



Oficio No. **509**  
Ibarra, **05 ABR 2012**

Señores  
**ACCIONISTAS**  
**EMELNORTE S.A.**

De mi consideración:

El Directorio de EMELNORTE S.A., en sesión realizada el 5 de abril del 2011, respecto a la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico 2010, resolvió lo siguiente:

### **RESOLUCIÓN No. 05.2012.022**

El Directorio de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. EMELNORTE, previa lectura y revisión del Oficio No. 499de Presidencia Ejecutiva del 4 de abril del 2012, que contiene la Memoria de la Gestión del Administrador correspondiente al Ejercicio Económico 2010; y una vez que se cuenta con el Informe definitivo de la Auditoría Externa a los Estados Financieros del Ejercicio Económico 2010 contratada por la Contraloría General del Estado, presentado con Oficio No. 05-033-DPE-I del 6 de marzo de 2012, mismo que no modifica el Informe a los Estados Financieros del Ejercicio Económico del 2010, tratado y resuelto por el Directorio de la Empresa mediante Resolución No.04.2012.021 de 20 de marzo del 2012;resuelve:

Avocar conocimiento de la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico 2010 y recomendar a la Junta General de Accionistas su conocimiento y aprobación, dejando de responsabilidad de la Administración la exactitud, veracidad, autenticidad, propiedad, legalidad de las cifras y movimientos registrados, de acuerdo a lo dispuesto en el Art. 289 de la Ley de Compañías.

Señores Accionistas, en base a la recomendación de Directorio aprobar la Memoria del Administrador al Ejercicio Económico 2010.

Atentamente,

  
Ec. Marcelo Moreno

**PRESIDENTE EJECUTIVO ( E )**

**EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.  
"EMELNORTE"**



**INFORME**

**MEMORIA DEL ADMINISTRADOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA  
REGIONAL NORTE S.A. EMELNORTE. REFERENTE AL  
EJERCICIO ECONÓMICO ENERO A DICIEMBRE DEL 2010**

**Eco. Marcelo Moreno  
PRESIDENTE EJECUTIVO ( E )**

**IBARRA - MAYO - 2011**

**MEMORIA DEL ADMINISTRADOR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. "EMELNORTE", REFERENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO ENERO A DICIEMBRE DEL 2010.**

La Administración presenta a consideración del Directorio y Junta de Accionistas de EMELNORTE, el informe anual de la gestión administrativa del ejercicio económico 2010.

**1. ASPECTOS GENERALES**

La Empresa a partir de la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, se encuentra obligada a cumplir con lo siguiente:

Ley de Empresas Públicas, Disposición Transitoria 2.2.1.5.: "...la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., hasta que se expida el nuevo marco jurídico del sector eléctrico, seguirán operando como compañía anónima regulada por la Ley de Compañías, exclusivamente para los asuntos de orden societario. Para los demás aspectos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de las empresas se observarán las disposiciones contenidas en esta Ley."

EMELNORTE es una Empresa constituida jurídicamente como Sociedad Anónima, conforme se determina en la escritura pública de constitución del 25 de noviembre de 1975. La última reforma de estatutos referente al aumento de capital, se realizó el 31 de diciembre de 2008. Al 31 de diciembre de 2010 EMELNORTE cuenta con un capital social que asciende al valor de USD. 15' 938.972,52 y corresponde a las aportaciones realizadas por 61 Accionistas; de los cuales 20 pertenecen al sector público y 41 al sector privado. A continuación se detalla en el siguiente cuadro:

**CUADRO RESUMEN DEL CAPITAL SOCIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010**

ACCIONISTA	VALOR	VALOR	PORCENTAJE
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	10.688.870,48	267.221.762	67,06%
GOBIERNO MUNICIPAL DE CAYAMBE	852.193,72	21.304.843	5,35%
GOBIERNO MUNICIPAL DE COTACACHI	851.265,76	21.281.644	5,34%
CONSEJO PROVINCIAL DE PICHINCHA	680.866,40	17.021.660	4,27%
CONSEJO PROVINCIAL DE IMBABURA	589.724,32	14.743.108	3,70%
GOBIERNO MUNICIPAL DE TULCAN	426.038,72	10.650.968	2,67%
CONSEJO PROVINCIAL DEL CARCHI	413.609,24	10.340.231	2,60%
GOBIERNO MUNICIPAL DE OTAVALO	407.612,24	10.190.306	2,56%
GOBIERNO MUNICIPAL DE PEDRO MONCAYO	279.681,56	6.992.039	1,75%
GOBIERNO MUNICIPAL DE IBARRA	216.874,32	5.421.858	1,36%
GOBIERNO MUNICIPAL DE MONTUFAR	139.200,56	3.480.014	0,87%
GOBIERNO MUNICIPAL DE ANTONIO ANTE	114.607,72	2.865.193	0,72%
GOBIERNO MUNICIPAL DE PIMAMPIRO	62.381,84	1.559.546	0,39%
GOBIERNO MUNICIPAL DE HUACA	60.176,68	1.504.417	0,38%
GOBIERNO MUNICIPAL DE ESPEJO	43.998,40	1.099.960	0,28%
GOBIERNO MUNICIPAL DE BOLÍVAR	40.681,48	1.017.037	0,26%
GOBIERNO MUNICIPAL DE MIRA	34.653,08	866.327	0,22%
CONSEJO PROVINCIAL DE SUCUMBIOS	18.052,24	451.306	0,11%
GOBIERNO MUNICIPAL DE SUCUMBIOS	12.369,96	309.249	0,08%
GOBIERNO MUNICIPAL DE SAN MIGUEL DE URCUQUI	6.065,28	151.632	0,04%
Sector Privado	48,52	1.213	0,003%
<b>TOTAL:</b>	<b>15'938.972,52</b>	<b>398'474.313</b>	<b>100%</b>



