	10.034	53.518	8.149	1.818	1.825	49.012	46.484	2.528	US\$ 90,6
Subtotal deuda interna		106.510	14.576	(653)	10.087	101.369	13.029	2.738	1.834	92.912	85.106	7.806	US\$ 171,7
Deuda externa													
Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE):													
B.C.I.E. No.1599		54.005	54.005	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B.C.I.E. No. 1856		43.710	43.710	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B.C.I.E. No. 1962		31.721	31.721	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B.C.I.E. Reestructuración		13.367	4.074	(123)	-	9.170	3.297	453	-	6.326	4.838	1.488	11,7
B.C.I.E. No. 1516 - Planta Térmica Moín III		4.451	4.451	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B.C.I.E. # 2109 - Tramo A		-	-	(27)	2.037	2.010	-	155	-	2.165	2.165	-	4,0
B.C.I.E. # 2109 - Tramo B (1)		-	-	-	7.954	7.954	-	1.827	15.710	25.491	25.491	-	47,1
BCIE N° 2076 (2)		26.145	-	(610)	19.779	45.314	-	4.585	14.067	63.966	63.966	-	118,2
Subtotal B.C.I.E.	¢	173.399	137.961	(760)	29.770	64.448	3.297	7.020	29.777	97.948	96.460	1.488	US\$ 181,0

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

	Al 31 de diciembre del											
	2012 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	2013 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarias	Desembolsos del período	Al 30 de setiembre de 2014	Largo Plazo	Corto Plazo	Equivalencia en US\$ 2014
Banco Europeo de Inversiones (B.E.I.)	€ 2.485	2.485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Banco Interamericano de Desarrollo (B.I.D.):												
B.I.D. No. 598	1.665	555	(30)	-	1.080	540	603	-	1.143	572	571	2,1
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo B	84.023	15.277	(913)	-	67.833	15.074	4.074	-	56.833	56.833	-	105,0
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo A	76.194	7.257	(915)	-	68.022	7.160	4.700	-	65.562	65.562	-	121,1
B.I.D. No. 1908 / OC-CR (3)	66.993	-	(1.072)	24.000	89.921	-	7.370	5.530	102.821	97.680	5.141	190,0
BID N° 2747 - CCLIP (4)	-	-	(30)	7.570	7.540	-	883	3.902	12.325	12.325	-	22,8
Subtotal B.I.D.	228.874	23.089	(2.960)	31.570	234.396	22.774	17.630	9.432	238.684	232.972	5.712	US\$ 441,0
BNP Paribas B	3.632	1.443	(39)	-	2.150	717	111	-	1.544	-	1.544	2,9
Subtotal BNP Paribas	3.632	1.443	(39)	-	2.150	717	111	-	1.544	-	1.544	US\$ 2,9
Nordea:												
Nordea Export & Project Finance	5.868	3.912	(26)	-	1.930	1.930	-	-	-	-	-	-
Nordea Export & Project Finance	2.867	950	(32)	-	1.885	1.885	-	-	-	-	-	-
Subtotal Nordea	8.735	4.862	(58)	-	3.815	3.815	-	-	-	-	-	US\$ 0,0
M & T Bank												
M & T Bank	2.526	631	(26)	-	1.869	623	96	-	1.342	1.342	-	2,5
M & T N°2	1.654	548	(18)	-	1.088	272	64	-	880	587	293	1,6
Subtotal M&T Bank	4.179	1.179	(44)	-	2.957	895	160	-	2.222	1.929	293	US\$ 4,1
Banistmo												
Banistmo S.A (anteriormente HSBC Bank Panamá S.A.)	6.111	2.037	(54)	-	4.020	1.507	349	-	2.862	2.165	697	5,3
Banistmo N°2	-	-	-	26.631	26.631	3.995	1.748	-	24.384	22.950	1.434	45,0
Banistmo N°3	-	-	-	30.902	30.902	3.311	2.131	-	29.722	28.533	1.189	54,9
Subtotal Banistmo	6.111	2.037	(54)	57.533	61.553	8.813	4.228	-	56.968	53.648	3.320	US\$ 105,2
Kreditanstal Fur Wiederaufbau												
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 1	8.096	1.329	(110)	-	6.657	1.446	526	-	5.737	4.303	1.434	10,6
Préstamo Kreditanstal Fur Wiederaufbau # 2	3.628	477	(49)	-	3.102	518	244	-	2.828	2.314	514	5,2
Subtotal Kreditanstal Fur Wiederaufbau	11.724	1.806	(159)	-	9.759	1.964	770	-	8.565	6.617	1.948	US\$ 15,8
Banco Interamericano de Desarrollo (BICSA)												
BICSA Línea de Crédito Desembolso	1.528	-	(20)	-	1.508	110	120	-	1.518	1.300	218	2,8
BICSA Línea de Crédito Desembolso N°2	-	-	2	1.503	1.505	88	119	-	1.536	1.364	172	2,8
BICSA Balsa Inferior	6.111	1.503	(83)	-	4.525	263	357	-	4.619	4.100	519	8,5
Banco Interamericano de Desarrollo (BICSA)	1.029	-	(13)	-	1.016	1.091	75	-	-	-	-	-
BICSA Full Móvil	-	-	-	-	-	546	(3)	549	-	-	-	-
BICSA Operac N° 41260	-	-	-	-	-	1.091	(6)	1.097	-	-	-	-
Subtotal Banco Interamericano de Desarrollo (BICSA)	8.668	1.503	(114)	1.503	8.554	3.189	662	1.646	7.673	6.764	909	US\$ 14,2

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

	Al 31 de diciembre del								Al 30 de setiembre de 2014	Largo Plazo	Corto Plazo	Equivalencia en US\$ 2014
	2012 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarías	Desembolsos del período	2013 (Reestructurado)	Amortización del período	Diferencias cambiarías	Desembolsos del período				
Otros Acreedores:												
Corporación Andina de Fomento (C.A.F.)	44.558	4.244	(535)	-	39.779	2.094	2.910	-	40.595	38.340	2.255	75,0
Citibank	12.061	3.994	(133)	-	7.934	1.983	459	-	6.410	4.273	2.137	11,8
Japan Bank For International Cooperation	78.665	5.827	(14.004)	-	58.834	2.353	2.009	-	58.490	54.802	3.688	108,1
Natexis Banque	24	24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cisco Systems Capital Corporation	222	222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cisco Systems	21.204	3.229	(284)	3.088	20.779	2.490	1.458	592	20.339	17.521	2.818	37,6
Multibank INC.	1.617	805	(14)	-	798	266	41	-	573	-	573	1,1
Instituto Crédito Oficial Reino de España	13.034	640	(176)	-	12.218	704	955	-	12.469	11.775	694	23,0
Deutsche Bank, Sociedad Anónima Española	3.259	1.281	(48)	-	1.930	703	158	-	1.385	-	1.385	2,6
BCR Balsa Inferior	31.550	-	-	8.878	40.428	199	-	-	40.229	39.729	500	74,3
Banco Nac. De Desarrollo Econ. Y Soc. (5)	-	-	22	11.501	11.523	-	946	5.612	18.081	17.180	901	33,4
Bco Nacional-Bco Costa Rica Balsa Inferior (6)	-	-	13	4.818	4.831	111	267	7.905	12.892	12.539	353	23,8
Bco Nacional-Bco Costa Rica Eólico Valle Central	-	-	41	22.222	22.263	191	1.722	-	23.794	23.249	545	44,0
Bco Nacional-Reconstruc. Líneas Coronado (7)	-	-	2	695	697	-	43	1.622	2.362	2.344	18	4,4
Bco Nacional-Reconstruc. Planta Ventanas (8)	-	-	-	-	-	-	21	447	468	467	1	0,9
Global Bank Corporation (9)	-	-	-	-	-	2.650	(87)	7.013	4.276	-	4.276	7,9
Control Electrónico S.A. (CESA)	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Convenio de Financiamiento Garantizado (CONAVI-BN)	-	-	18	-	18	-	(18)	-	-	-	-	-
Subtotal Otros Acreedores	206.199	20.271	(15.098)	51.202	222.032	13.744	10.884	23.191	242.363	222.219	20.144	US\$ 447,8
Subtotal deuda externa	654.004	196.635	(19.286)	171.578	609.664	59.208	41.465	64.046	655.967	620.609	35.358	US\$ 1.211,9
Total deuda efectos por pagar largo plazo Grupo ICE	€ 760.514	211.211	(19.939)	181.665	711.033	72.237	44.203	65.880	748.879	705.715	43.164	US\$ 1.383,6
Efectos por pagar corto plazo:												
Deuda interna:												
Scotiabank (10)	17.685	51.162	(210)	51.776	18.089	46.730	1.901	53.262	26.522	-	26.522	49,0
Subtotal deuda interna	€ 17.685	51.162	(210)	51.776	18.089	46.730	1.901	53.262	26.522	-	26.522	US\$ 49,0
Deuda externa :												
Citibank No.1	-	7.638	-	14.673	7.035	16.079	-	9.044	-	-	-	-
Bladex (11)	-	79.440	(413)	130.099	50.246	50.247	778	10.049	10.826	-	10.826	20,0
Global Bank Corporation	-	-	-	5.025	5.025	15.074	-	10.049	-	-	-	-
Mercantil Commercebank (12)	6.620	39.686	(68)	45.696	12.562	27.636	931	27.133	12.990	-	12.990	24,0
Subtotal deuda externa	6.620	126.764	(481)	195.493	74.868	109.036	1.709	56.275	23.816	-	23.816	US\$ 44,0
Total deuda efectos por pagar corto plazo Grupo ICE	24.306	177.926	(691)	247.269	92.958	155.766	3.610	109.537	50.338	-	50.338	93,0
Total deuda interna - Grupo ICE	124.195	65.738	(863)	61.863	119.458	59.759	4.639	55.096	119.434	85.106	34.328	220,7
Total deuda externa - Grupo ICE	660.624	323.399	(19.767)	367.071	684.532	168.244	43.174	120.321	679.783	620.609	59.174	1.255,9
Total deuda Grupo ICE	€ 784.819	389.137	(20.630)	428.934	803.990	228.003	47.813	175.417	799.217	705.715	93.502	US\$ 1.476,6

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Las características generales de los efectos por pagar, clasificados en deuda interna y externa del período 2014 se resume a continuación:

Características generales de la deuda (montos en millones de US dólares y colones, según indicación)																
Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo deuda (años)	Periodo gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo periodo pago	Tasa interés	Tipo tasa interés	Tasa interés minoritario	Tasa comisión	Monto contrato	Monto acumulado desembolso al 30 de setiembre de 2014	Monto acumulado desembolso al 31 de diciembre de 2013	Moneda	Garantía	Financiamiento	
Efectos por pagar Grupo ICE:																
Deuda interna:																
Deuda renegociada - Tramo V (Electricidad)	21/05/1989	21/05/2015	25	15	10	Semestral	6,75%	Fija	6,75%	-	4	4	4	US\$	Gobierno	Refinanciamiento de la deuda con banca comercial
Deuda renegociada - Tramo V (Telecomunicaciones)	21/11/1989	21/05/2015	25	-	25	Semestral	6,75%	Fija	7%	-	0	0	1	US\$	Gobierno	Refinanciamiento de la deuda con banca comercial
Banco Nacional de Costa Rica	25/08/2010	31/08/2025	15	-	15	Trimestral	10,50%	Var.	2%	-	35.000	35.000	35.000	€	ICE	Necesidades de inversión en proyectos de transmisión
Fideicomiso BCR - Edificio Telecomunicaciones	22/04/2010	22/07/2022	12	-	12	Mensual	10,30%	Var.	-	-	28	28	28	€	ICE	Titulación inmobiliaria ICE
Operación 450016955	27/08/2013	26/08/2019	6	-	-	Mensual	8,50%	Fija	-	-	12	0	0	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Operación 450016956	27/08/2013	26/08/2019	6	-	-	Mensual	8,50%	Fija	-	-	12	0	0	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Operación 450016957	27/08/2013	26/08/2019	6	-	-	Mensual	8,50%	Fija	-	-	12	0	0	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Operación 450016958	27/08/2013	26/08/2019	6	-	-	Mensual	8,50%	Fija	-	-	12	0	0	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Operación 10074	08/12/2009	08/11/2014	5	-	-	Mensual	Libor	Var.	-	-	15	10	9	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Operación 10541	07/05/2010	06/05/2015	5	-	-	Mensual	6,25% sobre Prime	Var.	-	-	11	9	8	US\$	Objeto de compra	Arrendamiento de vehículo
Bancos comerciales:																
Scotiabank - Tramo A	18/12/2009	22/12/2017	8	3	5	Trimestral	4,76%	Var.	-	-	25	25	25	US\$	ICE	Ampliación y mejoras de la red de transmisión y redes de distribución
Scotiabank - Tramo B	18/12/2009	22/12/2014	5	2	3	Semestral	6,00%	Var.	-	-	25	25	25	US\$	ICE	Ampliación y mejoras de la red de transmisión y redes de distribución
Organismos multilaterales:																
Banco Centroamericano de Integración Económica (B.C.I.E.):																
B.C.I.E. No. 1599	17/03/2003	25/04/2018	15	5,5	9,5	Semestral	6,40% - Según políticas del banco	Var.	3%	0,75%	172	-	-	US\$	ICE	Construcción y equipamiento Planta Hidroeléctrica Pirris
B.C.I.E. Reestructuración	21/10/2005	21/10/2015	10	2	8	Trimestral	8,50%	Fija	2%	-	55	-	55	US\$	ICE	Prepago de los préstamos BID 200, 535 y 572 (parcialmente)
B.C.I.E. No. 1856	12/04/2007	11/05/2022	15	3	12	Semestral	7,68% - Según políticas del banco	Var.	3%	-	110	-	-	US\$	ICE	Ampliación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional 2007
Planta Térmica Moín III - B.C.I.E. No. 1516	11/06/2007	14/10/2014	7	-	7	Semestral	7,68% - Según políticas del banco	Var.	-	-	12	-	-	US\$	ICE	Adquisición de la Planta Térmica Moín III
Planta Térmica Moín III - B.C.I.E. No. 1516	11/06/2007	14/10/2014	7	-	7	Semestral	6,35% - Según políticas del banco	Var.	-	-	21	-	-	US\$	ICE	Adquisición de la Planta Térmica Moín III
B.C.I.E. No. 1962	19/06/2009	19/06/2024	15	3	12	Semestral	6,40% - Según políticas del banco	Var.	-	0,75%	65	-	-	US\$	ICE	Programa de Obras Eléctricas 2008 - 2009
B.C.I.E. No. 2076	13/02/2012	27/11/2028	16	4	12	Semestral	6,40%	Fija	30%	0,25%	140	105.249	51	US\$	ICE	Ampliación de la P.H. Cachi aumentando capacidad de 100 a 160 MW.
B.C.I.E. No. 2109	22/05/2013	22/05/2033	20	4	16	Semestral	6,40%	Var.	-	0,25%	225	20	4	US\$	ICE	Planta Moín
Banco Interamericano de Desarrollo (B.I.D.):																
B.I.D. No. 598	09/09/1980	09/09/2015	35	8	27	Semestral	2,00%	Fija	2%	0,50%	26	-	-	\$-JPY-EURO	Gobierno	Proyecto Nacional de Electrificación Rural (Préstamo en monedas)
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo A	10/07/2008	15/02/2023	15	3	12	Semestral	4,71%	Var.	2%	0,50%	159	159	159	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse Elect. Telec.
Reconversión BID 1931 A/OC-CR - Tramo B	10/07/2008	15/02/2018	10	3	7	Semestral	4,08%	Var.	2%	0,50%	196	196	196	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse Elect. Telec.
B.I.D. No. 1908 / OC-CR CLIPP	25/05/2009	25/05/2034	25	5	20	Semestral	1,17%	Var.	-	-	250	179	158	US\$	Gobierno	Programa de Desarrollo Eléctrico 2008-2011.
B.I.D. N° 2747	31/10/2012	15/10/2037	25	5	20	Semestral	1,17%	Var.	-	-	250	15	-	US\$	Gobierno	Atender el crecimiento de la demanda de Energía Eléctrica
Organismos bilaterales:																
Corporación Andina de Fomento (C.A.F.)	09/04/2008	09/04/2023	15	3	12	Semestral	2,14%	Var.	2%	-	100	100	100	US\$	ICE	Estudios o construcción de Proyectos: Toro III, Diquis, Pacuare y Pirris
Japan Bank For International Cooperation	09/04/2001	20/04/2026	25	7	18	Semestral	2,20%	Fija	2%	-	295	188	164	JPY	Gobierno	Proyecto Hidroeléctrico Pirris
Bancos comerciales:																
Chilbank	14/12/2005	19/12/2015	10	1	9	Semestral	8,25%	Var.	-	-	75	75	75	US\$	ICE	Prepago 572
M & T Bank No. 1	16/12/2009	30/09/2016	7	-	7	Semestral	2,53%	Var.	-	-	9	9	9	US\$	ICE	Costo equipo (láminas, acero, túnel y tanque oscilación P.H. Toro III)
M & T Bank No. 2	15/12/2010	11/12/2015	5	-	5	Semestral	2,23%	Var.	-	-	10	5	5	US\$	ICE	Proyectos ejecutados por la UEN PySA
Multibank INC	17/08/2012	20/06/2015	3	-	3	Semestral	4,85%	Var.	1%	-	3	3	3	US\$	ICE	Proyectos Varios
BNP Paribas B	01/09/2010	20/06/2015	5	-	5	Semestral	1,50%	Var.	1%	-	16	14	14	US\$	ICE	Proyectos Varios

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Características generales de la deuda (montos en millones de US dólares y colones, según indicación)