Como se puede apreciar en el cuadro anterior, el accionista con mayor participación accionaria es el MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE - MEER con el 67,06%; los Consejos Provinciales del Carchi, Imbabura, Pichincha y Sucumbíos tienen una participación del 10,68%; los Gobiernos Municipales de Tulcán, Montufar, Espejo, Mira, Pimampiro, Ibarra, Antonio Ante, Cotacachi, Otavalo, Cayambe, Pedro Moncayo, Sucumbíos, Bolívar y Urcuquí participan con el 22,23 %; y, los accionistas minoritarios privados con el 0,003%.

De acuerdo al Contrato de Concesión suscrito con el CONELEC, EMELNORTE S.A. está autorizada a suministrar el servicio de energía eléctrica por el lapso de 30 años a partir del 26 de abril de 2001, en una extensión aproximada de 11.987 Km<sup>2</sup> en la siguiente área geográfica: Provincia del Carchi, Provincia de Imbabura, Cantones Cayambe y Pedro Moncayo en la Provincia de Pichincha y Cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre.

Al 31 de diciembre de 2010, EMELNORTE atiende a 195.545 clientes en toda su área de concesión, de los cuales el 87 % corresponde al sector residencial, 9.5% al sector comercial, 1.6% al sector industrial y 1.9% a otros sectores; registrándose un incremento de 6.772 clientes, equivalentes al 3.53% para este período en relación al anterior. A continuación el detalle:

USUARIO	2009	2010	Incremento	%
<b>Residencial</b>	164.978	170.267	5.289	3.21%
<b>Comercial</b>	17.736	18.514	778	4.39%
<b>Industrial</b>	3.102	3.202	100	3.22%
<b>Otros</b>	3.056	3.562	506	23.07%
<b>TOTAL</b>	<b>188.872</b>	<b>195.545</b>	<b>6.673</b>	<b>3.53%</b>

## 2. PERÍODO DE ADMINISTRACIÓN

El período al que corresponde la presente Memoria Administrativa comprende desde el primero de enero al treinta y uno de diciembre del 2010. Los Directores responsables de cada área fueron:

Directora Financiera (e): Ing. Deicy Yépez

Directora de Asesoría Jurídica: Dra. Mónica Suárez

Director Comercial: Ing. Marco Lara

Director de Planificación: Ing. Mauricio Vásquez

Director de Distribución (e): Ing. Robinson Mejía hasta marzo 17. Ing. Mario Burgos

Director de Generación: Ing. Carlos Sotomayor

Director de Recursos Humanos (e): Ab. Patricio Echeverría

Director del Centro de Cómputo: Ing. René Brown

Auditor Interno: Ing. Guillermo Suárez

## 3. CUMPLIMIENTO DE RESOLUCIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS.

### 3.1. Directorio



En este período, el Directorio de la Empresa emitió 93 resoluciones, de las cuales 86 se han cumplido en su totalidad, equivalente al 92,47%; las 7 resoluciones restantes se encuentran en proceso.

Cumplidas	Parcialmente cumplidas	No cumplidas	Total
86	4	3	93
92,47%	4,30%	3,22%	100%

### 3.2. Junta General de Accionistas

En las reuniones de Junta General de Accionistas, efectuadas durante el año 2010 se emitieron 38 resoluciones, de las cuales 36 han sido cumplidas por la Administración de la Empresa, las mismas que representan el 94,73%; las 2 resoluciones restantes se encuentran en proceso de cumplimiento.

Cumplidas	Parcialmente cumplidas	No cumplidas	Total
36	2	-----	38
94,73%	5,26%	-----	100%

## 4. GESTIÓN ADMINISTRATIVA

Las acciones emprendidas dentro de la gestión administrativa de la Compañía, se ha enfocado hacia tres aspectos fundamentales: Técnico-Comercial, Económico-Financiero y Administrativo, cuyos hechos sobresalientes son analizados y comentados en este informe.

### 4.1. ASPECTO TÉCNICO Y COMERCIAL

#### 4.1.1. Requerimiento de Energía

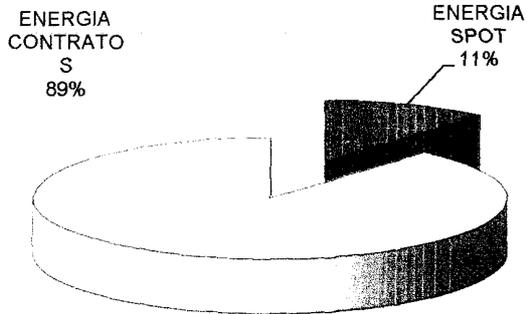
La energía total requerida para cubrir la demanda del mercado en el año 2010 fueron 455.735,37 mWh, de los cuales el 88,69 % se compró en el mercado de contratos y 11,31 % se adquirió al mercado ocasional. El costo total de energía adquirida al mercado eléctrico durante el año 2010 fue de USD 24'837.443,16, lo que dio como resultado un costo promedio en el año 2010 de 5,45 centavos de dólar por kWh.