	Fecha contrato	Fecha vencimiento	Plazo deuda (años)	Período gracia (años)	Plazo amortización (años)	Tipo período pago	Tasa interés	Tipo tasa interés	Tasa interés moratorio	Tasa comisión	Monto contrato	Monto acumulado desembolso setiembre 2014	Monto acumulado desembolso Diciembre 2013	Moneda	Garantía	Financiamiento
Deuda externa:																
Organismos multilaterales																
	10/07/2008	15/02/2023	15	3	12	Semestral	4,71%	Var.	2%	-	12	12	12	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse
	10/07/2008	15/02/2018	10	3	7	Semestral	4,08%	Var.	2%	-	14	14	14	US\$	ICE	Prepago de los préstamos OECF, BID 796, y Credit Suisse
Organismos bilaterales																
	09/09/1982	30/06/2013	31	16	15	Semestral	3,50%	Fija	3%	-	4	-	-	Euros	Gobierno	Refinanciamiento deuda con Cit Alcatel
Bancos comerciales																
	29/06/2009	28/02/2014	5	-	5	Semestral	2,51%	Fija	-	-	37	-	37	US\$	ICE	Compra a Ericsson de Equipos y Servicios
	04/11/2010	08/12/2015	5	-	5	Semestral	2,51%	Fija	-	-	10	9	9	US\$	ICE	Compra a Ericsson de Equipos y Servicios
	15/04/2010	06/04/2013	3	-	3	Trimestral	3,25%	Fija	18%	-	50	-	-	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	25/05/2011	13/09/2018	7	1	6	Trimestral	3,00%	Fija	13%	-	56	9	9	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	25/05/2011	13/09/2018	7	1	6	Trimestral	3,29%	Fija	13%	-	56	7	7	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	25/05/2011	08/10/2018	7	1	6	Trimestral	3,01%	Fija	13%	-	56	15	15	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	25/05/2011	29/11/2018	7	1	6	Trimestral	3,04%	Fija	13%	-	56	11	11	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	13/09/2012	08/08/2019	7	1	7	Trimestral	3,00%	Fija	13%	-	1	1	1	US\$	ICE	Compra de equipo y servicio CISCO
	18/04/2013	12/03/2020	7	1	6	Trimestral	3,00%	Fija	-	-	13	0	2	US\$	ICE	Capacitación de Interoperabilidad multica
	05/04/2013	24/08/2020	7	1	6	Trimestral	3,00%	Fija	13%	-	-	0	2	US\$	ICE	Expansión y modernización de la Red IP
	14/11/2013	08/10/2020	7	1	6	Trimestral	3,00%	Fija	13%	-	56	6	6	US\$	ICE	Expansión y modernización de la Red IP
	30/04/2014	30/04/2019	5	1	4	Trimestral	2,95%	Fija	13%	-	11	1	-	US\$	Gobierno	Gastos asociados al proyecto sistema de comunicaciones IP
	28/08/2014	28/08/2019	5	1	4	Trimestral	3,00%	Fija	-	-	0	0	-	US\$	ICE	Adquisición de un sistema de comunicación IP
	16/03/2011	01/06/2016	5	-	5	Trimestral	4,95%	Fija	-	-	11	11	11	US\$	ICE	Expansión y modernización de la Red DWDM
	08/12/2011	11/11/2016	5	-	5	Trimestral	4,95%	Fija	-	-	4	4	4	US\$	ICE	Instalación de equipos de redes y capac.
	26/02/2013	31/01/2018	5	-	5	Trimestral	4,95%	Fija	-	-	12	12	12	US\$	ICE	Expansión y modernización de la Red DWDM
	05/09/2014	12/08/2019	5	0	5	Trimestral	4,95%	Fija	-	-	4	4	-	US\$	ICE	Servicio de instalación de equipos de redes y capacidad, tecnología DWDM
	25/05/2011	15/01/2017	5,5	-	5,5	Semestral	5,45%	Fija	-	-	60	60	53	US\$	ICE	Equipos y servicios para la ampliación Red Sistema Móvil Avanzada 3G.
	10/04/2012	30/01/2018	5	-	5	Semestral	5,45%	Fija	-	-	-	-	-	US\$	ICE	Equipos y servicios para la ampliación Red Sistema Móvil Avanzada 3G.
	15/12/2010	11/12/2015	5	-	5	Semestral	Libor 6 m + 1,85%	Var.	-	-	10	1	1	US\$	ICE	Expansión telefonía Móvil
	01/11/2010	08/11/2015	5	0	2	Trimestral	5,17%	Var.	-	-	20	9	20	US\$	ICE	Ejecución anticipada de opción de compra de equipo arrendado a Huawei bajo Plataforma 3G.
	27/11/2013	06/12/2013	5	0	5	Trimestral	4,15%	Fija	-	-	55	53	53	US\$	ICE	Ejecución anticipada de opción de compra de equipo arrendado a Huawei bajo Plataforma 3G.
	12/12/2013	12/12/2020	7	0	7	Trimestral	4,95%	Fija	-	-	62	62	62	US\$	ICE	Financiamiento de proyectos de inversión en el Sector Telecomunicaciones para el año 2014.
	15/07/2002	25/09/2032	30	10	20	Semestral	0,70%	Fija	Libor 6 m +1	0,15% Gestión	26	26	26	US\$	Gobierno	Red subterránea de electrificación - San José
	15/07/2002	20/04/2015	13	3	10	Semestral	5,86%	Fija	8%	0,15% Gestión	26	26	26	US\$	Gobierno	Red subterránea de electrificación - San José
	16/12/2005	30/09/2018	10	2 años 9 m	12 años 9 m	Semestral	3,80%	Var.	Libor 6 m +2	1,25%	26	26	26	US\$	ICE	Proyecto Hidroeléctrico El Encanto
	25/09/2008	30/03/2020	10	2	12	Semestral	3,80%	Var.	Libor 6 m +2	1,25%	9,5	9,5	9,5	US\$	ICE	Proyecto Hidroeléctrico El Encanto
	27/05/2010	27/05/2013	3	-	3	Semestral	5,00%	Fija	5,00%+30% = 6,50%	0,25% Superv.	3	3	3	US\$	Pagaré	Proporcionar recursos para la adquisición de activos, materiales y equipo, así como para financiar el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
	08/12/2011	08/12/2014	3	-	3	Semestral	6,50%	Fija	-	0,125% Superv.	12	12	12	US\$	Pagaré	Proporcionar recursos para la adquisición de activos, materiales y equipo, así como para financiar el Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
	04/06/2012	06/07/2032	20	2	18	Mensual	TBP+2% Y TBP+3%	Var.	Tasa Vig + 2,00%	0,50% formalización y 10%Avaluo	40	40	40	€	Pagaré	Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
	19/03/2013	19/03/2023	10	2	8	Semestral	3,84%	Fija	-	1% Administración	44	33	12	US\$	Pagaré	Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
	13/09/2013	13/03/2019	5	0,5	5	Mensual	Libor + 5,75%	Var.	-	1% Formalización	27	24	9	US\$	Pagaré	Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior
	13/09/2013	13/03/2019	5	0,5	5	Mensual	Libor + 5,75%	Var.	-	1% Formalización	44	44	22	US\$	Pagaré	Proyecto Edificio Valle Central
	01/10/2013	01/10/2033	20	2	20	Trimestral	Libor + 5,25%	Var.	-	0,5% Formalización	6	4	1	US\$	Pagaré	Red Distribución Coronado
	11/09/2013	05/02/2033	20	2	18	Mensual	Libor + 5,25%	Var.	Tasa Vig + 2,00%	0,5% Formalización	9	1	-	US\$	Pagaré	Reconstrucción Planta Ventanas
	28/02/2014	08/12/2014	1	-	1	Cuatrimestre	Libor(6) + 3,25%	Var.	Tasa Vig + 30,00%	-	10	10	-	US\$	Pagaré	Capital de Trabajo

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Las características generales de los efectos por pagar de corto plazo, clasificados en deuda externa del periodo 2014 se resumen a continuación:

Características generales	Moneda de origen	Tasa de interés	Tipo de tasa de interés	Fecha de contrato	Fecha de vencimiento	Plazo deuda (días)	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013	Financiamiento
Deuda externa									
Citibank	Dólares	Tasa Libor 1 m + margen 2,10% = 2,2674%	Variable	30/12/2013	13/02/2014	45 días	-	7.035	Capital de trabajo
Citibank	Dólares	Tasa Libor 2 m + margen 1,30% = 2,2%	Variable	09/06/2014	08/08/2014	60 días	-	-	Capital de trabajo
Bladex	Dólares	Tasa Fija 1,1185%	Fija	10/02/2014	10/06/2014	120 días	-	11.556	Capital de trabajo
Bladex	Dólares	Tasa libor 2m+ 1,30%= 1,67980%	Variable	08/08/2014	07/10/2014	60 días	10.826	-	
Bladex	Dólares	Tasa Fija 1,1675%	Fija	13/06/2014	11/09/2014	90 días	-	38.690	Crédito Puente para el Proyecto Hidroeléctrico Reventazón
Global Bank	Dólares	Tasa Fija 1,75%	Fija	30/12/2013	13/02/2014	45 días	-	5.025	
Global Bank	Dólares	Tasa Fija 2,25%	Fija	12/06/2014	11/08/2014	60 días	-	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,14%	Fija	27/12/2013	10/02/2014	45 días	-	2.512	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,14%	Fija	30/12/2013	13/02/2014	46 días	-	10.049	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,30%	Fija	11/02/2014	10/06/2014	119 días	-	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,14%	Fija	13/02/2014	13/06/2014	119 días	-	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,30%	Fija	31/01/2014	30/05/2014	119 días	-	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,35%	Fija	09/06/2014	08/08/2014	60 días	2.512	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,35%	Fija	12/06/2014	11/08/2014	60 días	2.010	-	Capital de trabajo
Mercantil Commercebank	Dólares	Tasa Fija 1,375%	Fija	16/07/2014	13/11/2014	120 días	8.468	-	
Deuda interna									
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 1 m + margen 1,13% = 1,40%	Variable	30/12/2013	13/06/2014	90 días	-	2.513	Capital de trabajo
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 1 m + margen 1,13% = 1,40%	Variable	27/12/2013	10/06/2014	90 días	-	15.577	Capital de trabajo
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 4 m + margen 1,13% = 1,40%	Variable	28/02/2014	30/05/2014	119 días	-	-	Capital de trabajo
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 4 m + margen 1,13% = 1,40%	Variable	13/03/2014	14/06/2014	117 días	-	-	Capital de trabajo
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 2 m + margen 1,13% = 1,40%	Variable	09/06/2014	08/08/2014	60 días	15.576	-	Capital de trabajo
Scotiabank	Dólares	Tasa Libor 2 m + margen 1,1840% = 1,38%	Variable	07/08/2014	06/10/2014	62 días	10.946	-	Capital de trabajo
Total Grupo ICE							50.338	92.957	

Al 30 de setiembre de 2014, los desembolsos relevantes corresponden a:

- (1) **BCIE 2109 – Tramo B:** En agosto de 2014 se realiza desembolso por US\$31 millones, equivalentes a ¢15.710, a una tasa variable del 5,33%, a un plazo de 20 años, para financiación parcial del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón.
- (2) **BCIE 2076:** A setiembre de 2014 se han realizado desembolsos por US\$27,8 millones, equivalentes a ¢14.067. El financiamiento es a una tasa de interés anual del 6,4%, a un plazo de 16 años, para utilizarse en la Ampliación de la Planta Hidroeléctrica Cachí.
- (3) **BID 1908:** En mayo de 2014 se realiza desembolso por concepto de intereses capitalizables por US\$1 millón, equivalente a ¢505. En junio de 2014 se realiza desembolso por US\$10 millones, equivalentes a ¢5.025, a una tasa variable y un plazo de 25 años.
- (4) **BID 2747 – CCLIP:** En abril de 2014 se realiza desembolso por concepto de intereses capitalizables por US\$68 millones, equivalentes a ¢34 millones. En agosto de 2014 se realiza desembolso por US\$7,7 millones, equivalentes a ¢3.868, a una tasa variable del 1,17%, a un plazo de 25 años, para atender el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- (5) **Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil - BNDES:** en marzo de 2013 CNFL formaliza un préstamo con el BNDES por un monto de US\$44 millones para financiar la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior. Este préstamo tiene un plazo de 10 años, con un periodo de gracia de 24 meses pagando únicamente intereses vencidos semestralmente y a partir del trigésimo mes se pagará la cuota por amortización. La tasa de interés será una tasa fija de 3,84%.

Los desembolsos realizados durante el periodo 2014 han sido por un monto aproximado de ¢5.612.

- (6) **Banco Nacional de Costa Rica - Parque Eólico Valle Central:** en setiembre de 2013 CNFL formaliza un préstamo con el BNCR por un monto de US\$35 millones para finalizar la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior y para la compra de la participación accionaria del BCIE en el Parque Eólico Valle Central y el pago adelantado de la deuda con el BCIE. Este préstamo tiene un plazo de 30 años, con periodo de gracia de 6 meses incluido dentro del plazo total. La tasa de interés es igual a la tasa libor más 5,75% ajustable mensualmente, la cual en ningún caso podrá ser inferior al 6,40%.

Los desembolsos realizados durante el periodo 2014 han sido por un monto aproximado de ¢7.905.

- (7) **Banco Nacional de Costa Rica – Contrato de Préstamo Mercantil:** en setiembre de 2013 CNFL formaliza un préstamo con BNCR por un monto de US\$6 millones para financiar el reacondicionamiento de la red de distribución asociada a la futura Subestación de Coronado. Este préstamo tiene un plazo de 20 años, con periodo de gracia de 24 meses. La tasa de interés es igual a la tasa libor más 5,25% ajustable mensualmente, la cual en ningún caso podrá ser inferior al 6,00% anual.

Los desembolsos realizados durante el periodo 2014 han sido por un monto aproximado de ¢1.622.

- (8) **Banco Nacional de Costa Rica – Planta Ventanas:** en octubre de 2013 se registró el préstamo con BNCR por la suma de \$8.6 millones con el propósito de financiar las obras de reconstrucción de la Planta Ventanas. Este crédito tiene un plazo de 20 años, incluyendo 24 meses de gracia, durante los cuales serán reconocidos los intereses sobre el capital girado. A partir del mes 25 se pagará en cuotas mensuales, variables y consecutivas. La tasa de interés es igual a la Tasa Libor a seis meses más 5,25% y en ningún caso podrá ser inferior al 6%. Tiene una comisión de trámite y formalización de 0,50%. Si el crédito se cancela antes de los 5 años, se cobrará una comisión del 3% sobre el monto pagado. Posterior a los 5 años, la comisión será de 1,75%.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Los desembolsos realizados durante el periodo 2014 han sido por un monto aproximado de ¢447.

- (9) **Global Bank Corporation:** en diciembre de 2013 CNFL formaliza línea de crédito revolutiva con Global Bank Corporation por un monto de US\$10 millones para financiar sus necesidades de capital de trabajo y de tesorería. Tiene un plazo de un año. La tasa de interés es igual a la tasa libor a seis meses más 3,25% anual. Los intereses moratorios se reconocerán en una tasa 30% superior a la tasa de interés corriente.

Los desembolsos realizados durante el periodo 2014 han sido por un monto aproximado de ¢7.013.

Líneas de Crédito

Los principales movimientos en líneas de crédito al 30 de setiembre de 2014, que se utilizaron para capital de trabajo, se detallan a continuación:

- (10) **Scotiabank Costa Rica:** En junio y agosto de 2014, se realizan desembolsos por US\$31 y US\$18 millones, equivalentes a ¢16.779 y ¢9.743 respectivamente, a una tasa anual de 1,40% y 1,38%, a un plazo de 90 y 60 días.
- (11) **Bladex:** En agosto de 2014, se realiza desembolso por un monto de US\$20 millones, equivalentes a ¢10.826, a una tasa Libor 2 meses + 1,30% y un plazo de 60 días.
- (12) **Mercantil Commercebank:** En junio y julio de 2014, se realizan desembolsos por US\$4, US\$5 y US\$15 millones, equivalentes a ¢2.165, ¢2.706 y ¢8.119 respectivamente; a un plazo de 60 y 120 días y a una tasa 1,35% y 1,375%.

Contrato de Préstamo Proyecto Geotérmico Las Pailas II

En agosto de 2014, se firmó, entre el ICE y el Gobierno de Japón, el primer contrato de préstamo para la adquisición de materiales y equipos electromecánicos para el Proyecto Geotérmico Las Pailas II. Con dicho contrato, el ICE garantiza la disponibilidad de aproximadamente \$164 millones, de manera que la Planta entre en operación a finales del año 2018, con base en el Plan de Expansión de la Gerencia Eléctrica Nacional. A setiembre 2014 no se han realizado desembolsos.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 23. Cuentas por pagar

Las cuentas por pagar se detallan como sigue:

	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Proveedores de materiales	¢ 66.310	106.877
Otros acreedores	29.127	29.080
Impuestos	14.208	15.671
Proveedores de servicios	8.366	6.835
Planillas y retenciones de salarios	8.904	6.318
Garantías adicionales	142	129
Retenciones a funcionarios	1.136	1.293
Gastos no financieros acumulados por pagar	971	1.023
Cuentas por pagar líneas extranjeras	-	176
Proveedores e instituciones nacionales	3.117	1.902
Total Grupo ICE	132.281	169.304
Menos reclasificación porción a largo plazo	(14.645)	(27.168)
Total Grupo ICE - Corto plazo	¢ 117.636	142.136

(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 setiembre:

Número de orden de compra	Proveedor		Al 30 de setiembre de 2014
362644	Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale	¢	2.878
362646	Andritz Hydro GMBH		3.172
363890	Sumec Complete Equipment and Engineering Co. LTD		447
368089	Andritz Hydro GMBH		422
368085	Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale		457
371111	Consortio Huawei Technologies Co. Ltd.		2.509
372124	Sumec Complete Equipment and Engineering Co. LTD		2.892
Otros	Préstamo Mogote		1.868
Total - Grupo ICE			¢ 14.645

Número de orden de compra	Proveedor		Al 31 de diciembre de 2013
362644	Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale	¢	11.213
362646	Andritz Hydro GMBH		12.359
363890	Sumec Complete Equipment and Engineering Co. LTD		543
368089	Andritz Hydro GMBH		411
368085	Andritz Hydro S.R.L. Unipersonale		446
371111	Consortio Huawei Technologies Co. Ltd.		265
Otros	Préstamo Mogote		1.931
Total - Grupo ICE			¢ 27.168

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 24. Gastos acumulados obligaciones patronales

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

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Salario escolar	¢	16.207	21.034
Vacaciones		11.126	14.661
Aguinaldo		23.029	1.780
Tercer y Quinta Bisemana - Pago		899	-
Total Grupo ICE	¢	51.261	37.475

El detalle del movimiento de estas obligaciones se presenta a continuación:

Detalle de gastos acumulados obligaciones Patronales	Aguinaldo	Salario escolar	Vacaciones	Tercer y Quinta Bisemana	Total	
Año 2014						
Saldo al inicio del período	¢	1.780	21.034	14.661	-	37.475
Gasto del año inversión		7.560	2.846	7.647	6.885	24.938
Gasto del año operación		14.744	13.645	13.206	-	41.595
Uso en el año		(1.055)	(21.318)	(24.388)	(5.986)	(52.747)
Total Grupo ICE	¢	23.029	16.207	11.126	899	51.261

Detalle de gastos acumulados obligaciones Patronales	Aguinaldo	Salario escolar	Vacaciones	Tercer y Quinta Bisemana	Total	
Año 2013						
Saldo al inicio del período	¢	1.927	20.158	18.015	-	40.100
Gasto del año inversión		8.851	3.567	7.478	7.880	27.776
Gasto del año operación		17.896	18.433	16.506	-	52.835
Uso en el año		(26.894)	(21.124)	(27.338)	(7.880)	(83.236)
Total Grupo ICE	¢	1.780	21.034	14.661	-	37.475

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 25. Provisiones legales

Las provisiones legales se detallan como sigue:

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre del 2013
Prestaciones legales	¢	32.670	31.537
Riesgos profesionales		7.019	5.756
Provisión pasivos contingentes		1.903	5.434
Ley de Protección al Trabajador		-	197
Faltantes Cajeros y Fondos de Trabajo		3	6
Otras provisiones		101	101
Total Grupo ICE	¢	41.696	43.031

El detalle del movimiento se presenta a continuación:

Detalle de Provisiones Legales	Prestaciones legales	Riesgos profesionales	Provisión pasivos contingentes	Ley de Protección al Trabajador	Faltantes Cajeros y Fondos de Trabajo	Otras Provisiones	Total	
Año 2014								
Saldo al inicio del periodo	¢	31.537	5.756	5.434	197	6	101	43.031
Gasto del año inversión		7.517	3.610	1.201	568	10	-	12.906
Gasto del año operación		11.422	-	-	-	-	-	11.422
Uso del año		(17.806)	(2.347)	(4.732)	(765)	(13)	-	(25.663)
Total Grupo ICE	¢	32.670	7.019	1.903	-	3	101	41.696
Año 2013								
Saldo al inicio del periodo	¢	30.149	5.841	6.645	184	7	-	42.826
Cifra al momento de adquisición - CABLE VISIÓN		56	-	85	-	-	-	141
Gasto del año inversión		9.076	4.314	2.516	1.910	13	-	17.829
Gasto del año operación		15.094	-	-	-	-	101	15.195
Uso del año		(22.838)	(4.399)	(3.812)	(1.897)	(14)	-	(32.960)
Total Grupo ICE	¢	31.537	5.756	5.434	197	6	101	43.031

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 26. Ajustes retrospectivos

Durante el año terminado al 30 de setiembre de 2014, las cifras correspondientes al 30 de setiembre de 2013, fueron reestructuradas debido a los ajustes con efecto retroactivo y a cambios en las políticas contables. Los ajustes aplicados de forma retrospectiva a las cifras correspondientes del Grupo ICE como resultado de los asuntos mencionados anteriormente, se detallan a continuación:

	Operación y mantenimiento (nota 29)	Gasto por depreciación de activos en operación	Administrativos (nota 32)	Ingresos de operación - Servicios de electricidad (nota 28)	Excedente, neto
<i>Saldos al 30 de setiembre de 2013, previamente informado (sin auditar) ¢</i>	189.860	183.211	63.003	609.743	48.567
<u>Efecto acumulado por cambios en políticas contables y ajustes por corrección en el período 2013:</u>					
Ajuste por registro doble de facturación eléctrica de la ESPH (1)	-	-	-	(2.325)	(2.325)
<i>Total efecto de los ajustes por cambios en políticas contables y ajustes por corrección en el período 2013</i>	-	-	-	(2.325)	(2.325)
<i>Sub total ajustes mencionados</i>	-	-	-	(2.325)	(2.325)
<i>Saldos al 30 de setiembre de 2013, ajustado</i>	189.860	183.211	63.003	607.418	46.242
<u>Efecto acumulado de las reclasificaciones en el período 2013:</u>					
Por reclasificación de objetos de gasto de RACSA (2)	1.269	1.060	(2.329)	-	-
<i>Subtotal reclasificaciones</i>	1.269	1.060	(2.329)	-	-
<i>Saldos al 30 de setiembre de 2013, ajustado ¢</i>	191.129	184.271	60.674	607.418	46.242

(1) Registro doble de facturación eléctrica

Por reversión correspondiente a registro doble de facturación eléctrica de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH).

(2) Reclasificación de objetos de gasto

Por reclasificación de objetos de gasto de RACSA que en el 2013 se presentaron como Administrativos siendo lo correcto gastos de Operación y mantenimiento y depreciación de activos en operación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 27. Cuentas de Orden

	Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Garantías recibidas:		
Cumplimiento (1)	¢ 278.756	259.104
Recaudadores (2)	2.997	3.181
Participación (3)	1.586	4.882
Licitaciones	8	8
Depósitos en garantía	469	393
Otras garantías recibidas:		
Servicios varios	481	773
Garantías dadas a terceros:		
Cumplimiento	719	815
Cuentas de Orden acreedores -Otros		
Cumplimiento	1.342	-
Activos contingentes:		
Fondo de ahorro y préstamo	28.006	32.422
Asociación Solidarista de Empleados de Fuerza y Luz (ASEFYL)	13.532	12.502
Cumplimiento - proveeduría	8.253	10.592
Pedidos de materiales en tránsito	379	694
Participación	-	350
Cobro servicios eléctricos	958	868
Préstamo de materiales	626	592
Depósito rendición garantías funcionarios	193	227
Alquiler postes	135	117
Cumplimiento mano de obra contratada	82	83
Depósitos de garantía (consumo eléctrico)	121	123
I.C.E. servidumbre Planta Cote	7	7
Parque Eólico Valle Central	78	-
Pasivos contingentes:		
Convenios de pago financiamiento electrodomésticos	29	22
Total Grupo ICE	¢ 338.757	327.755

(1) *Garantías recibidas - cumplimiento*

Corresponden a garantías que sirven de respaldo al ICE, por aquellos bienes o servicios que le son ofrecidos por un proveedor, el cual se compromete a que estos le sean entregados o brindados en los términos pactados y que en caso que haya incumplimiento por parte del mismo, el ICE sea indemnizado por medio de la garantía presentada. Las principales garantías que se incluyen en este rubro corresponden a las siguientes:

- *Aval ICE - JASEC*

El ICE y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), establecieron un convenio de alianza empresarial para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Toro 3. Para tal fin, el Consejo Directivo del ICE en sesión del 26 de abril de 2010 acuerda otorgar el aval solidario a JASEC, hasta por US\$30 millones, más los intereses corrientes que dicho principal de la inversión devenguen hasta la fecha de su pago.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

JASEC junto con el Banco de Costa Rica (BCR), tienen en proceso de diseño y estructuración financiera para obtener recursos, una emisión privada de valores, para lo cual se requiere como parte de la garantía de dicha emisión un aval solidario del ICE. En sesión del Consejo Directivo del ICE del 22 de febrero de 2012, se acordó por unanimidad otorgar un aval solidario al Fideicomiso PH Toro 3, hasta por la suma de US\$180 millones, más la carga financiera que genere dicho financiamiento hasta la fecha de su cancelación, la cual tiene un plazo máximo de tres años.

El 28 de octubre de 2013 se canceló el principal e interés del crédito por el Fideicomiso Toro 3, exonerando al ICE del aval que mantenía sobre dicha operación.

(2) *Recaudadores*

Corresponden a garantías que el ICE recibe por agentes recaudadores externos, con el objetivo de asegurar la recuperación de los fondos públicos que éstos tendrán en custodia por un período determinado.

(3) *Garantías recibidas - participación*

Estas garantías avalan la fiel participación de oferentes de bienes y servicios en los procesos licitatorios que realiza el ICE, y que en caso de ser adjudicados en su oferta, los mismos cumplan con los procedimientos establecidos en dicha adjudicación.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 28. Ingresos por servicios

Los ingresos por servicios se detallan como sigue:

		Por el periodo terminado al 30 de setiembre de	
		2014	2013
Grupo ICE:			
Servicios de Electricidad	¢	591.711	607.418
Servicios de Telecomunicaciones		425.275	394.817
Servicios complementarios		1.457	-
Servicios Institucionales		221	1.597
Total Grupo ICE	¢	1.018.664	1.003.832

Regulación de servicios eléctricos

La Ley No. 7593 “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos” (ARESEP) de fecha 9 de agosto de 1996, establece que “la ARESEP fijará los precios y tarifas; además velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima” de los servicios públicos, concretamente en el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión y distribución y comercialización.

Ajustes tarifarios 2013

El 21 de diciembre de 2012, el Comité de Regulación de la ARESEP mediante resolución 1031-RCR-2012, publicada en el Alcance Digital N° 211 a la Gaceta No. 248 del 24 de diciembre de 2012, la cual fue corregida y aclarada mediante resolución 1031-RCR-2012 del 10 de enero de 2013 se publicaron los factores por concepto de gasto de combustibles, acorde con la metodología del CVC (Costo Variable Combustible) y los pliegos tarifarios para los cuatro trimestres del año 2013, que entraron a regir a partir del 1 de enero de 2013.

En este sentido, a partir del 1 de enero de 2013 el ICE ha venido recuperando sistemáticamente el costo incurrido por la compra de combustibles para la generación de energía mediante plantas térmicas, a través de las tarifas trimestrales aprobadas.

(Continúa)

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

Regulación de servicios de telecomunicaciones

La Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 de fecha 14 de mayo de 2008, en el artículo 50, “Precios y tarifas”, indica que: “las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la Superintendencia de Telecomunicaciones (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.”

Con base en la resolución SUTEL RSC-295-2012, la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL) autoriza a los operadores a variar la modalidad de cobro del servicio de internet móvil por transferencia de datos – modalidad prepago –, además según publicación del diario oficial La Gaceta del 25 de abril de 2013, la SUTEL excluyó del pliego tarifario vigente, los servicios de información (Mensaje Multimedia, Mensaje de Texto y Video llamada), otorgándole potestad a los operadores de revisar y ajustar los precios de los servicios mencionados.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 29. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento incluyen aquellos costos relacionados con el consumo de combustibles utilizados para la generación de energía mediante el uso de las plantas térmicas, los cuales se detallan a continuación:

Consumo de combustibles	Por el periodo terminado al 30 de setiembre de	
	2014	2013
<u>Planta térmica:</u>		
Garabito	¢ 54.127	74.815
Moín II	16.742	15.799
Moín III	14.496	10.700
Moín I	3.126	3.591
Planta Pujol - Pococí	2.694	2.322
Planta Pujol - Orotina	2.264	2.814
San Antonio	454	434
Barranca	180	198
Colima	-	1.604
Total Grupo ICE	¢ 94.083	112.277

ARESEP emite resolución RIE-034-2014 del 27 de junio del 2014 mediante la cual aprobó el reconocimiento tarifario del diferencial entre los gastos de combustibles estimados versus reales de febrero, marzo y abril del 2014, por un monto de ¢37.167.

ARESEP acogió la solicitud del ICE para que dicho reconocimiento se realizara en tractos trimestrales de la siguiente manera, en el tercer trimestre del 2014 se reconocerá ¢16.360, para el IV trimestre del 2014 un monto de ¢7.916 y el restante en partes iguales para los trimestres del 2015. El saldo pendiente al 30 de setiembre de 2014 de este reconocimiento es de ¢20.807.(véase nota 14)

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 30. Operación y mantenimiento equipo bajo arrendamiento

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

	Por el periodo terminado al 30 de setiembre de	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Generación térmica	¢ 79.162	99.975
Generación hidráulica	18.911	15.744
Generación eólica	7.146	8.994
Subestaciones	4.736	4.871
Líneas de transmisión	2.151	2.207
Acceso	1.371	6.691
Civil y electromecánico	1.323	7.036
Transporte	52	4.903
Plataformas	46	3.985
Subtotal Grupo ICE	114.898	154.406
*Eliminaciones de servicios institucionales	1.398	1.777
Total Grupo ICE	¢ 113.500	152.629

* Corresponde a la eliminación del consumo interno por servicios telefónicos y eléctricos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

El costo por concepto de los arrendamientos operativos de las plantas mencionadas en el cuadro anterior, asciende a ¢49.521 para el 2014 (¢70.367 para el 2013).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Tal y como se indica en la nota 3 (I), el 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. Un detalle de esos contratos se presenta a continuación:

Generalidades del contrato					Monto en millones de US dólares									
Orden de servicio	Proveedor	Fecha del contrato	Fecha Inicio	Fecha aproximada finalización	Monto contratado	Pagado total	Saldo orden	Pagado año	No. cuotas	Valor de la opción de compra	Gasto registrado durante el 2014	Periodicidad de la cuota	Objeto del contrato	
							servicio al 30 de setiembre 2014							2014
Grupo ICE														
343012	Consortio Huawei Technologies (1)	10-feb-09	25-feb-10	26-mar-15	233	233	0	0	20	Primer fase US\$8; segunda fase US\$4 (en miles)	23	108	Trimestral	Sistema Inalámbrico Tercera Generación .
1691	Fideicomiso Titularización Peñas Blancas (2)	16-ago-00	31-ene-08	16-jul-15	119	111	8	6	155	Entre US\$875 y US\$725 (en miles)	19	2.785	Mensual	Infraestructura Eléctrica .
Sin orden	Fideicomiso Titularización Cariblanco (2)	03-jul-03	29-feb-08	31-dic-19	304	172	132	17	147	2	8	8.321	Mensual	Arrendamiento planta Hidroeléctrica Cariblanco
Sin orden	Fideicomiso Proyecto Térmico Garabito(2)	05-nov-07	01-jul-10	31-mar-22	743	262	481	42	142	5	213	23.828	Mensual	Arrendar Planta Térmica Garabito
333059	Planta Geotérmica las Pailas (3)	07-mar-07	28-mar-12	31-dic-23	240	42	198	9	24	8	-	6.436	Semestral	Arrendar la Planta Geotérmica las Pailas.
351643	Junta Administradora de Servicios Eléctricos Municipal de Cartago JASEC (4)	14-abr-10	04-dic-13	14-abr-22	25	4	21	1	20	Entre US\$ 1 637 y US\$ 854 (en miles)	-	675	Semestral	Infraestructura conformada por la Subestación Reductora de Tejar ,derechos de servidumbre y sitios de torres ampliación L.T Río Macho
Sin orden	Fideicomiso Planta Toro 3 (2) y (5)	01-jun-13	30-jun-13	30-nov-24	131	13	119	6	137	\$1	-	3.551	Mensual	Arrendar Planta Toro 3
Subtotal- Arrendamientos operativos -US dólares					US\$	1.796	836	960	80		€	45.704		
Generalidades del contrato					Monto en millones de colones									
Grupo ICE														
350702	Cooperativa de Electrificación Rural Guanacaste (6)	16-feb-10	06-abr-10	06-sep-21	€ 87.848	26.811	61.037	3.817	138	Variable entre €617 y €473	€3.541 aproximadamente	€ 3.817	Mensual	Infraestructura para transmisión eléctrica Liberia, Papagayo - Nuevo Colón.
Subtotal- Arrendamientos operativos -colones					€	87.848	26.811	61.037	3.817		€	3.817		
Total- Arrendamientos operativos -Grupo ICE											€	49.521		

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

(1) **Consortio Huawei Technologies:**

Corresponde al arrendamiento de un sistema inalámbrico de tercera generación. La primera fase del arrendamiento consiste en instalar una red de sistema móvil inalámbrico denominado, sistema móvil avanzado de tercera generación (3G) con una capacidad inicial de 950 mil líneas 3G de voz y datos. La segunda fase consiste en habilitar sitios nuevos (instalación de antenas para el sistema de telefonía móvil (3G) y acondicionar los ya existentes para completar la cobertura del diseño propuesto en la primera fase.

El 09 de diciembre de 2013 el ICE ejerció en forma parcial la opción de compra establecida en el contrato de arrendamiento firmado entre el ICE y el consorcio BCIE – Huawei para el arrendamiento de un sistema inalámbrico de tercera generación denominado “Proyecto Sistema Móvil Avanzado” por un valor total de US\$52,4 (equivalente a ₡26.347). El valor pagado por la primera y segunda fase del proyecto asciende a las sumas de US\$30,6 y US\$21,8 respectivamente (equivalente a ₡15.395 y ₡10.952 respectivamente).

(2) **Fideicomisos de Titularización:**

El ICE estableció contratos de Fideicomisos de Titularización en conjunto con los Bancos Nacional de Costa Rica 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, Cariblanco y Toro 3, y la Planta Térmica Garabito.

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 30 de setiembre de 2014 y de 2013 en los estados financieros de esos fideicomisos se 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 11 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

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

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.
- 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, quien 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- 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 años para el caso de los fideicomisos Peñas Blancas, y 30 años para Cariblanco, Garabito y Toro 3.

(3) Planta Geotérmica Las Pailas:

En diciembre de 2006 el Consejo Directivo del ICE acordó aprobar el desarrollo del Proyecto Geotérmico Las Pailas mediante un esquema de ejecución-financiamiento denominado “no tradicional”, en el cual el ICE será el constructor y 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 12 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 total del arrendamiento es 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

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

(4) Subestación Reductora Tejar - JASEC:

En abril de 2010, el ICE estableció con la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), un contrato para el arrendamiento con opción de compra de la Subestación Reductora Tejar y los derechos de servidumbre y sitios de torres para la ampliación de la línea de transmisión Rio Macho-el Este 230 KV, actuando JASEC como arrendante y el ICE como arrendatario. Las obras se localizan en la provincia de Cartago, Cantón del Guarco, Distrito San Isidro.

El plazo del arrendamiento es de hasta 10 años, contados a partir que JASEC entregue al ICE la subestación y obras conexas listas para entrar en operación comercial. Esto sucedió a partir del 04 de junio de 2012.

(5) Planta Hidroeléctrica Toro 3:

El ICE y la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) establecieron un convenio de alianza empresarial para el desarrollo en conjunto del PH Toro 3, en el cual el Banco de Costa Rica figura como fiduciario. El ICE y JASEC figuran como fideicomitentes.

Como parte de este convenio de alianza empresarial se estableció un contrato de arrendamiento de la Planta Hidroeléctrica Toro 3 con opción de compra con un plazo de 137 meses, en el cual el ICE y JASEC figuran como arrendatarios y el Fideicomiso de Titularización PH Toro 3 figura como arrendador (Véase nota 8)

La alianza empresarial entre el ICE y JASEC constituye una relación paritaria en cuanto a derechos, obligaciones y los beneficios que surjan tanto en la construcción como en la explotación

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

comercial de la planta durante su vida útil, ambas entidades participaran en el desarrollo de la Planta Hidroeléctrica Toro 3, en la cual tendrán una participación del cincuenta por ciento (50%).

(6) Cooperativa de Electrificación Rural Guanacaste, R.L.:

El 16 de febrero de 2010 el ICE y la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste. R.L. (Coopeguanacaste), establecieron un contrato de arrendamiento con opción de compra de la infraestructura para la Transmisión de Electricidad Liberia – Papagayo – Nuevo Colón. En ese contrato, el ICE figura como arrendatario y Coopeguanacaste como arrendante. El plazo del arrendamiento es de 137 meses, y el monto de la cuota mensual por concepto de arrendamiento estará compuesta por:

- El valor de la cuota mensual en colones que deba atender el arrendante con sus acreedores. Estos acreedores corresponden al Banco de Costa Rica y el Banco Popular y de Desarrollo Comunal por el préstamo bancario que cada una de esas instituciones otorgó a Coopeguanacaste; y
- El importe que deba atender el arrendante por los costos mensuales de mantenimiento de la infraestructura.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 31. Compras y servicios complementarios

Las compras y servicios complementarios se detallan como sigue:

	Por el periodo terminado al 30	
	de setiembre de	
	2014	2013
Telecomunicaciones:		
Participación telefónica	8.664	10.789
Tráfico operadores nacionales	12.835	9.589
Alquiler de canales	776	755
Televisión	811	748
Soluciones integrales	312	240
Total Telecomunicaciones	23.399	22.121
Electricidad:		
Importación:		
Ente Operador Regional (EOR)	9.063	1.237
Cenergica S.A de c.v.	832	1.179
Poliwatt	141	589
Mercado Eléctrico de El Salvador	290	915
Excelergy S.A de c.v.	82	1.028
Enel Fortuna S.A(Panamá)	-	615
Otros	140	146
Subtotal importación	10.548	5.709
Cogeneradores:		
Planta Eólica Guanacaste, S.A.	7.387	6.511
Unión Fenosa Generadora La Joya	7.163	7.771
Hidroenergía Del General (HDG), S.R.L.	6.065	6.333
Geoenergía de Guanacaste Ltda.	6.121	5.697
Azucares el Viejo S.A	1.873	1.167
Plantas Eólicas, S.A.	2.799	2.193
Molinos de Viento Del Arenal, S.A.	2.606	2.246
Hidroeléctrica Doña Julia	3.277	2.927
Ingenio Taboga, S.A.	1.593	1.405
Hidroeléctrica Platanar, S.A.	2.241	2.361
Hidroeléctrica Zarcas, S.A.	1.753	1.810
Consorcio Eólico Chiripa	1.418	-
Hidroeléctrica Río Lajas, S.A.	1.538	1.676
Proyecto Hidroeléctrico Pedro, S.A.	1.458	1.429
Proyecto Hidroeléctrico Río Volcán, S.A.	1.830	1.606
Aeroenergía S.A	867	716
Inversiones la Manguera S.A	712	718
Hidroeléctrica Venecia S.A	592	496
Empresas Electricas Matamoros S.A	573	617
Hidroeléctrica Caño Grande S.A.	482	442
Otros	1.571	1.576
Subtotal cogeneradores	53.920	49.697
Compras para exportación:		
Ente Operador Regional (EOR)	7.374	7.691
Total Electricidad	71.842	63.097
Total Grupo ICE	95.241	85.217

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Cogeneradores:

Al amparo de la Ley 7200 (“Ley que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela”), la cual declara de interés público la compra de electricidad por parte del ICE a aquellas empresas privadas que cumplan con las condiciones indicadas en esa misma Ley, el ICE ha establecido contratos con diversos cogeneradores para la compra de energía eléctrica. Esta ley contempla dos regímenes o capítulos: Capítulo I, denominado “Generación Autónoma o Paralela”; que genera los llamados contratos BOO (Build, own and operate, Construir, ser dueño y operar, en español).y, Capítulo II, denominado “Compra de energía bajo régimen de Competencia”. Que genera contratos llamados BOT (Build, operate an transfer, Construir, operar y transferir).

Al 30 de setiembre de 2014, el ICE mantiene contratos para compra de energía bajo el Capítulo II, los cuales corresponden a los contratos tipo B.O.T (construir, operar y transferir), con los siguientes cogeneradores: Geoenergía de Guanacaste, S.R.L.; Unión Fenosa Generadora La Joya; Hidroenergía del General (HDG), S.R.L.; Planta Eólica Guanacaste, S.A.; así también se encuentran en fase de construcción los siguientes proyectos: PH Chucás, S.A.; Unión Fenosa Generadora Torito, S.A.; Hidrotárcoles; S.A.; e Inversiones Eólicas de Orosi Dos, S.A; Consorcio Eólico Chiripa; P.H. Capulín San Pablo; Durante la vigencia de los acuerdos esos cogeneradores deberán construir, operar y mantener las respectivas plantas. La energía que éstas produzcan será adquirida exclusivamente por el ICE. Al finalizar los plazos de esos acuerdos la propiedad, gestión y operación de las plantas de energía se transferirán automáticamente al ICE, libre de gravámenes. Los respectivos cogeneradores o el ICE podrán solicitar la transferencia temprana de la planta de energía.

Algunos de los términos y condiciones más relevantes establecidos en los convenios anteriormente citados son los siguientes:

- Los cogeneradores serán responsables de la financiación, diseño, adquisición de suministros, construcción, pruebas, puesta en marcha y el respectivo mantenimiento de las plantas. Los cogeneradores también se comprometen a entregar toda la energía eléctrica producida durante la vigencia del contrato con el ICE.
- Los cogeneradores producirán electricidad con la calidad y estándares de operación establecidos en cada contrato y la entregará en su totalidad al ICE, con excepción de aquella requerida para alimentar los equipos auxiliares y el servicio propio de las plantas, todo de conformidad con los contratos.
- Los cogeneradores asumen el riesgo de daños, pérdida o destrucción de los equipos e instalaciones, durante los plazos de los contratos, debido a cualquier razón o causa que sea directamente atribuible al cogenerador, sus contratistas, subcontratistas o proveedores, excluyendo las de fuerza mayor.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- El precio de compra de la energía eléctrica se establece en cada contrato en particular a partir del precio ofertado y adjudicado en los procesos licitatorios mediante los cuales resultaron seleccionados. Los contratos contemplan fórmulas de ajuste en los precios por variaciones por inflación y que aplican sobre el componente de costos de operación y mantenimiento.

Desde la fecha de inicio de operación comercial de la planta, los cogeneradores deberán, por su cuenta, obtener y mantener, como mínimo, las siguientes pólizas de acuerdo a la disponibilidad en el mercado: seguro de riesgos de trabajo y de todo riesgo de daño físico.

El ICE puede suspender la recepción de la energía generada por los cogeneradores y será exonerado del pago de tal energía durante tal periodo de suspensión por los siguientes motivos:

- Alteración de los medidores.
- Incumplimiento en relación con la condición del punto de entrega pactada, bajo la responsabilidad del cogenerador.
- La incapacidad del cogenerador de suministrar la energía en concordancia con los parámetros de operación requeridos.
- Por incumplimiento de renovación de la garantía de cumplimiento.
- Por incumplimiento en la renovación de pólizas seguros.

Los acuerdos estarán vigentes por plazos que oscilan entre 15 y 20 años, finalizando entre marzo de 2016 y octubre de 2033.

Para aquellos cogeneradores que mantienen contratos bajo el Capítulo I de la ley N° 7200, se tienen tres tipos de contrato:

- Tipo A: que aplica para plantas hidroeléctricas con capacidad inferior a 5 MW.
- Tipo B: que aplica para plantas hidroeléctricas con capacidad superior a los 5 MW.
- Tipo C: que aplica para plantas eólicas.