#### CUADRO RESUMEN DE LA ENERGÍA REQUERIDA vs COSTO DE ENERGÍA

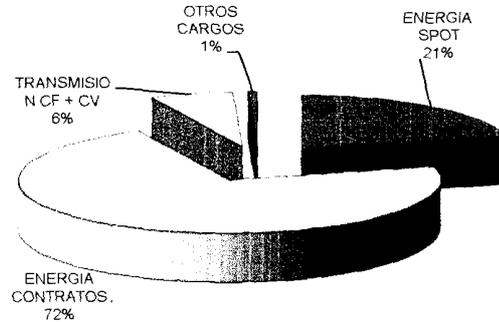
CARGO	ENERGIA REQUERIDA		COSTO DE LA ENERGIA		
	MWH	%	DOLARES	%	COSTO PROMEDIO CTVS s/kWh
ENERGIA SPOT	51.563,83	11,31	5.192.989,80	20,91	10,07
ENERGIA CONTRATOS	404.171,53	88,69	17.895.603,26	72,05	4,43
TRANSMISION CF + CV			1.572.211,43	6,33	0,34
OTROS CARGOS			176.638,66	0,71	0,04
<b>ENERGIA REQUERIDA (DEMANDADA)</b>	<b>455.735,37</b>	<b>100,00</b>	<b>24.837.443,16</b>	<b>100,00</b>	<b>5,45</b>



### ENERGIA REQUERIDA 2010



### DOLARES POR COMPRA DE ENERGIA REQUERIDA 2010



En el próximo cuadro se puede apreciar un incremento de energía para el 2010, que comparada con la energía requerida en el 2009 se determina un incremento del 4.69 %. Además cabe recalcar el crecimiento en la energía de contratos en un 15.14% comparada con el año 2009 y una baja del 38,83 en la compra de energía en el mercado spot.

Son 455.735,37 mWh de energía requerida en el año 2010, los cuales representa un consumo promedio mensual de 37.977,95 mWh y consumo promedio diario de 1.265,93 mWh.

### CUADRO DE COMPARACIÓN ENERGÍA REQUERIDA 2009 VS 2010

CARGO	ENERGIA REQUERIDA MWH		
	2009	2010	VARIACION %
ENERGIA SPOT	84.299,25	51.563,83	-38,83
ENERGIA CONTRATOS	351.025,43	404.171,53	15,14
<b>ENERGIA REQUERIDA (DEMANDADA)</b>	<b>435.324,68</b>	<b>455.735,37</b>	<b>4,69</b>

En el siguiente cuadro se puede observar un decremento del 0.98% en el costo de la energía comprada debido a la aplicación del Mandato Constitucional 15, el mismo que mediante las regulaciones 06/08 y 013/08 del CONELEC, establecen una tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución para cada tipo de consumo eléctrico. En lo referente al funcionamiento del mercado eléctrico, afectó principalmente en los cálculos por la compra de energía con la introducción de los costos fijos y variables; adicionalmente la disminución también se debe a la compra de mayor cantidad de energía en el mercado de contratos, como se puede evidenciar en el cuadro.



**CUADRO DE COMPARACIÓN COSTO DE ENERGÍA REQUERIDA 2009 VS 2010**

CARGO	COSTO DE LA ENERGIA USD		
	2009	2010	VARIACION%
Energía SPOT	6.753.328,20	5.192.989,80	-23,1
Energía contratos	14.212.623,62	17.895.603,26	25,91
Potencia	432.128,27		-100
Transmisión CF + CV	1.513.638,54	1.572.211,43	3,87
Otros cargos	2.170.319,06	176.638,66	-91,86
<b>Energía Requerida (DEMANDADA)</b>	<b>25.082.037,70</b>	<b>24.837.443,16</b>	<b>-0,98</b>

En el cuadro se puede observar que el rubro de potencia es cero, por cuanto este valor se considera dentro del costo de energía como costo fijo y también se considera la generación propia como generación en contratos y no en otros cargos como estaba establecido en el año 2009.

**4.1.2. Generación Propia**

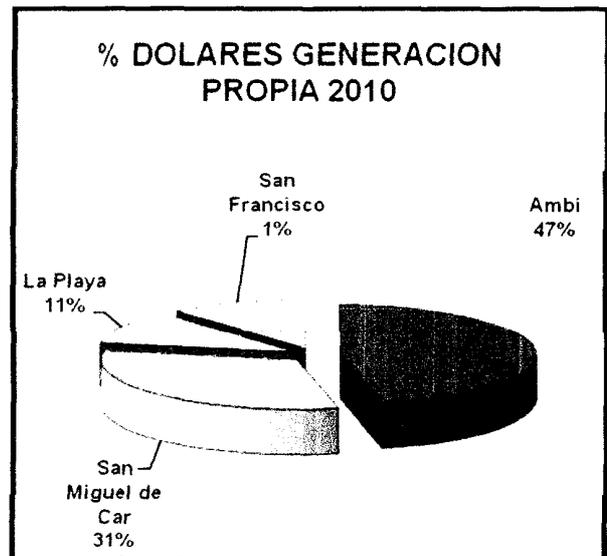
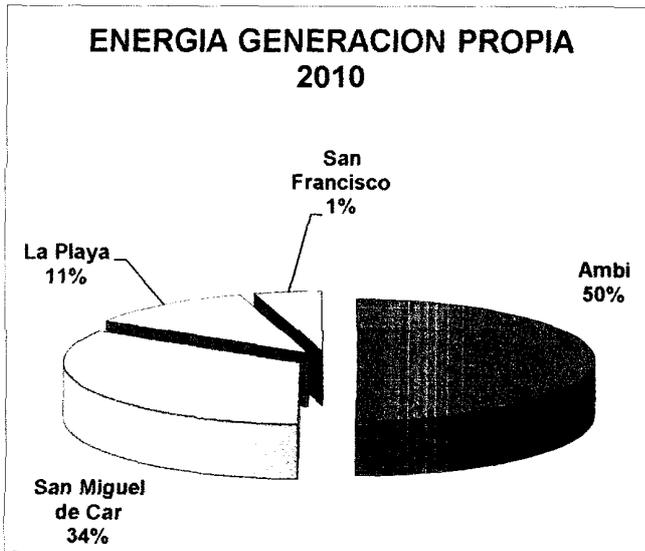
La generación propia se obtiene por la operación de tres centrales hidroeléctricas y una térmica (hasta julio del 2010), las mismas que son despachadas por el CENACE; en dichas centrales se han efectuado importantes obras de reconstrucción y mejoramiento, garantizando un mayor rendimiento de los equipos. Toda la energía propia se liquidó considerando los costos fijos y variables de acuerdo a la regulación pertinente.

La energía generada por las centrales de EMELNORTE en el año 2010 se refleja en el cuadro siguiente:

CENTRAL	MWH	%	DOLARES	%	COSTO PROMEDIO POR kWh
Ambi	26.396,05	50,13	1.387.839,70	46,57	5,26
San Miguel de Car	17.744,21	33,70	932.947,03	31,30	5,26
La Playa	6.099,13	11,58	320.677,20	10,76	5,26
San Francisco	2.418,22	4,59	338.839,22	11,37	14,01
<b>TOTALES</b>	<b>52.657,60</b>	<b>100,00</b>	<b>2.980.303,16</b>	<b>100,00</b>	<b>5,66</b>

CENTRAL	ENERGIA GENERACION PROPIA mWh		
	2009	2010	VARIACION %
Ambi	24.297,02	26.396,05	8,64
San Miguel de Car	17.612,61	17.744,21	0,75
La Playa	4.917,56	6.099,13	24,30
San Francisco	4.287,32	2.418,22	-43,60
<b>TOTALES</b>	<b>51.114,52</b>	<b>52.657,60</b>	<b>3,02</b>





Con relación al 2009 se ha incrementado la producción total en 3.02%, a pesar que la central térmica San Francisco dejó de operar desde agosto del 2010, como se puede apreciar en el cuadro superior la energía generada por las Centrales de Generación en el año 2009 fue por 51.114,51 mWh, mientras que en el año 2010 se incrementó a 52.657,60 mWh, lo que significa un 3.02% más en el año 2010; la razón de este aumento se debe a que en nuestra generación hidráulica se hizo un riguroso mantenimiento preventivo, con lo cual se logró que sus reservorios permitan almacenar más agua, esto permitió mejorar el rendimiento en la producción de energía.

#### 4.1.3. Sistema de Subtransmisión

La Empresa dentro de su área de servicio tiene líneas de Subtransmisión y Distribución a diferentes voltajes, las mismas que se detallan a continuación, determinándose los kilómetros de líneas a diciembre del año 2010 para cada uno de los voltajes.

Km	Km líneas			
	2.009	2.010	Variación	Variación %
69	198,36	201,66	3,30	1,66
34.5	36,20	44,97	8,77	24,23
13.8	4.814,89	4.836,41	21,52	0,45
6.3	9,63	9,64	0,01	0,09
<b>Total</b>	<b>5.059,08</b>	<b>5.092,68</b>	<b>33,60</b>	<b>0,66</b>

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, las variaciones existentes en los voltajes en línea de 69,0 y 34,5 KV. se debe especialmente a la entrada en operación de la subestación San Vicente en Otavalo. De igual manera en la variación que existe en el voltaje en línea de 13,8 y 6,3 KV., es porque se incrementó el área de cobertura con nuevos proyectos de electrificación.

Sin embargo para que exista un voltaje favorable para el control de pérdidas es necesario cambiar los niveles de voltaje, en sub transmisión de 34,5KV. a 69 KV., y en distribución de 6.3KV. a 13.8 KV.

#### 4.1.4. Subestaciones

La capacidad en las S/E para el año 2009 fue de 122 MVA. (Megavolta amperios) y para el año 2010 fue de 145 MVA., detallada de la siguiente manera:

Nro.	Subestación	2009	2010
1	Alpachaca	2	2
2	Atuntaqui	5.5	5.5
3	Cayambe	10	20
4	Cotacachi	5	5
5	Despacho De Carga	15	15
6	El Angel	2.5	2.5
7	El Chota	10	10
8	El Rosal	10	5
9	La Esperanza	10	10
10	Otavalo	10	10
11	Retorno	10	10
12	San Agustin	10	10
13	San Gabriel	10	10
14	San Vicente	2	10
15	Tulcán	10	10
16	La Carolina		10
<b>Total capacidad</b>		<b>122</b>	<b>145</b>

#### 4.1.5. Redes de Distribución:

Dentro del programa de distribución se realizaron trabajos de construcción de obras de electrificación; como resultado de estos programas se incrementaron al sistema 39 kilómetros de redes de distribución con respecto al año anterior.