Los términos generales pactados en estos tipos de contratos establecen que el ICE adquirirá los excedentes de energía eléctrica que el cogenerador pueda suministrar una vez satisfechas sus necesidades propias, hasta por la potencia máxima contratada, durante el plazo del contrato. El cogenerador se compromete a operar la planta de modo que la potencia entregada al ICE, en el punto de medición no sea superior a la potencia contratada. El ICE no reconocerá pago alguno por concepto de la energía que entregue el cogenerador a una potencia superior a la contratada. La energía eléctrica que se reciba al amparo de estos contratos se cancela a las tarifas que tenga vigente la ARESEP en el momento de materializarse la entrega de la energía eléctrica.

Bajo el Capítulo I de la Ley N° 7200 el ICE firmó contratos desde la promulgación de la ley en el año 1990. A partir del 2009, una vez que empezaron a vencer los contratos suscritos en la

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

década de los 90, cuya vigencia máxima era de 15 años, el ICE procedió con su renovación, por el plazo remanente de las concesiones (que fueron otorgadas por 20 años). Actualmente se están en proceso de renovación de los contratos una vez que las empresas obtienen nuevas concesiones tanto para el uso de las fuerzas del agua, en el caso de los proyectos hidroeléctricos, como la de servicio público de generación que otorga la ARESEP. En la actualidad se tienen vigentes contratos con 25 empresas: 3 eólicos, 2 ingenios y 20 hidroeléctricos.

Adicionalmente, a partir del 2012, una vez que la ARESEP publicó las tarifas para plantas nuevas y se publicó el nuevo reglamento para el Capítulo I de la Ley N° 7200, el ICE inició el proceso de selección de proyectos con los cuales se firmarán nuevos contratos. En el mes de junio del 2012 se publicó la Convocatoria No. 01-2012 mediante la cual se seleccionaron 5 proyectos eólicos y seis proyectos hidroeléctricos, de los cuales hasta el momento sólo se ha firmado el contrato con el proyecto eólico TilaWind en Tilarán, el cual se encuentra en construcción y se espera que entre en operación el próximo año. El proyecto eólico Campos Azules está en etapa de negociación y se espera firmar el contrato en el mes de diciembre de 2014.

En febrero de este año se publicó la Convocatoria No. 02-214 cuyo resultado se publicó en La Gaceta del 25 de junio y quedó en firme el 29 de agosto una vez que la Gerencia General rechazó el recurso de apelación interpuesto por uno de los participantes. En esta segunda convocatoria se seleccionaron 2 proyectos eólicos y 4 proyectos hidroeléctricos; uno de los cuales renunció a la selección. En el mes de octubre se suscribieron cartas de compromiso con los tres proyectos hidroeléctricos restantes. En el caso de los proyectos eólicos, la Gerencia de Electricidad autorizó el proceso de negociación con la empresa Aeroenergía S.A. puesto que ya cumplió con los requisitos necesarios para la firma del contrato de compra. Para el otro proyecto eólico se requiere la aprobación a nivel regional del punto de conexión, por lo que se suscribirá una carta de compromiso

A setiembre 2014, se da el reconocimiento tarifario por gasto de importación de energía según resolución RIE 061-2014 de la ARESEP, el cual se encontraba registrado como gasto hasta agosto 2014. Esta partida será diferida en los próximos quince meses a partir de octubre del presente año, de forma que se asocie con los ingresos que se obtendrán en ese plazo. (véase nota 14)

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 32. Gastos administrativos

Los gastos administrativos se detallan como sigue:

	Por el periodo terminado al 30 de setiembre de	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Remuneraciones	¢ 42.070	40.161
Servicios	8.387	6.679
Utilización centros de servicio	4.794	4.158
Depreciación de otros activos en operación	1.681	2.503
Transferencias corrientes	1.433	952
Materiales y suministros	646	635
Alquileres y servicios	584	625
Transporte	26	33
Otros	5.652	5.217
Subtotal Grupo ICE	65.273	60.963
* Eliminaciones de servicios institucionales	255	289
Total Grupo ICE	¢ 65.018	60.674

* Corresponde a la eliminación del consumo interno por servicios telefónicos y eléctricos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

Nota 33. Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización se detallan como sigue:

	Por el periodo terminado al 30 de setiembre de	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Materiales y suministros	¢ 46.186	34.384
Servicios	39.620	41.671
Remuneraciones	38.271	36.356
Utilización centros de servicio	25.482	26.393
Gastos consumidores	18.179	16.169
Depreciación de otros activos en operación	3.290	2.980
Transferencias corrientes	2.137	8.023
Otros	7.641	6.054
Subtotal Grupo ICE	180.806	172.030
* Eliminaciones de servicios institucionales	1.222	1.286
Total Grupo ICE	¢ 179.584	170.744

* Corresponde a la eliminación del consumo interno por servicios telefónicos y eléctricos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 34. Estudios de pre inversión

Los costos incurridos por estudios de pre inversión se desglosan como sigue:

	Por el periodo terminado al	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Proyecto Hidroelectrico Ayil (1) ¢	3.155	387
Estudio Savegre(2)	619	2.714
P.H Tejona II	124	-
Estudio RC 500	-	116
Estudio Pocosol - Arenal	-	15
Otros	514	475
Total Grupo ICE	¢ 4.412	3.707

- (1) Para el Proyecto Hidroeléctrico Ayil, el cual estará ubicado dentro del territorio indígena Cabécar de Bajo Chirripó, Matina, Limón; se habilitó un convenio con las comunidades indígenas para realizar el estudio del proyecto en un plazo de tres años, el cual comprende del 27 de mayo de 2011 al 27 de mayo de 2014, y están relacionados con los caminos de penetración que implican la construcción de varios puentes. Los gastos corresponden a ¢3.155 en el 2014 y ¢387 en el 2013.
- (2) El Estudio Savegre incurrió en gastos durante el 2014 por ¢619 (¢2.714 en el 2013), por concepto de estudios de ingeniería, factibilidad del sitio y obras anexas del túnel de conducción y tomas de agua.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 35. Estudios preliminares

Los gastos preliminares se detallan como sigue:

	Por el año terminado al	
	30 de setiembre de	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Remuneraciones	¢ 9.185	10.002
Utilización centros de servicio	4.535	6.137
Servicios	524	630
Depreciación de otros activos en operación	324	339
Transferencias corrientes	323	299
Materiales y suministros	185	259
Otros	952	957
Subtotal Grupo ICE	16.028	18.623
* Eliminaciones de servicios institucionales	112	154
Total Grupo ICE	¢ 15.916	18.469

* Corresponde a la eliminación del consumo interno por servicios telefónicos y eléctricos, incurridos por las diferentes áreas de la institución.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 36. Gastos complementarios de operación

El ICE contabiliza en este rubro aquellos gastos en los que se incurre para garantizar la calidad en la construcción y operación de obras propiedad de terceros; así como aquellas transacciones que no forman parte de las partidas de costos y gastos de conformidad con su naturaleza. Adicionalmente, incluye aquellos costos por Mitigación y Compensación Social posteriores, que excedan lo establecido en el Plan de Gestión Ambiental por no haber sido considerados dentro de la “Línea Base” planificada y controlada por el ICE. Los mismos se detallan como sigue:

	Por el periodo terminado al	
	30 de setiembre de	
	2014	2013
Grupo ICE:		
Servicios móvil avanzado	¢ 420	578
Proyecto Hidroeléctrico Torito	346	309
Proyecto Hidroeléctrico Chucas	270	302
Proyecto Eolico Chiripa	216	162
Proyecto Hidroeléctrico Chapulin	162	-
Proyecto Hidroeléctrico Pirrís	112	134
Interconexión Ingenio El Viejo	59	-
Proyecto Hidroeléctrico Balsa Inferior	55	-
Proyecto Hidroeléctrico Reventazón	-	172
Otros	122	73
Total Grupo ICE	¢ 1.762	1.730

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 37. Otros productos y otros gastos

A continuación se detallan los otros productos y otros gastos:

		Por el periodo terminado al 30 de setiembre	
		2014	2013
Grupo ICE:			
Servicios de construcción (1)	¢	249.021	21.981
Intereses y otros productos financieros(2)		19.258	16.337
Fluctuaciones cambiarias (3)		15.178	32.652
Ingresos por inversiones en otras empresas(4)		628	-
Otros productos (5)		19.475	10.821
Total Grupo ICE	¢	303.560	81.791
Grupo ICE:			
Contratos de obras civiles y electromecánicas (1)	¢	251.763	22.089
Fluctuaciones cambiarias (3)		147.600	4.803
Intereses y otros gastos financieros (6)		65.979	76.402
Otros gastos		1.575	1.955
Total Grupo ICE	¢	466.917	105.249

- (1) Los servicios de construcción incluyen facturas por avance o finalización de obras por contrato por servicios de ingeniería, diseño, construcción u otros servicios especializados brindados por el ICE a terceros y relacionados con los proyectos en etapa de construcción como Proyecto Hidroeléctrico Reventazón . En el rubro de “Contratos de obras civiles y electromecánicas” se contabilizan los costos asociados con estos contratos de construcción.

Al 30 setiembre de 2014, el ICE recibió del Fideicomiso UNO P.H Reventazón la suma de US\$275 millones (equivalente a ¢149.633 aproximadamente), y ¢94.474, como pago por los servicios de construcción del Proyecto Hidroeléctrico P.H Reventazón.

- (2) Los intereses incluyen ingresos sobre Títulos Valores del sector externo.
- (3) Al 30 de setiembre de 2014, se utilizó el tipo de cambio de ¢541.27 (¢503,11 en el 2013) por US\$1,00, respectivamente, para valuar los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

- (4) En cumplimiento a los acuerdos 4g y 4h de la Asamblea Ordinaria de Accionistas de Empresa Propietaria de la Red (EPR) 2014 celebrada el jueves 19 de junio del 2014 en la Ciudad de Guatemala; se le realiza al ICE un pago de rendimientos por el monto acordado de ¢628 millones en junio del 2014.
- (5) Para el 2014 se refleja el ingreso, principalmente por cobro de la indemnización por incumplimiento de contrato, sanciones administrativas y otros conceptos.
- (6) Presenta gastos por comisiones por la administración de derivados financieros e intereses respectivos y los intereses por la deuda principalmente.

(Continúa)

Nota 38. Normativa Tributaria

Obligaciones Tributarias

El Grupo ICE tiene obligaciones tributarias que se rigen por lo estipulado en los siguientes marcos jurídicos: Ley N° 7092 del Impuesto sobre la Renta y sus reformas; Reglamento a Ley del Impuesto sobre la Renta y sus reformas; Ley N°6826 de Impuesto General sobre las Ventas y sus reformas, Reglamento a la Ley de Impuesto General sobre las Ventas y sus reformas, Ley General de Aduanas, su Reglamento y sus reformas, la Ley No. 8660 de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, y la Ley N° 8642 General de Telecomunicaciones.

Impuesto sobre la Renta

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 su artículo No. 17 lo siguiente: *“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 lo siguiente: *“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.

La Ley N° 8660 Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector de Telecomunicaciones, indica que en el momento que 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, excluyendo del pago del impuesto sobre la renta el servicio telefónico básico tradicional y en los demás casos, se mantendrán vigentes las exenciones conferidas en el Decreto de Ley No. 449, de 8 de abril de 1949, así como a cualesquiera otras que les confiera el ordenamiento (Véase nota 42).

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

Para el caso de las subsidiarias, están sujetas al pago del impuesto sobre la renta con fundamento también en la Ley No. 7722, la cual cita taxativamente las instituciones estatales sujetas al pago del impuesto sobre la renta. Mediante Decreto Ejecutivo publicado en La Gaceta 185 del 23 de setiembre de 1999 y con fundamento en la Ley No.7722 denominada “Sujeción de Instituciones Estatales al pago del Impuesto Sobre la renta”, se incluyen los ingresos o beneficios obtenidos por las entidades como consecuencia de sus servicios y de su actividad económica y financiera, independientemente de que sean exentos o no, por disposición de leyes anteriores.

De ello únicamente puede deducirse los costos, los gastos, las reservas de inversión y fondos de desarrollo necesarios y pertinentes para producir tales ingresos.

Para estas empresas el impuesto sobre la renta incluye el impuesto corriente. El impuesto sobre la renta se reconoce en el estado de resultados, excepto que esté asociado con alguna partida reconocida directamente en la sección patrimonial, en cuyo caso se reconoce en el patrimonio. El impuesto sobre la renta corriente es el impuesto a pagar en el año sobre las utilidades gravables calculado con base en la tasa de impuesto vigente a la fecha del cierre. Al 31 de diciembre de 2013 y de 2012 el impuesto de la renta diferido, por las diferencias temporales, se ajusta en los estados financieros consolidados del Grupo ICE por efecto de homologación de las políticas contables de las subsidiarias a las del Grupo ICE.

Impuesto General sobre las Ventas

El Grupo ICE es contribuyente del impuesto general sobre las ventas, según Ley No. 6826 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.

Al 31 de diciembre de 2013 la subsidiaria RACSA mantiene abiertos dos procesos administrativos relacionados con los Traslado de Cargos No. 27520000028443 y No. 2752000033081, ambos remitidos por la Dirección General de Tributación del Ministerio de Hacienda, relacionados con el impuesto de general sobre las ventas a los servicios de telecomunicaciones de los periodos fiscales 2008 y 2009, respectivamente. A la fecha de este informe la subsidiaria RACSA ha impugnado los traslados de cargos ante la Dirección General de Tributación Directa del Ministerio de Hacienda y de conformidad con el criterio

(Continúa)

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

del Departamento Jurídico la posibilidad de resultados favorables es incierta. (Véase nota 41).

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

El artículo N° 39 de la Ley General de Telecomunicaciones N° 8642, establece, una contribución parafiscal, con el propósito de financiar el Fondo Nacional de Telecomunicaciones (FONATEL) en procura de cumplir con los objetivos de acceso universal, servicio universal y solidaridad, que recaerá sobre los ingresos brutos devengados, obtenidos directamente, por los operadores de redes públicas de telecomunicaciones y los proveedores de servicios de telecomunicaciones disponibles al público, que realizan el hecho generador de esta contribución al desarrollar las actividades ya mencionadas y recibir el beneficio individualizable de la actividad estatal.

La contribución será determinada por medio de una declaración jurada, que corresponde a un período fiscal año calendario. El plazo para presentar la declaración vence el 15 de marzo, posterior al cierre del respectivo período fiscal. El pago de la contribución se distribuirá en cuatro tractos equivalentes, pagaderos al día quince de los meses de marzo, junio, setiembre y diciembre del año posterior al cierre del período fiscal que corresponda.

La tarifa de esta contribución, será fijada, anualmente, por la SUTEL a más tardar el 30 de noviembre del período fiscal respectivo. Dicha tarifa podrá ser fijada dentro de una banda con un mínimo de un uno coma cinco por ciento (1,5%) y un máximo de un tres por ciento (3%); dicha fijación se basará en las metas estimadas por la SUTEL de los costos de los proyectos por ser ejecutados para el siguiente ejercicio presupuestario y en las metas de ingresos estimados para dicho siguiente ejercicio. En el evento de que la Superintendencia no fije tarifa al vencimiento del plazo señalado, se aplicará la tarifa aplicada al período fiscal inmediato anterior.

Ley N° 8690 “Impuesto Rojo al servicio de telefonía móvil y convencional, destinado al financiamiento de la Cruz Roja Costarricense”

Creado mediante la Ley N° 8690, corresponde a un monto pagadero mensualmente, de manera permanente, por toda persona propietaria de una línea telefónica convencional o móvil, será recaudado por el ICE o por cualquier otro ente que preste servicios de telecomunicaciones y trasladado a la Tesorería Nacional, el cual será del uno por ciento (1%) sobre la facturación mensual a partir de cinco mil colones (¢5.000) del servicio de telefonía móvil y convencional de personas físicas y jurídicas; dicho monto no podrá exceder de quinientos colones (¢500) por línea telefónica.

(Continúa)

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

Impuesto a favor del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica

La Ley del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica No. 8228 del 19 de marzo de 2002, fue reformada por la Ley No. 8992 Fortalecimiento Económico del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, publicada en la Gaceta del 22 de setiembre de 2011. Esta Ley reforma los artículos 28 y 33 de la Ley N° 8228, Ley del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, de 19 de marzo de 2002, y sus reformas. Adicionalmente, reforma el Artículo 40, “Financiamiento del Cuerpo de Bomberos”, definiendo la creación, como fuente complementaria de ingresos para la operación y el crecimiento sostenible del Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, un tributo equivalente al uno coma setenta y cinco por ciento (1,75%) de la facturación mensual por consumo de electricidad que pague cada abonado o consumidor directo de energía eléctrica.

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, el cual se define de la siguiente forma: es un impuesto ad-valorem, que se fija según la clasificación dentro de la codificación arancelaria establecida. Entre los impuestos internos están los siguientes, Impuesto Selectivo de Consumo (tarifa según mercancía), Impuesto Ley No.6946 (1%), Impuesto General sobre las Ventas (13%), otros específicos de IDA (Instituto de Desarrollo Agrario), IFAM (Instituto de Fomento y Asesoría Municipal), Depósito Libre de 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 Grupo 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 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 N° 55 y 59 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

(Continúa)

Nota 39. Administración del riesgo financiero institucional

El Grupo ICE está expuesto a los siguientes riesgos relacionados con el uso de instrumentos financieros: crédito (en cuanto al incumplimiento de los clientes o contrapartes), liquidez (el no poder hacer frente a las obligaciones por la falta de liquidez) y mercado (incluye la exposición cambiaria, tasas de interés, commodities). Los tres riesgos impactan en la gestión del Grupo ICE, pero su tratamiento se realiza de forma individualizada, por ejemplo en el caso del ICE el riesgo crédito se regula con el comité de inversiones y en los sectores y el riesgo de liquidez se lleva un control de los flujos de caja de tesorería y en cuanto a los riesgos de mercado con las coberturas financieras derivados. Por lo tanto, se mantiene un control sobre esta exposición de riesgos, al contar con los siguientes Comités:

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. Por lo tanto, establece las pautas (restricciones) en relación con las decisiones de inversión, dentro de las que se encuentran el límite de inversión, instrumento, moneda y niveles de riesgos para la composición de la cartera.

En este Comité se aprueba el documento denominado la Estrategia de Inversión, el cual se revisa cada año, así como el documento de Límites de Gestión para operar las carteras de inversiones del ICE, el cual se revisa de acuerdo con el criterio de dicho Comité. Además, se cuenta con el Manual de Políticas de Inversión Financiera y el procedimiento para realizar inversiones en el mercado internacional, el cual busca una mayor y mejor diversificación de las inversiones transitorias.

El Comité de Riesgos Institucional, se creó el 26 de agosto de 2011, es el órgano en el cual se apoya la Gerencia General, para “*velar por el cumplimiento de la normativa vigente a nivel institucional y por la mejora continua en gestión de riesgos*”. Dicho órgano inició su gestión el 4 de octubre de 2011, en diciembre del 2012 se nombró al Gerente General del ICE como presidente del Comité, y se cuenta con la representación de todas las Gerencias del ICE y de las áreas que administran Riesgos. Actualmente, el Comité de Riesgos Institucional, logró identificar por medio de los enlaces de las Gerencia el nivel de riesgos estratégicos, para la toma de decisiones a nivel Institucional.

Adicionalmente, se cuenta con la Política de Gestión de Riesgos Financieros y Coberturas Financieras Institucional, la cual entró a regir a partir del 12 de abril de 2011, la misma tiene como objetivo: “*Normalizar la gestión de riesgos financieros Institucionales, por medio de la reducción al mínimo posible de la exposición a riesgos sistémicos o de mercado en las operaciones financieras, mediante una eficiente administración del riesgo financiero,*

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

aprovechando oportunidades de mercado, instrumentos financieros disponibles y de acuerdo con la Estrategia de Coberturas de Riesgos Financieros”.

Se revisa anualmente la política 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.

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

La Gerencia de Finanzas trabaja de forma conjunta con todas las gerencias del ICE y las Subsidiarias, para tener cada año, un mapa de riesgos financieros del Grupo ICE y se le da seguimiento a los planes de acción de forma anual. En cuanto a las subsidiarias del Grupo ICE, las mismas han diseñado e implementado un conjunto de políticas de riesgo, con el fin de minimizar posibles efectos adversos en su desempeño financiero.

Adicionalmente, la Gerencia de Finanzas ha orientado esfuerzos en determinar planes de acción y metas para cumplir con el plan financiero y estrategia financiera 2013-2021. Para ello presenta informes trimestrales de gestión a la administración superior.

Riesgo Crédito:

Pérdida potencial por el incumplimiento en los términos contractuales de un cliente o contraparte en las operaciones que efectúe el Grupo ICE, asociadas principalmente a efectivo, equivalentes, cuentas por cobrar e inversiones.

Como forma de mitigar este riesgo se da un control y seguimiento a las calificaciones de riesgo que poseen las inversiones, otorgado por las calificadoras de riesgo. Se tienen límites de inversión en el portafolio del ICE por mercado (local e internacional), por sector (Público, resto del sector público, sector privado), por instrumento, por emisor y por emisión. Para este riesgo no se tienen colaterales recibidos en garantía.