DETALLE	2009	2010	Incremento
Kilómetros de Incremento en el sistema de Distribución	453 KM	492 KM	39 KM

Además se realizó el mantenimiento preventivo y correctivo de las redes eléctricas de distribución, alumbrado público y líneas de Subtransmisión de 34,5 y 69 KV.

Es importante destacar que la Administración contando con los estudios respectivos, remitió al CONELEC 254 proyectos de electrificación para el Programa FERUM 2010, por un valor de USD. 15'202.363,00; de los cuales fueron aprobados para su ejecución 153 obras por un monto de USD. 11'649.088,89; cantidad que financia la adquisición de equipos, materiales y mano de obra en el marco del programa de energización rural y urbano marginal FERUM.



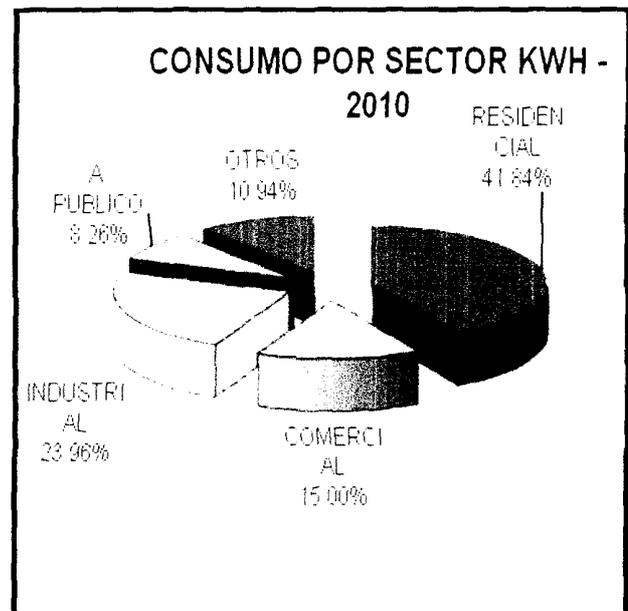
#### 4.1.6. Sistema Comercial

Al 31 de diciembre del 2010 EMELNORTE cuenta con 195.545 clientes, que comparados con los 188.872 registrados en el 2009, se ha registrado un incremento de 6.673 abonados, equivalente al 3,53%.

De acuerdo con el pliego tarifario vigente, durante el año 2010 se ha facturado a los clientes regulados de la empresa la cantidad de 404,530,93 mWh por un valor de USD 36'232.122,49 a un precio promedio de venta USD 8,96 centavos por cada KWH. Mientras que en el año 2009 se facturó 388,426,38 mWh, por un total de USD. 35'205.890,96 a un precio de venta promedio de USD 9,06 centavos de dólar por cada KWH. La facturación de energía está distribuida en los siguientes grupos de tarifas:

TARIFA	CLIENTES	CLIENTES %	ENERGIA FACTURADA kWh	ENERGIA FACTURADA %	DOLARES FACTURADOS	PRECIO PROMEDIO CTVS \$/kWh
RESIDENCIAL	173.367	87,07	169.239.910,00	41,34	16.809.026,56	9,93
COMERCIAL	13.514	9,47	60.582.260,00	15,00	5.060.437,50	8,34
INDUSTRIAL	3.202	1,64	96.933.090,00	23,96	7.175.944,18	7,40
A. PUBLICO	14	0,01	33.406.061,40	8,26	4.023.851,90	12,06
OTROS	3.548	1,81	44.264.805,12	10,34	3.157.802,35	7,13
<b>TOTAL</b>	<b>195.545</b>	<b>100,00</b>	<b>404.530.926,52</b>	<b>100,00</b>	<b>36.232.122,49</b>	<b>8,96</b>

Del total de clientes servidos por la Empresa en este año; el 87.07% corresponden al sector residencial; el 9.47% al sector comercial; 1.64% al sector industrial; y, el 1.81% al resto de sectores como entidades oficiales, alumbrado público, bombeo de agua, auto-consumo, suministros y otros. De los usuarios residenciales se estima que el 60% son urbanos y el 40% rurales.



d

#### 4.1.7. Reconocimiento del Déficit Tarifario años 2009-2010

La Administración recibió del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable por reconocimiento del Déficit Tarifario correspondiente al ejercicio económico 2009, la cantidad de USD\$. 1'063.952,23; mientras que para el año 2010 se recibió el valor de USD 2'564.339,16. A continuación el detalle:

##### PARA EL AÑO 2009

PERÍODO		
2008	2009	956 824.93
2009	2009	45 911.70
2009	2009	15 303.90
2009	2009	15 303.90
2009	2009	15 303.90
2009	2009	15 303.90
<b>Total Recibido en el año 2009</b>		<b>1 063 952.23</b>

##### PARA EL AÑO 2010

PERÍODO		
2010	ene-10	985 016.56
2010	feb-10	562 696.98
2010	mar-10	384 599.13
2010	abr-10	61 569.47
2010	jul-10	520 010.94
2010	ago-10	50 446.08
<b>Total Recibido en el año 2010</b>		<b>2 564 339.16</b>