Para el caso de la subsidiaria CNFL el riesgo de crédito se entiende como la posibilidad de que la empresa incumpla con el pago del principal y/o con los intereses, debido tanto a factores externos como internos de la CNFL, que afecte negativamente la realización del flujo de efectivo los resultados operativos y las perspectivas de utilidades, no se visualiza el efecto negativo de un faltante de liquidez en la exposición al Riesgo Crediticio.

Para el caso de RACSA definen el riesgo crediticio cuando se presente una inexistencia de prácticas y medidas de control que gestionen su nivel de crédito que se le otorgue a sus clientes; lo cual podría llegar a comprometer los ingresos y generar altos volúmenes de pérdidas financieras por concepto de incobrables, para mitigar dicho riesgo RACSA utiliza controles de calidad de sus clientes a través de protectoras de crédito y hacen depuración de la cartera de clientes morosos, desarrollando perfiles del cliente.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar se controlan directamente en los Sectores de Electricidad y Telecomunicaciones. El proceso que lleva cada Sector 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, los plazos son establecidos por el Sector (Política de Gestión de Cobro).
- Proceso de recaudación en línea, mediante contratos con recaudadores externos y entidades bancarias, o la recaudación interna mediante las cajas del ICE.
- En caso de que no se logre recuperar el pendiente por los medios anteriores, después de 35 días de haberse suspendido el servicio se inicia el cobro administrativo, el cual consiste en localizar al cliente e indicarle sobre su situación de morosidad e informar también a la entidad protectora de crédito para que dicha situación sea incluida en su historial de crédito. 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.

En el Manual de Políticas Contables del ICE, en el apartado de Políticas para el activo circulante apartado “Estimaciones para incobrables”, se detalla la práctica contable para el registro de la estimación y el procedimiento para su gestión administrativa y judicial de cobro.

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 Grupo 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

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.

Actualmente, hay un acuerdo del Consejo Directivo sobre el límite máximo que posee la institución para operar derivados financieros en cuanto a pasivos.

Pérdidas por deterioro

La antigüedad del saldo de las cuentas por cobrar comerciales se detalla a continuación:

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Vigentes	¢	107.651	91.449
Cobro judicial y administrativo		43.051	36.590
Total Grupo ICE	¢	150.702	128.039

El movimiento de la estimación para cuentas por cobrar se detalla como sigue:

		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Saldo inicial	¢	32.917	35.616
Estimación reconocida durante el periodo		(6.640)	(12.526)
Uso de la estimación durante el periodo		4.113	7.998
Ajustes		-	1.829
Saldo Final	¢	30.390	32.917

Riesgo Liquidez:

El Riesgo de Liquidez 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 Negocios 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 puedan controlar los flujos de caja de tesorería. Estas medidas 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, 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

La Gerencia de Finanzas realiza las proyecciones de flujo de caja de corto, mediano y largo plazo que se utilizan para estimar compras de divisas, financiamientos de corto plazo, así como prever necesidades de liquidez.

Como parte de la gestión de Tesorería se elabora el flujo de caja proyectado con información del presupuesto de la empresa y semanalmente se confecciona una programación que detalla las entradas y salidas de efectivo diarias, la cual permite visualizar el comportamiento de los flujos de efectivo y determinar las necesidades diarias de liquidez. Como parte de este proceso, con miras a obtener información más acertada de los pagos, principalmente los que por su monto tienen un fuerte impacto en la caja, en cumplimiento de las políticas de Tesorería, los negocios y diversas áreas de la empresa, deben enviar la programación de pagos correspondiente a 12 meses; adicionalmente, un insumo importante es la información que se obtiene del Sistema de Pagos Institucional, el cual no solo proporciona el monto exacto a pagar sino la fecha máxima de pago según lo establecido en los contratos.

De igual forma, resulta importante los insumos y la coordinación con los negocios referente al comportamiento de los ingresos y las áreas responsables de la gestión de los financiamientos que permitan un mejor calce para optimizar la gestión de Tesorería en procura de una mejor y oportuna atención de las obligaciones de pago.

Es importante indicar 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), asimismo, en las políticas de Tesorería, está definido el plazo de pago a proveedores el cual se realiza en un máximo de 30 días, una vez por semana, excepto los compromisos cuya fecha de cancelación es fija e ineludible, a partir del evento que da lugar al pago y la presentación de la factura. Adicionalmente, las políticas establecen como medio de pago la transferencia de fondos bancaria y las órdenes de pago se tramitan a través del sistema de pagos institucional.

Las líneas de crédito forman parte de los instrumentos que utiliza la Administración para financiar las necesidades de capital de trabajo, emisión de garantías de participación y/o cumplimiento, apertura y refinanciamiento de cartas de crédito, cuya utilización a través de los años le ha permitido constituirse en una de las opciones de financiamiento de corto plazo de mayor uso.

Para la aprobación de la línea de crédito se procede de la siguiente manera: aquellos montos mayores a los US\$20 millones son aprobados por el Consejo Directivo y los montos iguales o menores a este monto son aprobados por la Junta de Adquisiciones Corporativa. 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, tal operación se formaliza con un pagaré o letras de cambio, según corresponda. El uso de las líneas de crédito tiene como finalidad cubrir descalces entre la fecha de entrada de los

(Continúa)

Notas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de colones)

ingresos y el pago de las obligaciones u otro tipo de obligación propia de la gestión de flujo de caja.

Riesgo de Mercado:

El riesgo de mercado es el riesgo de 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 Grupo 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, los cuales son valorados según el precio 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 cambios del valor de mercado de los instrumentos financieros que afectan los resultados.

Los derivados financieros se gestionan con bancos de primer orden, con los cuales se tienen convenios de confidencialidad y toda aquella documentación necesaria para operarlos. El ICE ha tomado la decisión según la Estrategia de Riesgos, de gestionar derivados específicamente para pasivos existentes.

Las operaciones financieras adquiridas cubren los siguientes riesgos: variaciones en las tasas de interés (locales y extranjeras) y tipos de cambio de moneda extranjera, las cuales afectan los resultados de los flujos de efectivo, valor de instrumentos, entre otros. En resumen actualmente se cuenta con 9 instrumentos financieros derivados: 4 para cubrir el riesgo de tasa de interés (permutas “SWAP” de tasas de interés), 1 para cubrir los tipos de cambio de la moneda japonesa Yenes al dólar de los Estados Unidos de América denominado Cross Currency Swap y 4 Non Delivery Currency Swap para cubrir parte de la exposición colón/dólar.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

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

Detalle	PR002 Tramo b	PPF017 Tramo b-1	PR003 Tramo a	PR005 HSBC	PR004 Yenes	PR015 Dólar/colón tres años	PR012 Dólar/colón tres años	PR013 Dólar/colón siete años	PPF016 Dólar/colón tres años
Deuda cubierta	BID-1931 B/OC-CR	BID-1931 B/OC-CR	BID-1931 A/OC-CR	Proyecto ampliación capacidad en Cables Submarinos	JIBC-CR-P3	Bonos 2043	BID-1908	BID-1908	Bonos 2043
Monto principal	\$105	\$105	\$128	\$5	¥5.852	\$50	\$40	\$40	\$20
Monto cubierto	\$105	\$105	\$128	\$5	\$64	¢25.000	¢20.167	¢20.132	¢10.005
Tipo de cambio	N/A	¢532,85	N/A	N/A	\$91	¢500	¢504,17	¢503,30	¢500,259
Fecha de contratación	08/05/2008	28/04/2014	27/01/2009	04/11/2010	18/06/2012	14/11/2013	27/01/2014	29/03/2011	19/07/2013
Fecha inicio cobertura o primer pago	15/08/2008	15/08/2008	14/01/2010	08/11/2010	20/10/2010	14/05/2014	25/05/2014	02/05/2011	15/11/2013
Fecha vencimiento cobertura	15/02/2018	15/02/2018	14/07/2023	08/11/2015	20/04/2026	14/11/2016	25/11/2016	02/11/2017	16/05/2016
Plazo	10 años	4 años	15 años	5 años	14 años	3 años	3 años	7 años	3 años
Tasa base	Libor 6 meses	Libor 6 meses	Libor 6 meses	Libor 3 meses	2,20%	6,38%	Libor 6 meses	Libor 6 meses	Libor 6 meses
Spread sobre/bajo tasa base	3,00%	5,75%	3,23%	4,95%	5,11%	13,89%	9,08%	2,95 pb	-
Tasa variable	-	-	-	0,95%	-	-	-	Tasa básica	8,11%
Tasa total Fija	4,37%	5,75%	3,23%	5,90%	5,11%	13,89%	9,08%	Tasa básica +2,95 pb	8,11%
Estrategia	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura	Cobertura
Riesgo cubierto	Tasa de interés	Tasa de interés	Tasa de interés	Tasa de interés	Tipo de cambio yen/dólar	Tipo de cambio dólar/colón	Tipo de cambio dólar/colón	Tipo de cambio dólar/colón	Tipo de cambio dólar/colón
Instrumento contratado	Permuta tasa de interés	Permuta tasa de interés	Permuta tasa de interés	Permuta tasa de interés	Permuta de intecambio de moneda	Permuta de divisa no entregable	Permuta de divisa no entregable	Permuta de divisa no entregable	Permuta de divisa no entregable

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Para el caso de las coberturas de cash flow, se muestra a continuación los flujos de efectivo esperado tanto de la posición primaria como del derivado de cobertura.

En millones de colones		Flujos de efectivo	
		esperados derivados	menos de 12 meses más de 12 meses
Forward starting swap	¢	2.897	1.659 1.237
Plain vanilla swap		3.140	1.843 1.297
Swap		9	7 2

En millones de colones		Flujos de efectivo	
		esperados pasivos	menos de 12 meses más de 12 meses
BID-1931A/OC-CR	¢	60.862	7.160 53.701
BID-1931B/OC-CR		52.759	15.074 37.685
Banistmo S.A.		2.512	2.010 502

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 puede ser considerado como una fuente productora de ingresos para el Fisco, sino que usará todos los medios a su disposición para incrementar la producción de energía eléctrica como industria básica de la Nación.

La política es mantener una base sólida de capital de manera que el mercado en general mantenga la confianza y se garantice el crecimiento futuro del Grupo ICE.

Se busca asegurar que nuestras inversiones de capital y financieras tengan las máxima rentabilidad, mediante un balance adecuado entre el nivel de endeudamiento y capital invertido tratando de disminuir el riesgo.

Durante el segundo trimestre del 2014 no se presentaron cambios en la forma de administrar el capital del Grupo ICE, no está sujeta a requisitos externos de capital.

El índice de deuda-capital ajustado del Grupo ICE al término del periodo del balance de situación consolidado es el siguiente:

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Indice Deuda - Capital		Al 30 de setiembre de	Al 31 de diciembre de
		2014	2013
Grupo ICE			
Total pasivos	¢	2.461.847	2.424.224
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo		(96.216)	(86.278)
Deuda, neta		2.365.631	2.337.946
Total patrimonio		2.854.916	2.936.281
Menos:			
Montos acumulados en patrimonio en relación con coberturas de flujo de efectivo		(4.909)	(10.944)
Capital ajustado		2.859.825	2.947.225
Indice deuda Grupo ICE		0,828	0,794

Exposición al Riesgo de Crédito

El valor en libros de los activos financieros representa la exposición máxima al crédito. La exposición máxima al riesgo de crédito es la siguiente:

Valor en libros de activos financieros		Al 30 de setiembre de	Al 31 de diciembre de
		2014	2013
Bancos	¢	8.375	10.126
Inversiones transitorias		167.632	133.782
Valoración de inversiones		(143)	20
Inversiones largo plazo		53.592	47.727
Fondos de uso restringido		1.610	5.406
Efectos y cuentas por cobrar		190.603	195.330
Total Grupo ICE	¢	421.669	392.391

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

La exposición máxima al riesgo de crédito para efectos y cuentas por cobrar a la fecha del balance de situación consolidado por región geográfica es la siguiente:

Por región geográfica		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Nacional	¢	184.052	188.993
Externa		6.551	6.337
Total Grupo ICE	¢	190.603	195.330

La exposición máxima al riesgo de crédito para efectos y cuentas por cobrar por tipo de cliente a la fecha del balance de situación consolidado se detalla a continuación:

Por tipo de cliente		Al 30 de setiembre de 2014	Al 31 de diciembre de 2013
Particulares	¢	73.800	98.896
Toro III		-	179
Clientes alta, media y baja tensión		24.763	19.902
Administraciones telefónicas		2.830	2.108
Empresas distribuidoras		13.228	8.448
Otros-Gobierno		12.670	10.999
Venta de dispositivos (terminales)		289	269
Operadores y proveedores de servicios		5.960	5.790
Sistema de alumbrado público		838	904
Otros		56.225	47.835
Total GrupoICE	¢	190.603	195.330

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Las calificaciones de riesgo para el ICE reportadas al 30 de setiembre de 2014 se muestran a continuación:

Emisor	ISIN	Instrumento	Calificación de riesgo
ICE			
Banco BAC San José, S.A.	00BSJ00C36W0	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco BAC San José, S.A.	00BSJ00C76V8	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco BAC San José, S.A.	00BSJ00C80U2	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco BAC San José, S.A.	CRBSJ00B1640	Bono BSJ	AAA (cri)
Banco BANSOL Banco de Soluciones	00BASOLC40W7	Certificado de depósito a plazo (ventanilla electrónico)	SCR2
Banco BANSOL Banco de Soluciones	00BASOLC67V2	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco BCT	00BCT00C54J3	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2+
Banco BCT	00BCT00C56J8	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2+
Banco BCT	00BCT00C57J6	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2+
Banco BCT	CRBCT00B0143	Bono BCT	SCR AAA
Banco Cathay	00CATAYC5434	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Cathay	00CATAYC5442	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Cathay	00CATAYC5848	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2-
Banco Cathay	CRCATAYC0026	Papel comercial (privado)	SCR2-
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B3330	Recompra	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B3371	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B3538	Recompra	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B3553	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B3827	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B4064	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B4080	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B4353	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B4361	Bono estabilización monetaria tasa fija	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0B4379	Recompra	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0C4162	Bono estabilización monetaria 0 cupón	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0C4170	Bono estabilización monetaria 0 cupón	BB
Banco Central de Costa Rica	CRBCCR0C4196	Bono estabilización monetaria 0 cupón	BB
Banco Centroamericano de Integración Económica	CRBCIE0C0215	Papel comercial (privado)	F1+ (cri)
Banco Centroamericano de Integración Económica	CRBCIE0C0223	Papel comercial (privado)	F1+ (cri)
Banco CITIBANK (CMB Costa Rica)	00CITIBC86C4	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco CITIBANK (CMB Costa Rica)	00CITIBC97C1	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C15J0	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C26J7	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C34K9	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C48K9	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C72J1	Recompra	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	00BCAC0C73J9	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	0NR0ICE00416	Certificado de depósito a plazo (ventanilla electrónico)	F1+ (cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	CRBCAC0B1181	Bono BCAC	AA+(cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	CRBCAC0B1256	Bono BCAC	AA+(cri)
Banco Crédito Agrícola de Cartago	CRBCAC0C1248	Papel Comercial	F1+ (cri)
Banco Davivienda (Costa Rica) S.A.	00BDAVIC0314	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+ (cri)
Banco de Costa Rica	0NR0ICE00468	Certificado de depósito a plazo (ventanilla electrónico NB)	F1+ (cri)
Banco de Costa Rica	0NR0ICE00469	Certificado de depósito a plazo (ventanilla electrónico NB)	F1+ (cri)
Banco de Costa Rica	CRBCR00C3270	Papel comercial	F1+ (cri)
Banco Hipotecario de la Vivienda -BANHVI-	CRBANVIB0037	Bono Banhvi	SCR AA+
Banco Improsa	00BIMPRC7309	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Improsa	00BIMPRC7713	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Improsa	00BIMPRC7929	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00046	Overnight	AA+(cri)

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00051	Overnight	AA+(cri)
Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00052	Overnight CLIPP	AA+(cri)
Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00280	Overnight ampliación Cachi	AA+(cri)
Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00358	Overnight BID 2747	AA+(cri)
Banco Internacional de C.R. -Miami-	0NR0ICE00375	Overnight BCIE 2109 PH Reventazón	AA+(cri)
Banco Lafise	00BLAFIC46G6	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Lafise	00BLAFIC67G2	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Lafise	00BLAFIC68G0	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Lafise	00BLAFIC75H3	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Banco Nacional de Costa Rica	00BNCR0C13P0	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Nacional de Costa Rica	00BNCR0C33O1	Recompra	F1+(cri)
Banco Nacional de Costa Rica	0NR0ICE00470	Inversión corto plazo (ventanilla electrónico)	F1+(cri)
Banco Nacional de Costa Rica	0NR0ICE00471	Inversión corto plazo (ventanilla electrónico)	F1+(cri)
Banco Nacional de Costa Rica	0NR0ICE00472	Inversión corto plazo (ventanilla electrónico)	F1+(cri)
Banco Nacional de Costa Rica	0NR0ICE00473	Inversión corto plazo (ventanilla electrónico)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CR429	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CS146	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CS161	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CS229	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CS559	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CS708	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CT318	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CT383	Recompra	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CU142	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CU191	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CU514	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CV702	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CV934	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CV959	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	00BPDC0CW114	Certificado de depósito a plazo (macro título)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	0NR0ICE00393	Certificado de depósito a plazo (ventanilla electrónico NB)	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0B6947	Bono BPDC	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0B6947	Recompra	F1+(cri)
Banco Popular y de Desarrollo Comunal	CRBPDC0B7077	Recompra	F1+(cri)
Banco Promérica	CRBPROMB1144	Bono BPROM	SCR2+
Banco Promérica	CRBPROMB1169	Bono BPROM	SCR2+
Compañía Nacional de Fuerza y Luz -CNFL-	CRCFLUZB0207	Bono CNFL	AAA (cri)
Compañía Nacional de Fuerza y Luz -CNFL-	CRCFLUZB0231	Recompra	F1+(cri)
Financiera Desyfin	00FDESYC14Q3	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	00FDESYC36R4	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	00FDESYC62Q2	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	00FDESYC64P0	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	00FDESYC72R9	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	00FDESYC76Q2	Certificado de depósito a plazo (macro título)	SCR2
Financiera Desyfin	CRFDESYB0218	Bono FDESY	SCRAA
Florida ICE & Farm Company S.A.	CRFIFCOB0972	Bono FIFCO	SCR AAA
Florida ICE & Farm Company S.A.	CRFIFCOB0998	Bono FIFCO	SCR AAA
Gobierno	CRG0000B13G0	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B14H6	Título de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B16H1	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B35G3	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B41G1	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B51G0	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B54G4	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B54G4	Título de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B55G1	Recompra	BB