#### 4.1.8 Pérdidas de Energía

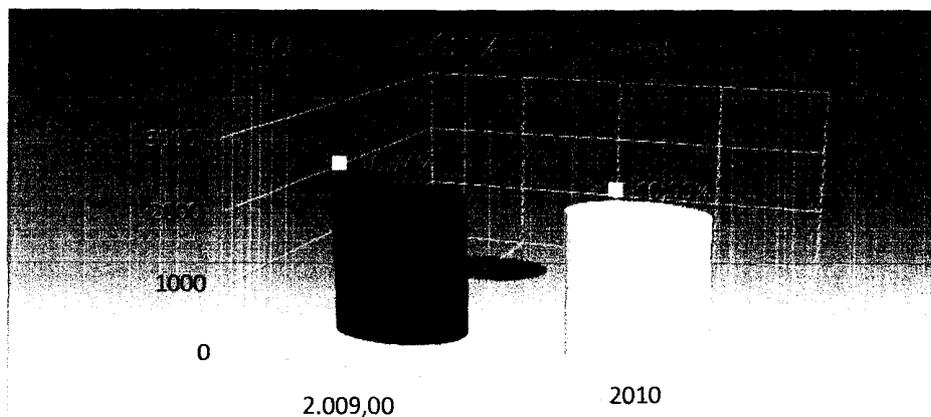
De acuerdo al balance energético del año 2010 el porcentaje de pérdidas es de 10,99%, existiendo un incremento respecto al año 2009 de 0,25%; la energía disponible del sistema fue de 466.114,15 mWh durante el año 2010, las pérdidas totales fueron de 51.226mWh; desagregando en 6,9% las pérdidas técnicas y 4,09 % las pérdidas no técnicas, lo cual en energía representa 19.064 mWh.

El incremento ocurrió porque los proyectos fueron implementados en el segundo semestre del año, sus resultados se podrían apreciar en los meses de noviembre y diciembre. Los proyectos se ejecutaron con recursos de EMELNORTE a excepción de un aporte del Estado que fue de USD \$ 22.142,45 para el control de pérdidas de energía, valor que fue utilizado en la adquisición de materiales para estos proyectos.

##### COMPORTAMIENTO DE PÉRDIDAS AÑO 2009 vs 2010

DETALLE	2009	2010	% Incremento
% PORCENTAJE DE PERDIDAS	10,74%	10,99%	0,25%

**GRÁFICO % PORCENTAJE DE PÉRDIDAS AÑO 2009 vs 2010**



#### **4.1.8.1. Proyectos que se ejecutaron**

Los proyectos previstos en el año 2010 fueron presupuestados unos con recursos de la Empresa y otros con el financiamiento del Presupuesto General del Estado. Con el propósito de cumplir con el Plan de Reducción de Pérdidas de Energía, la Administración decidió financiar los proyectos más urgentes.

Los proyectos financiados e implementados por la Empresa fueron: Reubicación de acometidas y medidores en el centro del cantón Tulcán; cambio de tres sistemas de medición en media tensión en abonados especiales; y, el sistema de Telemedición en San Antonio de Ibarra, que se inició a finales del año 2010, cuyos resultados se reflejarán en el año 2011.

En la ejecución de dichos proyectos se realizaron revisiones de los sistemas de medición de abonados especiales en media y baja tensión. Fueron instalados medidores totalizadores y los correctivos de abonados asociados en los diferentes cantones. Se ejecutaron los estudios de pérdidas por etapa funcional de los alimentadores de la subestación Otavalo, Tulcán y Cayambe. La participación de las Agencias en el control y correctivos de la clientela masiva fue muy limitada, debida a la falta de personal designado para cumplir con las tareas de revisiones y correctivos en el control de pérdidas de energía.

**A continuación se detalla el avance durante al año 2010 de los proyectos mencionados:**

✓ **Proyecto de reubicación de acometidas y medidores en el centro de Tulcán.**

A finales del año 2009 se presentaron los concursos para la adquisición de materiales, mismos que fueron adjudicados en los meses de febrero y marzo del 2010. La construcción del proyecto se inició con el personal la Unidad de Pérdidas de la



Empresa, sin embargo para terminar el proyecto dentro del plazo planificado fue necesario contratar mano de obra. La reubicación de acometidas y medidores concluyó en el mes de octubre, los resultados se pudieron apreciar a partir de la facturación del mes de noviembre, pudiendo evidenciar en el grupo de abonados atendidos con este proyecto un incremento mensual en la energía facturada de 10.000 kWh/mes.

✓ **Cambio de tres sistemas de medición en media tensión.**

Los tres sistemas de medición en media tensión fueron instalados en tres agroindustrias en el mes de septiembre, pudiendo establecer como resultado un incremento de energía facturada en los siguientes meses, en promedio de 18.000 kWh/mes.

✓ **Sistema de Telemedición en San Antonio**

Los materiales fueron adquiridos en el mes de marzo, sin embargo por gestiones con la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT para la transmisión de datos, se demoró el inicio de la implementación del proyecto, mismo que empezó a partir de noviembre, por lo que no es posible en este caso presentar resultados de recuperación de pérdidas de energía en el año 2010.

✓ **Otras actividades de gestión de control de pérdidas de energía.**

Además de la ejecución de los tres proyectos mencionados, es necesario añadir la recuperación de energía debido a las actividades cotidianas que realizamos la UCP, tales como: revisión de abonados por transformador, instalación y actualización de medidores totalizadores, estudios por alimentador y adicionalmente la participación de las Agencias en el control de pérdidas, cada una de éstas actividades aportan en la recuperación de energía, logrando un incremento de energía facturada, alrededor de 55.000 kWh/mes.

#### **4.2. ASPECTO ECONÓMICO Y FINANCIERO**

Durante el período económico Enero a Diciembre 2010, los recursos financieros han sido administrados en forma óptima. Con los recursos disponibles se cubrió de manera oportuna los diferentes costos y gastos que demanda la actividad de la Empresa, de igual forma los requerimientos de inversión, previstos en el presupuesto del período.