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Gobierno	CRG0000B55G1	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B55G1	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B59G3	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B60G1	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B63G5	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B63G5	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B64G3	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B64G3	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B72G6	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B80G9	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B80G9	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B81G7	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B81G7	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B89G0	Recompra	BB
Gobierno	CRG0000B89G0	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B92G4	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000B97G3	Titulo de propiedad	BB
Gobierno	CRG0000C06H0	Titulo de propiedad macro cero cupón	BB
Gobierno	CRG0000C07H8	Titulo de propiedad macro cero cupón	BB
Gobierno	CRG0000C21H9	Titulo de propiedad macro cero cupón	BB
Gobierno	USP3699PAA59	Bono deuda externa Costa Rica	BB
Gobierno	USP3699PAA59	Recompra	BB
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCH969	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCI140	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCJ361	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCJ411	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCJ775	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCK039	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCK138	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	00MADAPCK385	Certificado de Participación Hipotecaria	SCR2
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	CRMADAPB2277	Bono MADAP	SCR AA +
Grupo Mutual Alajuela-La Vivienda de Ahorro y Prestamo	CRMADAPB2368	Bono MADAP	SCR AA +
La Nación S.A.	CRNACIOB0142	Bono La Nación S.A.	SCR AAA
La Nación S.A.	CRNACIOB0167	Recompra	AA (cri)
La Nación S.A.	CRNACIOB0175	Bono La Nación S.A.	SCR AAA
Ministerio de Hacienda	CRG0000B56G9	Recompra	BB
Ministerio de Hacienda	CRG0000B63G5	Recompra	BB
Ministerio de Hacienda	CRG0000B96G5	Recompra	BB
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5057	Certificado de participación hipotecaria	SCR2
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5305	Certificado de participación hipotecaria	SCR2
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5347	Certificado de participación hipotecaria	SCR2
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5792	Certificado de participación hipotecaria	SCR2
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5875	Certificado de participación hipotecaria	SCR2
Mutual Cartago de Ahorro y Préstamo	00MUCAPC5883	Recompra	F1+ (cri)
Refinadora Costarricense de Petroleo	CRRECOPB0012	Bono estandarizado de Recope	AAA (cri)
Refinadora Costarricense de Petroleo	CRRECOPB0020	Bono estandarizado de Recope	AAA (cri)
SAFI BAC San José	SAJCPcFI	F.I. BAC SanJosé líquido C no diversificado	SCR AA+F2
SAFI Banco de Costa Rica	BCRLIcFI	F.I. BCR corto plazo colones no diversificado	SCR AA+F2
SAFI Banco de Costa Rica	BCRMXcFI	F.I. BCR mixto colones no diversificado	SCR AAF2
SAFI Banco de Costa Rica	FI-000000022	F.I. BCR liquidez dólares no diversificado	SCR AA+F2
SAFI Banco de Costa Rica	FI-000000022	F.I. BCR liquidez dólares no diversificado	SCR AA+F2
SAFI Banco de Costa Rica	FI-000000066	F.I. BCR mixto dólares no diversificado	SCR AAF2
SAFI Banco Nacional de Costa Rica	BNASUPERcFI	F.I. BN superfondo colones no diversificado	SCR AAF2
SAFI Banco Nacional de Costa Rica	BNASUPERcFI	F.I. BN superfondo colones no diversificado	SCR AAF2
SAFI Banco Nacional de Costa Rica	FI-000000001	F.I. BN dinerfondo colones no diversificado	SCR AA+F2
SAFI Banco Nacional de Costa Rica	FI-000000002	F.I. BN dinerfondo dólares no diversificado	F1+ (cri)
SAFI Banco Popular	FI-000000006	F.I. Popular mercado de dinero colones (no diversificado)	SCR AAF2
SAFI Instituto Nacional de Seguros	BACLACcFI	F.I. no diversificado INS - liquidez C	SCR AAF 2
SAFI Instituto Nacional de Seguros	BACLADsFI	F.I. no diversificado INS - liquidez D	SCR AAF 2
SAFI Instituto Nacional de Seguros	BANCREDILASCcFI	F.I. no diversificado INS - liquidez público C	SCR AAF 2
SAFI Instituto Nacional de Seguros	BANCREDILASDsFI	F.I. no diversificado INS - liquidez público D	SCR AAF 2
SAFI Scotiabank	ITFCPPUSFI	F.I. no diversificado público D Scotia	SCR AAF3
SAFI Scotiabank	ITFCPPUcFI	F.I. no diversificado público Scotia	SCR AAF2
CNFL			
Banco nacional de costa rica		CDP desmaterializado	F1+ (cri)
CRICSA			
SAFI Banco nacional de costa rica		Fondo BN diner fondo colones no diversificado	scrAA+f2

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Estimación de la Pérdida Potencial:

De acuerdo a la metodología utilizada en la SUGEVAL, se realizaron ajustes en la evaluación de la pérdida potencial para las inversiones del ICE, con ello, se asigna una calificación de riesgo a cada inversión y porcentaje de castigo según el vencimiento de la posición, de acuerdo a los siguientes cuadros:

Calificaciones internaciones				
Plazo	Moody's	Standard & Poor's	Fitch	Ponderador
Corto plazo	-	A1+	F1+	0%
	P1	A1+	F1	1%
	P2	A2	F2	2,5%
	P3	A3	F3	5%
	-	B	B	7,5%
	C y otros	C y otros	C y otros	10%
Largo plazo	Aaa	AAA	AAA	0%
	Aa	AA	AAA	1%
	A	A	AAA	2,5%
	Baa	BBB	BBB	5%
	BA	BB	BB	7,5%
	B	B	B	9%
	Caa y otros	CCC y otros	CCC y otros	10%

Calificaciones locales		
Plazo	Calificación	Ponderador
Corto plazo	1, 2, 3	7,5%
	otros	10%
Largo plazo	AAA-A	7,5%
	BBB-B	9%
	CCC y otros	10%

Clase	Calificación internacional		Calificación local	
	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
1	AAA y AA	F1, A-1 Y P-1	-	-
2	A y BBB	F2, A-2 Y P-2	-	-
3	BB	F3 Y P-3	Scr-AAA y AAA (cri) scr-AA y AA(cri)	Scr-1 y F1(cri) scr-2 y F2 (cri)

Para las inversiones de Banco Central se aplica un castigo de un 0%, para el Gobierno y Ministerio de Hacienda, se aplica un 0,5%, para las recompras se aplica calificación de contraparte, en el caso de las emisiones que no tienen calificación se clasifican en otros con un 10% de castigo. Las inversiones en dólares se le aplican las calificaciones soberanas y el castigo según la tabla. El resultado final corresponde a la “pérdida potencial”.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Exposición al Riesgo Liquidez

Los siguientes son los vencimientos contractuales de los pasivos financieros, incluyendo los pagos estimados de intereses y excluyendo el impacto de los acuerdos por compensación:

Pasivo	Valor en libros	Flujos de efectivo					
		esperados	12 meses o menos	1-2 años	2-5 años	Más de 5 años	
Pasivo largo plazo							
Titulos valores por pagar	¢ 1.102.551	1.102.551	654	37.742	482.082	582.074	
Efectos por pagar	705.715	705.715	28.487	164.502	259.215	253.511	
Cuentas por pagar	14.645	14.645	-	6.727	2.646	5.271	
Total pasivo a largo plazo	1.822.911	1.822.912	29.141	208.972	743.944	840.857	
Circulante							
Efectos por pagar	93.502	93.502	93.502	-	-	-	
Cuentas por pagar	117.636	117.636	117.636	-	-	-	
Total pasivo a corto plazo	211.138	211.138	211.138	-	-	-	
Total grupo ICE	¢ 2.034.049	2.034.050	240.279	208.972	743.944	840.857	

La siguiente tabla indica los períodos en los que se producen los flujos de efectivo asociados con instrumentos financieros derivados, para los flujos de efectivo esperados se consideran las estimaciones proyectadas de los flujos de cada derivado:

En millones de colones	Valor en libros	Flujos de efectivo					
		esperados	6 meses o menos	6-12 meses	1-2 años	2-5 años	Más de 5 años
Cross currency swap							
Pasivos	¢ (6.512)	10.465	830	800	1.504	3.671	3.659
Swap							
Pasivos	(12)	9	4	3	2	(0)	-
Forward staring swap							
Pasivos	(3.633)	2.897	927	733	879	501	(143)
Plain vanilla swap							
Pasivos	(3.524)	3.140	1.062	782	898	399	-
Plain vanilla swap							
Pasivos	(812)	3.140	1.062	782	898	399	-
Non delivery currency swap 3 años							
Pasivos	836	4.011	794	805	1.608	803	-
Non delivery currency swap 7 años							
Pasivos	226	6.450	948	1.042	1.917	2.543	-
Non delivery currency swap 3 años							
Pasivos	1.239	4.865	983	954	1.946	983	-
Non delivery currency swap 3 años							
Pasivos	494	1.444	392	376	676	-	-

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

A continuación se presentan el detalle de las líneas de crédito con instituciones financieras utilizadas para capital de trabajo, adquiridas durante el periodo terminado al 30 de setiembre del 2014:

Característica global de la línea de crédito				Condiciones de desembolsos efectuados					
Entidad bancaria	Propósito	Moneda	Tasa de interés	Monto abrobado de línea	Fecha de desembolso	Fecha vencimiento	Fecha cancelación	Fecha renovación	Monto de desembolso
Citibank	Capital de trabajo, apertura y refinanciamiento cartas de crédito	US\$	Libor (1m) + 2.10% = 2.26735%	50	13/12/2013**	30/12/2013	-	30/12/2013	14
		US\$	Libor (2m) + 2.10% = 2.3128%		30/12/2013**	13/02/2014	13/02/2014	-	14
		US\$	Libor (2m) + 1.30% = 1.49075%		09/06/2014	08/08/2014	08/08/2014	-	18
Scotiabank		US\$	Libor (1m) + 1.13% = 1.2985%	60	13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	5
		US\$	Tasa fija 1.295%		30/12/2013**	13/02/2014	-	13/02/2014	31
		US\$	Tasa fija 1.2973%		27/12/2013**	10/02/2014	-	10/02/2014	5
		US\$	Tasa fija 1.40%		10/02/2014**	10-06-2014	10/06/2014	-	31
		US\$	Tasa fija 1.40%		13/02/2014**	13/06/2014	13/06/2014	-	5
		US\$	Tasa fija 1.40%		14/02/2014**	13-06-2014	13/06/2014	-	24
		US\$	Tasa fija 1.40%		31/01/2014	30/05/2014	30/05/2014	-	33
		US\$	Tasa fija 1.40%		09/06/2014	08/08/2014	-	08/08/2014	31
		US\$	Tasa fija 1.38%		08/08/2014	07/10/2014	-	-	31
US\$	Tasa fija 1.38%	07/08/2014	06/10/2014	-	-	18			
Bladex	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito y capital de trabajo	US\$	Libor (1m) + 0.95% = 1.1185%	100	08/11/2013	27/12/2013	-	27/12/2013	13
		US\$	Libor (1m) + 0.95% = 1.1185%		13/11/2013	27/12/2013	-	27/12/2013	10
		US\$	Tasa fija 1.1185%		27/12/2013**	10/02/2014	-	10/02/2014	23
		US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1670%		25/11/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	38
		US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1675%		06/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	32
		US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1675%		13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	7
		US\$	Tasa fija 1.1675%		30/12/2013**	13/02/2014	-	13/02/2014	77
		US\$	Tasa fija 1.41823%		10/02/2014**	10/06/2014	10/06/2014	-	23
		US\$	Tasa fija 1.41823%		13/02/2014**	13/06/2014	-	13/06/2014	77
		US\$	Tasa fija 1.67980%		13/06/2014**	11/09/2014	-	18/09/2014	77
US\$	Tasa fija 1.49410%	08/08/2014	07/10/2014	-	-	20			
Global Bank	Capital de trabajo	US\$	Tasa fija 1.25%	20	13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	10
		US\$	Tasa fija 1.75%		30/12/2013**	13/02/2014	13/02/2014	-	10
		US\$	Tasa fija 2.25%		12/06/2014	11/08/2014	11/08/2014	-	20
Mercantil commerce bank	Capital de trabajo, apertura y financiamiento de cartas de crédito	US\$	Tasa fija 1.10%	30	08/11/2013	27/12/2013	-	27/12/2013	5
		US\$	Tasa fija 1.14%		27/12/2013**	10/02/2014	10/02/2014	-	5
		US\$	Tasa fija 1.125%		09/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	20
		US\$	Tasa fija 1.14%		30/12/2013**	13/02/2014	13/02/2014	-	20
		US\$	Tasa fija 1.30%		11/02/2014**	10/06/2014	10/06/2014	-	5
		US\$	Tasa fija 1.14%		14/02/2014**	13/06/2014	13/06/2014	-	20
		US\$	Tasa fija 1.30%		31/01/2014	30/05/2014	30/05/2014	-	5
		US\$	Tasa fija 1.35%		09/06/2014	08/08/2014	-	08/08/2014	5
		US\$	Tasa fija 1.35%		12/06/2014	11/08/2014	-	11/08/2014	4
		US\$	Tasa fija 1.375%		17/07/2014	13/11/2014	-	-	15
US\$	Tasa fija 1.35%	08/08/2014	07/10/2014	-	-	5			
US\$	Tasa fija 1.35%	11/08/2014	10/10/2014	-	-	4			

Nota: **Corresponden a desembolsos efectuados en el año 2013, los cuales fueron pasaron de un año presupuestario a otro, debido a que se utilizaron a modo de "préstamo puente", esto mientras los recursos de largo plazo que subsanaban el faltante, habían de ingresar.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Líneas de Crédito para el 31 de diciembre de 2013

Características global de la línea de crédito				Condiciones de desembolsos efectuados					
Entidad bancaria	Propósito	Moneda	Tasa de interés	Monto aprobado de línea	Fecha de desembolso	Fecha vencimiento	Fecha cancelación	Fecha renovación	Monto desembolso (en miles de US dólares, según indicación)
Citibank	Capital de trabajo. Apertura y refinanciamiento cartas de crédito	US\$	Libor (1m) + 1.35% = 1.5497%	50	17/04/2013	17/05/2013	17/05/2013	-	12
		US\$	Libor (1m) + 1.33% = 1.5292%		24/04/2013	24/05/2013	24/05/2013	-	3
		US\$	Libor (1m) + 2.10% = 2.26735%		13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	14
		US\$	Libor (2m) + 2.10% = 2.3128%		30/12/2013	13/02/2014	-	-	14
Scotiabank	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito, capital de trabajo, emisión de garantías de cumplimiento	Colones	Tasa fija 9.35%	60	14/12/2012	14/03/2013	-	14/03/2013	7.500
		Colones	Tasa fija 7.65%		14/03/2013	12/06/2013	12/06/2013	-	7.500
		US\$	Libor (3m) + 1.48% = 1.789%		19/12/2012	19/03/2013	-	19/03/2013	20
		US\$	Libor (3m) + 1.48% = 1.76%		19/03/2013	17/06/2013	17/06/2013	-	20
		US\$	Libor (1m) + 1.29% = 1.4882%		08/05/2013	07/06/2013	07/06/2013	-	3
		US\$	Libor (3m) + 1.25% = 1.5231%		03/07/2013	24/09/2013	24/09/2013	-	11
		US\$	Libor (2m) + 1.13% = 1.35889%		29/07/2013	30/09/2013	30/09/2013	-	8
		US\$	Libor (2m) + 1.05% = 1.2682%		27/09/2013	26/11/2013	26/11/2013	-	3
		US\$	Libor (1m) + 0.93% = 1.0985%		07/11/2013	16/12/2013	-	-	11
		US\$	Libor (1m) + 0.93% = 1.0985%		08/11/2013	23/12/2013	-	-	20
		US\$	Libor (1m) + 1.13% = 1.2985%		13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	5
		US\$	Tasa fija 1.295%		30/12/2013	13/02/2014	-	-	5
		US\$	Tasa fija 1.2973%		27/12/2013	13/02/2014	-	-	31
		Bladex	Apertura y refinanciamiento cartas de crédito y capital de trabajo		US\$	Libor (6m) + 1.55% = 2.0156%	100	14/02/2013	13/08/2013
US\$	Libor (3m) + 1.48% = 1.76660%			28/02/2013	29/05/2013	29/05/2013		-	25
US\$	Libor (3m) + 1.48% = 1.7601%			18/03/2013	17/06/2013	17/06/2013		-	13
US\$	Libor (1m) + 1.30% = 1.4992%			24/04/2013	24/05/2013	24/05/2013		-	9
US\$	Libor (1m) + 1.30% = 1.4982%			30/04/2013	30/05/2013	30/05/2013		-	16
US\$	Libor (1m) + 1.30% = 1.4982%			08/05/2013	07/06/2013	07/06/2013		-	7
US\$	Libor (1m) + 1.30% = 1.4992%			10/05/2013	10/06/2013	10/06/2013		-	12
US\$	Libor (3m) + 1.20% = 1.46760%			18/07/2013	30/09/2013	30/09/2013		-	8
US\$	Libor (3m) + 0.95% = 1.2164%			12/08/2013	12/11/2013	12/11/2013		-	48
US\$	Libor (1m) + 0.95% = 1.1185%			08/11/2013	27/12/2013	-		27/12/2013	13
US\$	Libor (1m) + 0.95% = 1.1185%			13/11/2013	27/12/2013	-		27/12/2013	10
US\$	Tasa fija 1.1185%			27/12/2013	10/02/2014	-		-	23
US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1670%			25/11/2013	30/12/2013	-		30/12/2013	38
US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1675%			06/12/2013	30/12/2013	-		30/12/2013	32
US\$	Libor (1m) + 1.00% = 1.1675%	13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	7			
US\$	Tasa fija 1.1675%	30/12/2013	13/02/2014	-	-	77			
Global bank	Capital de trabajo	US\$	Tasa fija 1.25%	20	13/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	10
		US\$	Tasa fija 1.75%		30/12/2013	13/02/2014	-	-	10
Mercantil commerce bank	Capital de trabajo, apertura y financiamiento de cartas de crédito	US\$	Libor (3m) + 1.50% = 1.8090%	30	19/12/2012	19/03/2013	19/03/2013	-	13
		US\$	Libor (6m) + 1.53 = 1.9959%		14/02/2013	13/08/2013	13/08/2013	-	17
		US\$	Libor (1m) + 1.34% = 1.5397%		17/04/2013	17/05/2013	17/05/2013	-	13
		US\$	Libor (2m) + 1.05% = 1.27789%		06/08/2013	30/09/2013	30/09/2013	-	10
		US\$	Libor (2m) + 1.00% = 1.2180%		27/09/2013	26/11/2013	26/11/2013	-	20
		US\$	Libor (2m) + 1.00% = 1.2145%		18/10/2013	16/12/2013	-	-	5
		US\$	Tasa fija 1.10%		08/11/2013	27/12/2013	-	27/12/2013	5
		US\$	Tasa fija 1.14%		27/12/2013	10/02/2014	-	-	5
		US\$	Tasa fija 1.125%		09/12/2013	30/12/2013	-	30/12/2013	20
		US\$	Tasa fija 1.14%		30/12/2013	13/02/2014	-	-	20

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Riesgo de mercado

Exposición al Riesgo de Moneda

La exposición del Grupo ICE a riesgos en moneda extranjera al 30 de setiembre de 2014, es la siguiente:

Activo	US\$		Yenes		Euros	
	Setiembre 2014	Diciembre 2013	Setiembre 2014	Setiembre 2013	Setiembre 2014	Diciembre 2013
Material en tránsito para inversión	39	96	1	7	29	83
Inversiones a largo plazo	2	3	-	-	-	-
Efectos por cobrar	5	40	38	3	1	1
Bancos e inversiones transitorias	80	144	-	-	-	-
Fondos de uso restringido	2	2	-	-	-	-
Cuentas por cobrar por servicios prestados	14	14	-	-	-	-
Cuentas por cobrar no comerciales	7	2	-	-	-	-
Garantías recibidas en valores	1	1	-	-	-	-
Material en tránsito para operación	29	32	0	-	0	-
Valoración de instrumentos financieros derivados	2	0	-	-	-	-
Total activos en moneda extranjera Grupo ICE	181	334	39	10	30	84
Pasivo						
Títulos valores por pagar	1.616	1.734	-	-	-	-
Efectos por pagar largo plazo y corto plazo	1.275	1.067	11	12.824	0	-
Obligaciones contra empréstitos	-	2	-	-	-	-
Depósitos recibidos en garantía	2	2	-	-	-	-
Cuentas por pagar	96	132	38	5	35	60
Gastos financieros acumulados por pagar	53	49	-	-	-	-
Ingresos recibidos por adelantado	-	-	-	-	-	-
Depósitos de particulares	1	2	-	-	-	-
Provisiones	1	1	-	-	-	-
Valoración de instrumentos financieros derivados	31	47	-	-	-	-
Total pasivo en moneda extranjera Grupo ICE	3.075	3.036	49	12.829	35	60
Exceso de activos sobre pasivos	-	-	-	-	-	24
Exceso de pasivos sobre activos Grupo ICE	2.894	2.702	10	12.819	5	-

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Las partidas en US\$ se actualizaron al tipo de cambio de venta establecido por el Banco Central de Costa Rica para las operaciones con el Sector Público no bancario del colón con respecto al dólar, que al 30 de setiembre de 2014, se estableció en ¢541,27 (¢502,47 al 31 de diciembre de 2013).

Las principales tasas de cambio utilizadas se detallan como sigue:

Nombre de la moneda	Tipo de cambio al US\$	
	Al 30 de Setiembre 2014	Al 31 de diciembre 2013
Corona sueca	7,23	6,44
Libra esterlina	1,62	1,66
Franco suizo	0,96	0,89
Euro	1,26	1,37
Colones	541,27	502,47
Yen japonés	109,61	105,31

El Grupo ICE actúa de conformidad con lo dispuesto en la Ley 7558 del 27 de noviembre de 1995, Ley Orgánica del Banco Central de Costa Rica (BCCR) para operaciones con divisas. El artículo 89 de esa ley menciona lo siguiente “Las instituciones del sector público no bancario efectuarán sus transacciones de compra y venta de divisas por medio del BCCR o de los bancos comerciales del Estado (...)”.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra la sensibilidad al 30 de setiembre de 2014; a un incremento o disminución en el tipo de cambio en moneda extranjera. El Grupo ICE utiliza un índice de sensibilidad del 10%, el cual representa su mejor estimado de las variaciones de los tipos de cambio.