Se ha dado cumplimiento a lo establecido en el contrato de Fideicomiso, principalmente en lo que respecta al depósito de los valores recaudados por venta de energía y a los pagos efectuados con dichos recursos a los beneficiarios asignados según el cuadro de prelación vigente.

El reconocimiento del déficit tarifario recibido a través del Fideicomiso sirvió para que la Empresa cancele deudas por compra de energía de años anteriores. Adicionalmente, por el cumplimiento del Mandato Constitucional No. 15 se dieron de baja las deudas establecidas conforme dicho mandato.



#### 4.2.1 Análisis de los Estados Financieros del ejercicio económico 2010.

Comportamiento de las principales cuentas de los estados financieros, con sus respectivas comparaciones entre los períodos económicos 2009 y 2010.

##### a) Cuentas del Activo

Las cuentas de Activos, totales, cuyo valor neto al 31 de diciembre del año 2010 fue de USD\$ 107'039.810,55 dólares; cifra que se incrementó en un 23,6% respecto del valor registrado en el año 2009; las causas de esta variación son las siguientes:

- ❖ Los exigibles se han disminuido debido a las gestiones conjuntas con el Ministerio de Electricidad para el cobro a través del Ministerio de Finanzas, especialmente en los subsidios de Ley del Anciano y Entidades Deportivas; así como la aplicación del Mandato Constitucional No. 15 por condonación de deudas, bombeo de agua, otros.
- ❖ En lo que se refiere al activo no corriente, se determina un aumento significativo entre el año 2009 (USD. 557.641,43) y 2010 (USD. 451.500,25), por las cuentas por cobrar correspondiente a los anticipos concedidos a empleados y trabajadores en plazos mayores a un año.
- ❖ Los activos fijos se incrementaron por la construcción de 165 obras de distribución clasificadas así: FERUM 153; Convenios 11; y, obras financiadas por la Empresa 1. A continuación se puede apreciar el incremento de las obras de electrificación, construidas en los años 2009 y 2010.

OBRAS CONSTRUIDAS	2009	2010
<b>FERUM</b>	158	153
<b>Convenios</b>	62	11
<b>Obras financiadas por la Empresa</b>	28	1
<b>TOTAL OBRAS</b>	<b>248</b>	<b>165</b>

En el siguiente cuadro, se observa el comportamiento de las principales cuentas del activo comparadas con el año 2010.

#### COMPORTAMIENTO DEL ACTIVO 2009 - 2010

ACTIVOS	2009	2010	2009	2010
ACTIVO CORRIENTE	25.360.674,09	33.173.023,96	7.812.349,87	30,8%
ACTIVO NO CORRIENTE	61.265.075,04	73.866.786,59	12.601.711,55	20,6%
ACTIVO FIJO	55.553.631,32	58.805.166,90	3.251.535,58	5,9%
OTROS ACTIVOS	5.711.443,72	15.061.619,69	9.350.175,97	163,7%
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>86.625.749,13</b>	<b>107.039.810,55</b>	<b>20.414.061,42</b>	<b>23,6%</b>

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, existe un incremento significativo en la cuenta Otros Activos, esto se debe principalmente por la variación en la cuenta Obras en



construcción, la misma que en el año 2009 era de USD. 3'278.370,51, mientras que para el año 2010 fue de USD. 11'190.380,81 existiendo una variación por esta cuenta de 7'912.010,30; cantidad que se generó por el gran número de obras del programa FERUM 2008 y 2010, que al cierre del ejercicio estaban pendientes de liquidar. Cabe mencionar que en el análisis comparativo con el año anterior se ve afectado por la utilización del nuevo plan de cuentas a partir del año 2010, que incide en la agrupación de las mismas.

## b) Cuentas del Pasivo y Patrimonio

Los pasivos u obligaciones con terceros a largo plazo representan el 14,90% del total del pasivo y patrimonio. El valor registrado en las cuentas del pasivo al 31 de diciembre de 2010 fue de USD. 27'983.975,85; en esta cifra se incluyen pasivos de corto y largo plazo.

- ❖ El pasivo registrado en el año 2010 se incrementó en un 57% respecto al pasivo registrado en el año 2009; este comportamiento obedece principalmente al incremento en las cuentas por pagar a generadoras por la compra de energía.
- ❖ El patrimonio registrado en el año 2010 se incrementó en un 23,7% respecto al patrimonio registrado en el año 2009; este comportamiento obedece principalmente al incremento en las aportaciones realizadas por los accionistas, esta cuenta se compone del capital social, aportes para futura capitalización y reservas. En el ejercicio 2010 se recibió por reconocimiento del Déficit Tarifario el valor de USD\$. 2'564.336,16.

En el siguiente cuadro, se observa el comportamiento de las principales cuentas del pasivo y patrimonio comparadas con el año 2009.