Dólares

Sensibilidad ante un incremento en el tipo de cambio:

Posición neta en dólares (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	1.566.435.380.000
Posición neta en dólares	US\$	2.894.000.000
Incremento del 10% en el tipo de cambio	US\$	2.630.909.091
Pérdida	¢	<u>(142.403.216.364)</u>

Sensibilidad ante una disminución en el tipo de cambio:

Posición neta en dólares (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	1.566.435.380.000
Posición neta en dólares	US\$	2.894.000.000
Disminución del 10% en el tipo de cambio	US\$	2.630.909.091
Ganancia	¢	<u>142.403.216.364</u>

Yenes

Sensibilidad ante un incremento en el tipo de cambio:

Posición neta en yenes (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	49.381.443
Posición neta en yenes (expresada en dólares) al tipo de cambio de cierre	US\$	91.233
Incremento del 10% en el tipo de cambio	US\$	82.939
Pérdida	¢	<u>(4.489.222)</u>

Sensibilidad ante una disminución en el tipo de cambio:

Posición neta en yenes (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	49.381.443
Posición neta en yenes (expresada en dólares) al tipo de cambio de cierre	US\$	91.233
Disminución del 10% en el tipo de cambio	US\$	82.939
Ganancia	¢	<u>4.489.222</u>

Euros

Sensibilidad ante un incremento en el tipo de cambio:

Posición neta en Euros (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	(3.412.436.715)
Posición neta en Euros (expresada en dólares) al tipo de cambio de cierre	US\$	(6.304.500)
Incremento del 10% en el tipo de cambio	US\$	(6.934.950)
Pérdida	¢	<u>(341.243.672)</u>

Sensibilidad ante una disminución en el tipo de cambio:

Posición neta en euros (expresada en colones) al tipo de cambio de cierre	¢	(3.412.436.715)
Posición neta en euros (expresada en dólares) al tipo de cambio de cierre	US\$	(6.304.500)
Disminución del 10% en el tipo de cambio	US\$	(6.934.950)
Ganancia	¢	<u>341.243.672</u>

Este análisis supone que todas las otras variables, particularmente las tasas de interés, se mantienen constantes.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Exposición al riesgo de tasa de interés

El Grupo ICE mantiene activos y pasivos importantes, representados principalmente por inversiones transitorias, inversiones a largo plazo, así como títulos valores por pagar, y efectos por pagar, obtenidos para financiar sus operaciones comerciales, los cuales están sujetos a variaciones en las tasas de interés.

En relación con los activos y pasivos financieros, un detalle de las tasas de interés se encuentra en las siguientes notas:

	Nota
Títulos valores por pagar	21
Inversiones Transitorias	12
Efectos por pagar	22
Inversiones a largo plazo	8
Efectos y cuentas por cobrar	10

Análisis de sensibilidad

En la administración de los riesgos de tasa de interés, el Grupo ICE intenta reducir el impacto de las fluctuaciones a corto plazo en las utilidades. En relación con inversiones transitorias, inversiones a largo plazo, así como títulos valores por pagar, y efectos por pagar, cambios permanentes en las tasas de interés tendrían un impacto en las utilidades.

Durante el periodo terminado al 30 de setiembre de 2014, se estima que un fortalecimiento así como un debilitamiento general de un punto porcentual en las tasas de interés habría significado una variación en los activos y pasivos financieros, según detalle siguiente:

	Efectos en Resultados Ingreso - Gasto	
	Al 30 de setiembre de 2014	
	Fortalecimiento del	
	1%	Debitalimientto 1%
ICE		
Inversiones transitorias	1.676	(1.676)
Inversiones financieras a largo plazo	393	(393)
Inversiones financieras a corto plazo	0	-
Efectos por cobrar largo plazo	72	(72)
Efectos por cobrar corto plazo	21	(21)
Títulos valor por pagar largo plazo	(11.138)	11.138
Títulos valores por pagar corto plazo	-	-
Efectos por pagar largo plazo	(6.912)	6.912
Efectos por pagar corto plazo	(934)	934
Efecto neto Grupo ICE	(16.822)	16.822

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 40. Segmentos de operación del Grupo ICE

Los segmentos son componentes identificables del Grupo ICE que proveen bienes y servicios relacionados (segmento de negocio), y que están sujetos a riesgos y rendimientos diferentes a los de otros segmentos. Los segmentos de negocios se determinan con base en la estructura organizativa e informativa interna del Grupo ICE.

Los segmentos identificados por el Grupo ICE son: Segmento ICE Telecomunicaciones que incluye Sector Telecomunicaciones-ICE, RACSA, CRICSA y Cable Visión y Segmento ICE Electricidad que incluye Sector Electricidad ICE y CNFL.

La información para esos segmentos se detalla a continuación:

Activos y pasivos por segmentos	Al 30 de setiembre de	
	2014	2013
Activos por segmentos		
Electricidad	¢ 4,018,880	4,049,793
Telecomunicaciones	1,503,890	1,545,913
Eliminaciones entre segmentos	(206,007)	(235,201)
Activos consolidados	5,316,763	5,360,505
Pasivos por segmentos		
Electricidad	2,195,570	2,154,603
Telecomunicaciones	445,357	486,392
Eliminaciones entre segmentos	(179,080)	(216,771)
Pasivos consolidados	2,461,847	2,424,224
	Por los periodos terminados al 30 de setiembre de	
Resultados por segmentos		
Ingresos por segmentos		
Electricidad	¢ 780,667	807,113
Telecomunicaciones	430,413	398,250
Eliminaciones	(192,415)	(201,531)
Ingresos de operación consolidados	1,018,664	1,003,832
Depreciación de activos en operación		
Electricidad	96,400	93,126
Telecomunicaciones	103,354	90,187
Eliminaciones	(140)	(102)
Depreciación de activos consolidado	199,614	183,211
Otros productos	288,382	49,139
Otros productos por fluctuaciones cambiarias	15,178	32,652
Gastos financieros	65,979	76,402
Otros gastos	253,338	24,044
Otros gastos por fluctuaciones cambiarias	147,600	4,803
Excedente (déficit) neto consolidado	¢ (88,374)	46,218

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Al 30 de setiembre se presentan las principales transacciones relacionadas que afectan el balance de situación de los negocios de Electricidad y Telecomunicaciones - ICE, como se detalla a continuación:

- Carta de Entendimiento Intersectorial (OPGW) servicios brindados por el sector eléctrico al sector telecomunicaciones por derecho de uso sobre la fibra óptica (OPGW) instalada en las líneas de transmisión, la postería, la red de fibra óptica y distribución eléctrica, afectando las siguientes partidas de balance:
 - Activos en operación – costo ¢14.720
 - Depreciación acumulada activos en operación – costo ¢2.564
 - Efectos por cobrar largo plazo ¢28.591
 - Gastos prepagados ¢7.432
 - Ingresos recibidos por adelantado largo plazo ¢45.569
 - Ingresos recibidos por adelantado corto plazo ¢2.533
 - Reserva de desarrollo ¢104

A nivel de consolidado se presentan las principales transacciones relacionadas:

Balance de situación:

- Inversión a largo plazo del ICE y el Capital aportado en las subsidiarias por ¢22.469.
- Reclasificación de los dividendos en acciones, declarados por la CNFL, de Capital de acciones a Utilidades restringidas por capitalización de acciones en subsidiarias, por ¢62.380 y ¢2 de RACSA.
- Prestación de servicios CNFL-ICE, incluye facturas de Balsa Inferior, por ¢12.004.
- Venta de energía del ICE a la CNFL por ¢26.627.

Resultados:

- Venta de energía del ICE a la CNFL, por ¢179.856.
- Prestación de servicios de medidores eléctricos CNFL-ICE, por ¢5.002.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Nota 41. Activos y pasivos contingentes

Un detalle de los procesos judiciales vigentes al 30 de setiembre de 2014 que mantiene el Grupo ICE se presenta a continuación:

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de Setiembre 2014	Al 30 de Diciembre 2013
				Provisión de litigios	
Activos contingentes - demandas presentadas por el ICE:					
Cobro Judicial	Electricidad	El área de Cobro Judicial tramita los procesos ejecutivos, con el fin de recuperar las deudas pendientes por liquidación de los servicios eléctricos. El ICE tiene 3066 procesos al 30 de junio del 2014. La División Jurídica Institucional estima que el 95% de las sentencias serán favorables y el restante 5% desfavorable, en razón de aspectos varios relacionados con los detalles de las deudas, prescripción y falta de documentación.	2.188	-	-
Cobro Judicial	Telecomunicaciones	El área de Cobro Judicial tramita los procesos ejecutivos, con el fin de recuperar las deudas pendientes por liquidación de los servicios telefónicos. El ICE tiene 8906 procesos al 30 de junio del 2014. La División Jurídica Institucional estima que el 95% de las sentencias serán favorables y el restante 5% desfavorable, en razón de aspectos varios relacionados con los detalles de las deudas, prescripción y falta de documentación.	1.503	-	-
Ordinario Contencioso	Electricidad	En este caso hubo demanda del ICE por pagos de multas pendientes y por parte de ODEBRECHT por incumplimiento contractual. La sala primera confirmó sentencia de segunda instancia a favor del ICE. Ambas partes presentaron liquidación en proceso de ejecución de sentencia. PRETENSIÓN ODEBRECHT ¢ 1 942 PRETENSIÓN ICE ¢ 974.	974	-	-
Total activos contingentes - ICE			¢ 4.665	-	-

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de	Al 30 de
				Setiembre 2014	Diciembre 2013
				Provisión de litigios	
Pasivos contingentes - demandas presentadas en contra del ICE:					
Expropiaciones	Electricidad y Telecomunicaciones	Al 30 de Junio del 2014 existen 606 procesos judiciales para expropiación forzosa, a fin de lograr obtener la entrada en posesión y poner a derecho los inmuebles requeridos por las diferentes obras que se desarrollan. Dichos procesos corresponden a avalúos administrativos que no se lograron formalizar administrativamente, ya sea por inconvenientes legales, o por la no aceptación del avalúo.	9.459	-	-
Ordinario	Electricidad	Anulación de varios actos administrativos donde se solicita el reconocimiento de la suma de US\$ 3,8 por concepto de desequilibrio económico en el contrato BOT - licitación pública 6670-e. Juicio Oral el 26 y 27 de agosto de 2013. Se interpuso recurso de casación.	2.062	-	-
Ordinario	Electricidad	Se está acumulando con otros dos procesos. Se llevó a cabo audiencia preliminar y se encuentra pendiente el juicio por falta de prueba pericial y nivelar los otros dos procesos. (expedientes No. 12-003480-1027-CA y 10-003975-1027-CA), monto estimado en dólares US\$ 1,3. Responsabilidad del ICE por reconocimiento de daños y perjuicios.	707	70	-
Ordinario	Electricidad	Se solicita se paguen rubros por alquiler de maquinaria que según el actor no fueron reconocidos en la ejecución del contrato. Además de que se cancele un reajuste de precios. Se está a la espera de que el actor cumpla con una prevención realizada por el juez.	1.533	-	-
Ordinario	Electricidad	Demanda interpuesta para que se levante la sanción de inhabilitación impuesta y se le cancelen daños, perjuicios y daño moral a la empresa MATRA, se está a la espera de la resolución final por parte del Tribunal Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda. Monto estimado en dólares US\$ 14,1. Se dictó sentencia en primera instancia, sin condenatoria para el ICE.	7.643	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Oficial de seguridad que laboraba para empresa contratada sufre accidente laboral en instalaciones ICE y ahora esta cobrando por los daños sufridos. En espera de que se fije la fecha de audiencia preliminar.	1.290	-	-
Ordinario Contencioso	Electricidad	Reconocimiento de US\$7,9 por concepto de extracostos por la paralización de la construcción del túnel del P.H. La Joya, lo cual afectó el desequilibrio económico del contrato. Se nombró un perito solicitado por la actora para que valide los cálculos dados por ellos respecto al supuesto desequilibrio económico del contrato.	4.299	428	-
Arbitral Ad Hoc	Electricidad	Pretensión subsidiaria del actor declarada con lugar, pendiente proceso de ejecución de sentencia. Principal: Responsabilidad civil por supuesto contrato de compra-venta. Actualización de la suma a valor presente e intereses. Subsidiaria: Responsabilidad civil por suministro de obras provisionales y formaleta, más actualización de la suma a valor presente e interes y costas, Sentencia firme con lugar de primera instancia.	500	500	500
Ordinario Contencioso	Electricidad	En este caso hubo demanda del ICE por pagos de multas pendientes y por parte de ODEBRECHT por incumplimiento contractual. La sala primera confirmó sentencia de segunda instancia a favor del ICE. Ambas partes presentaron liquidación en proceso de ejecución de sentencia. PRETENSIÓN ODEBRECHT € 1 942 PRETENSIÓN ICE € 974	1.942	-	1.942
Ordinario	Electricidad	En este proceso por reclamo de daños y perjuicios por tarifas diferenciadas, se han seguido tres audiencias preliminares, la última se celebró a las 9:00 horas del 24/02/2011, se suspendió cuando se valoraban los hechos controvertidos y la prueba documental a evacuar por las partes. Se continuará la audiencia preliminar el 28/03/2012. Mediante resolución de las 10:00 del 15/10/2013, el Tribunal solicita al Colegio de Ciencias Económicas para nombramiento de perito.	1.326	-	1.326
Ordinario Contencioso	Electricidad	Pagar los costos incurridos por la empresa en la reparación de maquinaria que tenía arrendada al ICE en el proyecto Reventazón y se dañó producto de inundaciones en el proyecto.	498	62	-
Total pasivos contingentes - ICE			€ 31.258	1.060	3.768

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de	Al 30 de
				Setiembre 2014	Diciembre 2013
				Provisión de litigios	
			Vienen	31.258	3.768
Ordinario Contencioso	Electricidad	Sentencia favorable a la actora en primera instancia, ya se encuentra firme. Se pretende reconocimiento de reajuste de precios equilibrio economico del contrato y pago de intereses. Se determinó en sentencia de primera instancia que el ICE debe pagar lo correspondiente al reajuste de precios el cual debe ser determinado posteriormente.	764	-	706
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	El actor solicita indemnización a cargo de un contratista del ICE por las supuestas pérdidas ocasionadas a la empresa como consecuencia del incumplimiento contractual que se presentó entre el ICE y el contratista. Se está a la espera de audiencia de juicio oral.	34.947	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Se contestó la demanda y audiencia sobre acumulación de procesos, gestión que fue rechazada por el Juzgado mediante resolución 675-2012 de las 9:20 horas del 21 de marzo del 2012; se estipula la detención de obras de fibra optica en Parrita Saavegre y las relacionadas con la EPR y no se energize. El monto de la cuantía es US\$8.1, se puso demanda, no se dio emplazamiento a EPR por lo que hasta ahora detectando el error el juez se procedió a dar audiencia a EPR y hasta la fecha la situación se ha mantenido. Audiencia Preliminar 4 de julio del 2014.	4.432	-	-
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	En la audiencia preliminar celebrada el 24/11/2011, el Tribunal Contencioso, acogió la excepción de incompetencia alegada por el ICE y se declaró incompetente para conocer el proceso. Se solicita que el ICE cancele la suma de US\$1,5, mas intereses por un reclamo adm. del arrendamiento de los Edificios 2x1, Pitahaya, Torre Z y Real Sabana.	807	-	-
Ordinario	Telecomunicaciones	Mediante sentencia No.547-2009 de las 10:20 del 03/03/2009 se declaró con lugar la demanda y se condenó al ICE al pago de daños y perjuicios, y en sentencia No. 547-20 bis se amplía la condenatoria y se incluye el pago del daño moral. -Se presentó recurso de apelación. En resolución No. 14-2010-IX de las 11:30 horas del 26/02/2010, se confirmó la sentencia de primera instancia. Se presenta ejecución de sentencia y estima en el monto que se indica, se presenta oposición. El19/02/2013, el ICE emite las conclusiones. Se está por resolver un conflicto de competencia.	565	565	565
Administrativo Sancionatorio	Electricidad - Telecomunicaciones	Reclamo Administrativo por € 10.008 millones por venta de búnker de bajo azufre, RECOPE alega que bajo las cláusulas del Acuerdo Marco suscrito entre RECOPE y el ICE para la cooperación mutua en el desarrollo de la Terminal Pacífico CON-172-11, el ICE se comprometió a pagar todos los costos tanto de inversión como de operación por suplir combustible desde Puerto Caldera o desde cualquiera de las Fases de la Terminal Pacífico, en razón de ello alega que en el período comprendido entre el 27 de setiembre de 2010 y el 11 de junio de 2013, las ventas realizadas al ICE se cobraron a un precio que no cubría los costos de importación, de forma tal que en atención al Acuerdo Marco le corresponde al ICE cubrir la diferencia, la cual se calcula en una pérdida efectiva por la venta de búnker de bajo azufre de €10.008. El ICE rechazó el reclamo interpuesto por RECOPE mediante resolución de las 14:30 horas del 23 de abril de 2014 con el oficio 0510-0582-2014, recibido por RECOPE el 24 de abril de 2014. Que el ICE reconozca la diferencia de los costos no cubiertos en las ventas de búnker de bajo azufre realizadas en el periodo del 17 de setiembre de 2010 y el 11 de junio de 2013.	10.008	-	-
Procedimiento Administrativo	Telecomunicaciones	Inicio del proceso administrativo de traslado de cargos por el ajuste del Canon de reserva del espectro radioeléctrico para el periodo presupuestario del año 2012. el ICE impugna el acto administrativo por medio de oficio N° 094-197-2012 de fecha 31 de octubre del 2012, solicitándose dejar sin efecto el traslado de cargos N° SRCST-TC-108-2012 y solicitando la suspensión del presente proceso administrativo, hasta tanto no se resuelva por parte de la Junta Directiva de la ARESEP, el recurso de apelación y nulidad concomitante interpuesto por el ICE contra el acuerdo N° 002-018-2012.	1.099	-	-
Total pasivos contingentes - ICE			€ 83.881	1.625	5.039

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de	Al 30 de	
				Setiembre 2014	Diciembre 2013	
				Provisión de litigios		
			Vienen	83.881	1.625	5.039
Arbitraje	Electricidad	La empresa indica que va a solicitar un proceso de arbitraje por varios rubros cercanos a los US\$ 1,5 aún no se a notificado.	816	-	-	
Sutel	Gerencia de Clientes	Se declara que el ICE ejerció una práctica anticompetitiva y predación de precios, fue atendida la audiencia oral y privada y presentado el escrito de descargo y conclusiones.	5.000	-	-	
Sutel	Telecomunicaciones	La Superintendencia de Telecomunicaciones mediante RCS-286-2013 ordena la Apertura del Procedimiento Administrativo Sancionatorio, mediante el cual pretende imponer sanción al ICE por incumplir las disposiciones de la Ley General de Telecomunicaciones, el Reglamento a la Ley General de Telecomunicaciones y el Plan Nacional de Atribución de Frecuencias, así como el incumplir con las instrucciones adoptadas por la SUTEL en el ejercicio de sus competencias. Con la defensa del ICE en este procedimiento se busca eximir al Instituto de la aplicación de la multa que pretende la Sutel aplicar al ICE, por Impedir al ICE el lanzamiento de servicios 4GH LTE en la banda 2600 MHz. En espera de resolución del Recurso de Revocatoria con Apelación en Subsidio contra Auto de Intimación emitido por SUTEL.	500	-	-	
Sutel	Telecomunicaciones	A la fecha, no se ha dictado el respectivo acto final, la comparecencia se llevó a cabo el 18 de diciembre del 2012. "Aún no existe una resolución archivando el expediente, ni comunicación formal alguna al respecto. El Reglamento de Prestación y Calidad de los Servicios, dispone en los artículos del 49 al 70, los indicadores de eficiencia mínimos a los cuales se deben ajustar los servicios de telefonía móvil, incluyéndose un total de 23 indicadores a cumplir, teniendo cada uno de ellos un valor o peso ponderado para poder definir el porcentaje de cumplimiento de los operadores en ese servicio. El incumplimiento en los indicadores de eficiencia, conlleva a una aplicación del Factor de Ajuste por Calidad (FAC), dicho factor consiste en que al operador se le sanciona obligándolo a rebajar las tarifas que cobra, en el mismo porcentaje de incumplimiento de los indicadores de eficiencia;. Los artículos 135 y 137 del mencionado reglamento, regulan la aplicación del FAC, cuya ejecución en el presente caso, se aplicaría a todos los usuarios del servicio de telefonía móvil a nivel nacional, de ahí lo cuantioso del asunto.	140.000	-	-	
Sutel	Telecomunicaciones	Sobre la posibilidad de hacer devoluciones hay dos modalidades, crédito a futuro y reintegro de efectivo, en estos casos se estila utilizar la primera opción; a los clientes por la rebaja de tarifas de llamadas fijo-móvil implicaría devolver desde el 30 de setiembre que salió publicado oficialmente en La Gaceta la modificación de tarifas de telefonía fija hasta la fecha que el ICE implementa dichas tarifas (24 de noviembre).	845	-	-	
Ordinario Contencioso	Telecomunicaciones	Anulación de acto administrativo emitido por ARESEP que le ordena al ICE a devolver los montos que le cobró a la empresa Radio Mensajes S.A. por facilitar su plataforma para brindar servicios de contenido. Sentencia de I instancia declaró sin lugar la demanda del ICE y lo condenó a pagar costas, que calculadas sobre la estimación provocarían costas de ₡ 225 millones aproximadamente, sin embargo esa suma sería abiertamente menor si se considera al proceso de cuantía inestimable. Se presentará Recurso de Casación.	1.800	180	-	
Total pasivos contingentes -ICE			₡ 232.841	1.805	5.039	

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Proceso	Sector	Naturaleza e instancia actual	Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de	Al 30 de
				Setiembre 2014	Diciembre 2013
				Provisión de litigios (véase nota 26)	
Activos Contingentes - Demandas presentadas por la CNFL:					
	Electricidad	Se realiza un juicio a entidad aseguradora para recuperar lo invertido en la corrección de daños ocasionados por el deslizamiento y que no fueron cubiertos por la póliza. La entidad aseguradora depositó en el juzgado el 78% del total demandado, registrándose como cuenta por cobrar. En segunda instancia se resolvió favorablemente. La demanda al INS asciende a € 4.485 millones (\$ 8 millones).	€ 1.134	-	-
		En Marzo 2012 el INS depositó una suma parcial de € 2.054 millones (\$ 4 millones).			
Total activos contingentes - CNFL			€ 1.134	-	-
Pasivos Contingentes - Demandas presentadas contra la CNFL:					
Ordinario	Electricidad	Demanda contra la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A por parte de los Accionistas Minoritarios por ocasión de la donación de un lote a la Fundación Consejo de la Tierra los Hermanos, S.A., la cual fue autorizada por la asamblea legislativa. Al 31 de diciembre de 2010, no existe sentencia ni liquidación de extremos.	€ 1.386	-	-
Ordinario	Electricidad	La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A presentó un proceso especial de consignación de pago, a razón de una indemnización por inundación en una propiedad alrededor del Lago Cote, por un proyecto Hidroeléctrico y el actor no esta de acuerdo con la suma establecida. En el mes de Junio 2012 se pagó la suma de € 230 millones. Se están aprovisionando € 199 millones por costas e intereses.	200	72	200
Ordinario	Electricidad	La actora demanda a la CNFL S.A., y el CONAVI, porque supuestamente la obra de iluminación de la Autopista Florencio del Castillo se construyó incumpliendo normas relativas a dicha actividad y en consecuencia su esposo falleció en un accidente automovilístico (Vega)	445		-
Ordinario	Electricidad	Rechazo por parte de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. ante el reclamo por ocasión de la ejecución del contrato de Obra para la Construcción, diseño, puesta en marcha y operación de una Planta Hidroeléctrica. (Consortio Hydrocote S.A.).	1.528	15	144
Ordinario	Electricidad	Contrademanda en contra de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz como respuesta ante el cobro pretendido a un tercero por concepto de multas en la ejecución del proyecto Subterráneo Eléctrico para la ciudad de San Jose y por atrasos en la revisión y aprobación de la ingeniería. No existe sentencia ni liquidación de extremos.	4.801		-
Ordinario	Electricidad	Contrademanda en contra de la CNFL como respuesta ante el cobro pretendido un tercero para el cobro de 15 reclamaciones presentadas durante el proyecto de electrificación subterránea de San Jose. No existe sentencia ni liquidación de extremos.	5.090		-
Ordinario	Electricidad	El actor solicita la ampliación del plazo de ejecución, que se declare la nulidad de algunas actuaciones de la Compañía Nacional de Fuerza y luz S.A, que se anulen las retenciones de multa y se devuelvan dicho dinero mas los intereses de ley. No existe sentencia ni liquidación de extremos. (Ghella Spa Costa Rica)	359		-
Ordinario	Electricidad	Dicha demanda tiene por objeto la declaración de la nulidad de las limitaciones impuestas en la Adenda No. 01 del contrato para el diseño, construcción y equipamiento y puesta en operación de un proyecto hidroeléctrico y sus anexos para el reconocimiento de reajustes de precios, por lo tanto la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A deberá cancelar a la actora dichos reajustes. (Ghella Spa Costa Rica).	18.332		-
Ordinario	Electricidad	El actor formuló medida cautelar contra la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A; por haberse ejecutado la garantía de cumplimiento y efectuado el cobro de multas, así mismo presento demanda formal cobrando daño emergente, lucro cesante y pérdida de oportunidad. (Grupo	13.878		-
Ordinario	Electricidad	Demanda efectuada por responsabilidad civil extracontractual por daños. (Ortiz Mondragón César)	275	199	133
		Demanda efectuada por el Banco de San José por cambio de voltaje que provocó daños en equipo de cómputo y luminarias. Provisión por sentencia 2608-2012. (Banco de San José)		10	
Total pasivos contingentes - CNFL			€ 46.294	296	477

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Proceso	Naturaleza e instancia actual		Cuantía estimada de la demanda	Al 30 de	Al 30 de
				Setiembre 2014	Diciembre 2013
				Provisión de litigios	
Pasivos contingentes - demandas presentadas en contra de RACSA:					
PA-53-2013	Proceso ordinario cobro cláusula penal. Recurso de revocatoria aceptado parcialmente y en estudio apelación contra el acto final dictado por el órgano decisor.	¢	42	-	-
Ordinarios Contenciosos y laborales	Varios procesos menores, ordinarios contenciosos y laborales, que se encuentran en distintas etapas.		75	-	-
Ordinarios Contenciosos y laborales	Ordinario laboral. Etapa inicial			-	-
13-0002186-1027-CA	Ordinario contencioso administrativo. Etapa Inicial. En Octubre se dio traslado de la emanda a PGR			-	-
FONATEL	Reclamo administrativo. Se dictó medida cautelar provisional. Fue ampliada la demanda. Pendiente redacción medida cautelar		1.463	-	-
Total pasivos contingentes RACSA			¢ 1.580	-	-
Total pasivos contingentes - Grupo ICE			280.716	2.101	5.516

Nota 42. Legislación

Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad

El objetivo de esta Ley fue la creación del Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se le encomendó el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos.

Dispone la norma que el Instituto tendrá personería jurídica y la más completa autonomía, a fin de que esté en mejor posición para llenar sus objetivos.

Esta Ley señala que como institución autónoma, el Instituto ejercerá su gestión administrativa y técnica con absoluta independencia del Poder Ejecutivo, guiándose exclusivamente por las decisiones de su Consejo Directivo, el cual actuará conforme a su criterio y con apego a las leyes y reglamentos pertinentes y a los principios de la técnica, y será responsable de su gestión en forma total e ineludible.

Esta Ley establece como responsabilidad fundamental del ICE, ante los costarricenses encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.

Dicho cuerpo normativo dispone que las finalidades del Instituto, serán las siguientes:

- a) Dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación, cuando ella exista, y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico.

Las principales gestiones del Instituto se encaminarán a llenar este objetivo, usando para ello todos los medios técnicos, legales y financieros necesarios, y su programa básico de trabajo será el de construcción de nuevas plantas de energía hidroeléctrica y de redes de distribución de la misma. Esta tarea será llevada a cabo dentro de los límites de las inversiones económicamente justificables.

- b) Unificar los esfuerzos separados que actualmente se hacen para satisfacer la necesidad de energía eléctrica, mediante procedimientos técnicos que aseguren el mejor rendimiento de los aprovechamientos de energía y sus sistemas de distribución.
- c) Promover el desarrollo industrial y la mayor producción nacional haciendo posible el uso preferencial de la energía eléctrica como fuente de fuerza motriz y de calefacción, y ayudando por medio de asesoramiento y de la investigación tecnológica al mejor conocimiento y explotación de las fuentes de riqueza del país.
- d) Procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos. En especial tratará de promover el uso doméstico de la electricidad para calefacción en sustitución de los combustibles obtenidos

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

de los bosques nacionales y de combustibles importados, e impulsará el uso de la madera como materia prima industrial.

- e) Conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua, tarea en que deberán ayudar al Servicio Nacional de Electricidad y los Ministerios de Agricultura y Obras Públicas, por medio de un programa de cooperación mutua.
- f) Ayudar a la habilitación de tierras para la agricultura por medio del riego y la regulación de los ríos, cuando esto sea económicamente factible al desarrollar en forma integral los sitios que se usen para producir energía eléctrica.
- g) Hacer de sus procedimientos técnicos, administrativos y financieros, modelos de eficiencia que no sólo garanticen el buen funcionamiento del Instituto, sino que puedan servir de norma a otras actividades de los costarricenses.
- h) Procurar el establecimiento, el mejoramiento, la extensión y la operación de las redes de telecomunicaciones de una manera sostenible, así como prestar y comercializar productos y servicios de telecomunicaciones e infocomunicaciones y de información, al igual que otros en convergencia. Las concesiones que el ICE y sus empresas requieran para el cumplimiento de estos fines, estarán sujetas a los plazos, los deberes, las obligaciones y demás condiciones que establezca la legislación aplicable.

No obstante, conforme a las condiciones estipuladas en el párrafo anterior, el ICE podrá mantener la titularidad de las concesiones otorgadas actualmente en su favor y en uso, por el plazo legal correspondiente.

Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

La Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, fue publicada en el diario oficial La Gaceta número 169 del 5 de setiembre de 1996, en la misma se dispone la transformación del antiguo Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, fue creada como una institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como con autonomía técnica y administrativa.

Son objetivos fundamentales de la ARESEP:

- i) Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos definidos en esta ley y los que se definan en el futuro.
- j) Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.
- k) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley. Dicho inciso se refiere al principio de servicio al

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

costo, el cual determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.

- l) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad.
- m) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.
- n) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.

Esta Ley establece que dentro de las funciones de la ARESEP se encuentra fijar los precios y tarifas y además, velará por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, de los servicios públicos definidos por el artículo 5- entre los que se encuentra el servicio de Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Dicha Ley, establece como obligaciones de la ARESEP:

- a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de servicios públicos, para comprobar el correcto manejo de los factores que afectan el costo del servicio, ya sean las inversiones realizadas, el endeudamiento en que han incurrido, los niveles de ingresos percibidos, los costos y gastos efectuados o los ingresos percibidos y la rentabilidad o utilidad obtenida.
- b) Realizar inspecciones técnicas de las propiedades, plantas y equipos destinados a prestar el servicio público, cuando lo estime conveniente para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, los costos, precios y tarifas del servicio público.
- c) Velar por el cumplimiento, por parte de las empresas reguladas, de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales.
- d) Fija las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.
- e) Investigar las quejas y resolver lo que corresponda dentro del ámbito de su competencia.

Como prestador del servicio público de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, el ICE se encuentra sujeto entre otras, a las siguientes obligaciones relevantes:

- a) A cumplir con las disposiciones que dicte la ARESEP en materia de prestación de servicio.
- b) Mantener instalaciones y equipos en buen estado, de manera que no constituyan peligro para las personas ni propiedades, y no causen interrupción del servicio.
- c) Suministrar oportunamente a la ARESEP la información que solicite respecto de la prestación del servicio y estados contables de sus operaciones.
- d) Proteger, conservar, recuperar y utilizar racionalmente los recursos naturales relacionados con la explotación del servicio.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

- e) Realizar actividades o inversiones no rentables por sí mismas en los ámbitos territorial y material de su competencia.
- f) Brindar el servicio a quienes lo soliciten sin discriminación.
- g) Brindar el servicio a corto plazo ante el incremento de la demanda.
- h) Brindar el servicio en condiciones adecuadas y con la regularidad y seguridad que su naturaleza, concesión o permiso indiquen.
- i) Prestar el servicio en condiciones de igualdad y cobrar un precio justo y razonable.

En materia sancionatoria, ARESEP tiene la competencia para establecer sanciones a los prestadores de servicios públicos que incurran en cualquiera de los siguientes actos:

- a) Cobro de tarifas o precios distintos a los fijados por la ARESEP, así como el cobro de una tarifa no fijada previamente por la ARESEP.
- b) Mantenimiento inadecuado de la infraestructura y los equipos de trabajo del servicio público, que ponga en peligro las personas o las propiedades.
- c) Uso fraudulento de bienes y servicios para evadir el pago regulado.
- d) Prestación no autorizada de un servicio.
- e) Levantamiento sin autorización expresa del ente que otorgó la concesión o el permiso de los equipos o las instalaciones esenciales para brindar el servicio público.
- f) Incumplimiento de la obligación de asegurar a los trabajadores ante la CCSS y en el régimen de riesgos de trabajo.
- g) Incumplimiento de las condiciones vinculantes impuestas en resoluciones tarifarias al prestador del servicio público.
- h) Incumplimiento de las normas y principios de calidad en la prestación del servicio público, siempre que no sea atribuible a un caso fortuito o fuerza mayor.

En otro orden de ideas, el ICE como prestador de servicio público, se encuentra obligado a pagar a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos un cargo anual por cada actividad regulada, dicho canon es calculado por ARESEP de acuerdo con el principio de servicio al costo, debiendo incluir un sistema de costeo apropiado para cada actividad regulada, todo conforme lo señala el artículo 82 de la Ley No. 7593.

Ley General de Telecomunicaciones

La Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 fue publicada en el diario oficial La Gaceta del 30 de junio de 2008, en la misma se define que su objeto 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.

Los objetivos definidos para esta Ley son:

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

- Garantizar el derecho de los habitantes a obtener servicios de telecomunicaciones, en los términos establecidos en esta Ley.
- 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, de acuerdo con la Constitución Política de Costa Rica.
- 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, mediante un marco jurídico que contenga mecanismos que garanticen los principios de transparencia, no discriminación, equidad, seguridad jurídica y que no fomente el establecimiento de tributos.
- 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.

Adicionalmente, esta Ley indica que se otorgarán concesiones para el uso y la explotación de las frecuencias del espectro radioeléctrico, 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. Cuando se trate de redes públicas de telecomunicaciones, la concesión habilitará a su titular para la prestación de todo tipo de servicio de telecomunicaciones disponible al público. La concesión se otorgará para un área de cobertura determinada, regional o nacional de tal manera que se garantice la utilización eficiente del espectro radioeléctrico.

Esta Ley establece que el espectro radioeléctrico es un bien de dominio público, cuya planificación, administración y control se llevará a cabo según lo establecido en la Constitución Política,

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

los tratados internacionales, la presente Ley, el Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones, el Plan Nacional de Distribución de Frecuencias y los demás reglamentos que al efecto se emitan.

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. En este caso se requerirá la concesión especial legislativa a que se refiere el inciso 14 del artículo 121 de la Constitución Política. 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 establecidos en esta Ley, así como de las metas y prioridades definidas en el Plan Nacional de Desarrollo de las Telecomunicaciones. Corresponde a la SUTEL la administración de los recursos de FONATEL.

Otros 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, conforme el inciso 13) del artículo 6 de esta Ley 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 que corresponde a un único cargo de regulación anual que se determina de conformidad con el artículo 59 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), N° 7593 del 9 de agosto de 1996. Este canon dotará de los recursos necesarios para una administración eficiente.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

- 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 anualmente un canon de reserva del espectro radioeléctrico, cuyo objetivo es la planificación, la administración, y el control del uso del espectro radioeléctrico y no para el cumplimiento de los objetivos de la política fiscal. La recaudación está dirigida al financiamiento de las actividades que le corresponde desarrollar a la SUTEL, conforme a los artículos 7 y 8 de esta Ley.
- Se indican que serán sujetos pasivos de este canon 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 la SUTEL y para ello se toman en consideración una serie de parámetros establecidos en esta Ley los cuales son de orden ingenieril y económico. El monto a pagar por parte del contribuyente de este canon será determinado por éste mediante una declaración jurada correspondiente a un período fiscal año calendario y 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.
- La Dirección General de Grandes Contribuyentes Nacionales notificó al Instituto Costarricense de Electricidad el día 04 de octubre del 2012, el inicio del proceso administrativo de traslado de cargos por el ajuste del Canon de reserva del espectro radioeléctrico para el periodo presupuestario del año 2012. En virtud de lo anterior, el ICE impugna el acto administrativo por medio de oficio N° 094-197-2012 de fecha 31 de octubre del 2012 y al día de hoy, no se ha recibido, ni se tiene conocimiento alguno de pronunciamiento o respuesta emitida por parte de la Dirección de Grandes Contribuyentes Nacionales. (Véase nota 40).

Portabilidad numérica

Conforme a lo definido por la SUTEL, la firma de los contratos entre cada uno de los operadores móviles y la Entidad de Referencia para la Portabilidad Numérica (ERPN) se realizó para el pasado 25 de abril de 2013, junto con un addendum en el que se establece que la puesta en operación del Sistema de Portabilidad Numérica se haría a más tardar el 30 de noviembre de 2013, fecha en la cual se hizo efectiva.

La portabilidad numérica está en operación desde el 30 de noviembre del 2013, y el ICE mantiene su participación activa en el Comité Técnico de Portabilidad Numérica vigilando el correcto respeto de las regulaciones emitidas por la SUTEL para la portabilidad, siendo que, por denuncia hecha por el ICE se abrió un procedimiento administrativo sancionatorio en contra de la empresa Telefónica de Costa Rica por incumplimiento de dichas regulaciones. De igual forma existe en trámite de investigación preliminar otra denuncia en contra de la empresa Claro por “slamming” o fraude por portación no autorizada por un cliente del ICE. Ambos procedimientos se encuentran aún pendientes de resolución.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

En relación con la portabilidad fija, la SUTEL emitió la resolución RCS-253-2014 de “Disposiciones Regulatorias para la implementación de la portabilidad numérica fija en Costa Rica”, la cual fue publicada el 31 de octubre del 2014. Dicha resolución establece la obligatoriedad de implementar la portabilidad en telefonía fija IP y troncalizada en junio del 2015. En contra de esta resolución, el ICE interpuso los correspondientes recursos de revocatoria con apelación en subsidio, ambos pendientes de resolución.

Lev 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, y por medio de ella crea el Sector Telecomunicaciones y la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL), quien será el órgano encargado de regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones. Adicionalmente, por medio de esta Ley se desarrollan las competencias y atribuciones que corresponden al Ministerio de Ciencia, Tecnología y Telecomunicaciones, que por medio de su jerarca ejercerá la rectoría de dicho sector.

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, de 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.
- 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

- 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 afín, podrá implementar las prácticas comerciales usuales, elaborar promociones incluyendo la dotación, gratuita o no, de equipo terminal, descuentos, patrocinios, paquetes de servicio, entre otros.

Se faculta al ICE para suscribir contratos de constitución de fideicomisos de cualquier índole, dentro del territorio nacional y fuera de él.

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. El endeudamiento se calculará con base en el total consolidado del valor de los activos totales del ICE y sus empresas al 31 de diciembre del año anterior. En caso de que el 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.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Ley Trasposa Telecomunicaciones al ICE y éste se Asocia a RACSA

Esta Ley dispone que el Instituto Costarricense de Electricidad explotará, a partir de la promulgación de esta ley, los servicios de telecomunicaciones a que se refiere la ley N° 47 de 25 de julio de 1921, por tiempo indefinido, en las condiciones allí establecidas.

Mediante dicha norma, se autorizó al Instituto Costarricense de Electricidad para constituir una sociedad anónima mixta que se denominaría Compañía Radiográfica Costarricense Sociedad Anónima (RACSA), con la Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica (CRICSA), con el fin de llevar a cabo la explotación de servicios de telecomunicaciones, por un plazo de trece años.

De acuerdo con las regulaciones de esa ley, el capital social pertenecería en un 50% al ICE y el otro 50% a la Compañía Radiográfica Internacional de Costa Rica. Por acuerdo mutuo, el 29 de noviembre de 1975, RACSA adquirió el total de las acciones de CRICSA, las cuales vendió después al ICE, con ello el ICE convirtió en el único accionista de RACSA. De esta manera y debido a que el ICE poseía el 50 % de las acciones de RACSA, el ICE se convirtió en propietario del 100% de las acciones en dueño único de la empresa Radiográfica Costarricense, S.A. (RACSA).

En 1977 la Asamblea Legislativa amplió la concesión a RACSA para explotación de telecomunicaciones por otros diez años. En 1985 nuevamente se amplió la concesión por otros 10 años a partir de 1988. En 1992, la Asamblea Legislativa, con la Ley No.7298, amplió el plazo social de RACSA por 25 años más. Finalmente, mediante Ley No. 8660 publicada en la Gaceta No. 156 del 13 de agosto de 2008, la Asamblea Legislativa dispuso que el plazo de Radiográfica Costarricense Sociedad Anónima es de noventa y nueve (99) años a partir de la entrada en vigencia de esta Ley.

Contrato Eléctrico

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz CNFL fue creada mediante Contrato Ley número 2 del 8 de abril de 1941, conocido como Contrato Eléctrico de 1941, mediante el cual se autorizó la fusión de The Costa Rica Electric The Costa Rica Electric Light and Traction Company, Limited, Compañía Nacional de Electricidad y la Compañía Nacional Hidroeléctrica (o Compañía Electriona) en Compañía Nacional de Fuerza y Luz y se registró legalmente el 15 de mayo de 1941.

Mediante Ley No. 4197 del 20 de setiembre de 1968, el Estado avala la compra de acciones de la CNFL por parte del ICE y se reforma el Contrato Eléctrico y la Ley de Creación del ICE. Actualmente está constituida y registrada como sociedad anónima.

(Continúa)

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y SUBSIDIARIAS

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

Mediante Ley No. 8660 publicada en la Gaceta No. 156 del 13 de agosto de 2008, la Asamblea Legislativa dispuso que el plazo de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, es de noventa y nueve (99) años a partir de la entrada en vigencia de esta Ley.

(Continúa)