### COMPORTAMIENTO DEL PASIVO Y PATRIMONIO 2009 – 2010

2009	2010	2010	2010	%
<b>PASIVO</b>	<b>22.724.342,77</b>	<b>27.983.975,85</b>	<b>5.259.633,08</b>	<b>57%</b>
PASIVO CORRIENTE	8.137.754,68	12.048.537,37	3.910.782,69	48,1%
PASIVO NO CORRIENTE	14.586.588,09	15.935.438,48	1.348.850,39	9,2%
		14,89%		
<b>PATRIMONIO</b>	<b>63.901.406,36</b>	<b>79.055.834,70</b>	<b>15.154.428,34</b>	<b>23,7%</b>
CAPITAL SOCIAL	15.938.972,52	15.938.972,52	0,00	0,0%
APORTACIONES	43.432.083,93	57.744.593,72	14.312.509,79	33,0%
RESERVA LEGAL	718.439,78	809.928,13	91.488,35	12,7%
RESERVA DE CAPITAL	3.811.910,13	4.562.340,33	750.430,20	19,7%
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>86.625.749,13</b>	<b>107.039.810,55</b>	<b>20.414.061,42</b>	<b>23,6%</b>

## c) Resultado del Ejercicio

Los resultados del ejercicio se obtienen de la comparación entre los ingresos generados por la Empresa en el año 2010 y los gastos realizados en el mismo período; durante el ejercicio económico 2010 se obtuvo como resultado un superávit neto de USD. 914.883.50. Las principales causas de ésta variación son: El incremento de los ingresos de operación en un 16,6% originados por el crecimiento de la demanda de energía y principalmente a la recuperación de una parte del déficit tarifario por parte del Gobierno Central, registrándose de esta manera una utilidad en el presente ejercicio económico.



- ❖ Los ingresos están conformados por venta de energía y otros ingresos que no son venta de energía, así como también otros ingresos extraordinarios, por tanto para el año 2009 fueron de USD. 39'358.439,09 mientras que para el año 2010 suman USD. 45'905.649,16 existiendo una variación en más de USD. 6'547.210,07 equivalente al 16,6% de incremento; entre las causas básicas son el reconocimiento del déficit tarifario por parte del Gobierno Nacional.
- ❖ Los gastos se componen por mano de obra, materiales, servicios, gastos de operación, gastos financieros y otros, los mismos que para el año 2009 ascendieron a USD. 41'303.519,25 mientras que para el año 2010 sumaron USD. 44'990.765,66 existiendo un incremento de USD. 3'687.264,41 que corresponde al 8,9% más que el año anterior.

#### COMPORTAMIENTO DE LOS INGRESOS Y GASTOS 2009 – 2010

	2009	2010	2010/2009	%
<b>INGRESOS</b>	<b>39.358.439,09</b>	<b>45.905.649,16</b>	<b>6.547.210,07</b>	<b>16,6%</b>
INGRESOS DE OPERACIÓN	37.459.141,95	44.417.556,60	6.958.414,65	18,6%
INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	1.899.297,14	1.488.092,56	-411.204,58	-21,7%
<b>COSTOS Y GASTOS</b>	<b>41.303.519,25</b>	<b>44.990.765,66</b>	<b>3.687.246,41</b>	<b>8,9%</b>
GASTOS DE OPERACIÓN	41.043.795,01	44.570.439,19	3.526.644,18	8,6%
GASTOS AJENOS A LA OPERACIÓN	259.724,24	420.326,47	160.602,23	61,8%
<b>RESULTADOS DEL EJERCICIO</b>	<b>-1.945.080,16</b>	<b>914.883,50</b>	<b>2.859.963,66</b>	<b>147,0%</b>

En resumen general, si comparamos los ingresos y los gastos reflejados en el cuadro del comportamiento de los ingresos y gastos 2009 y 2010, podemos apreciar una utilidad en el período de USD. 914.883,50.

#### 4.3. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS IMPORTANTES.

Además de los resultados técnicos, comerciales y financieros indicados al inicio del informe, a continuación se detallan los aspectos más trascendentales de la gestión administrativa:

- a) EMELNORTE S.A., cuenta con un sistema georeferenciado de redes de distribución que es actualizado permanentemente, además se ha realizado programas para determinar estudios y reportes técnicos, como balance de fases, conexión de transformadores, levantamiento de seccionamientos y energía no facturada por interrupciones; está pendiente la migración de datos a un GIS o sistema de análisis de redes de distribución y Subtransmisión.
- b) El proceso de recaudación se ha venido optimizado permanentemente con la implementación de nuevos puntos de recaudación en toda el área de concesión, para descongestionar los espacios de atención a los clientes, disminuir las colas de usuarios y lograr una mayor satisfacción de éstos por el servicio recibido.
- c) La Administración gestionó a través del Directorio y Junta General de Accionistas el Aumento de Capital de la Empresa, cuyo capital social ascenderá de USD. 15'938.972,52 a USD. 66'083.552,84.
- d) La Presidencia Ejecutiva presentó al Directorio y Junta General de Accionistas la aprobación de la Reforma Presupuestaria 2011 y la Reforma del Plan Operativo 2011.



- e) EMENORTE S.A. obtuvo el tercer lugar entre 51 empresas eléctricas de 14 países de América Latina, en calidad de satisfacción de clientes 2010. El premio fue otorgado por la CIER en Asunción Paraguay.
- f) Como plan piloto de la Empresa, se implementó un nuevo Sistema de Telemedición en la parroquia de San Antonio de Ibarra, cuyo objetivo es mejorar los procesos de determinación del consumo de energía, permite reducir y controlar las pérdidas de energía, lecturas de los usuarios y transformadores diariamente. El costo de este proyecto fue de aproximadamente USD. 420.000,00.
- g) La Administración a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable gestionó el lanzamiento del Programa Bosques FERUM, que tiene como objetivo desarrollar acciones de protección y conservación del medio ambiente en la zona concesionada a la Empresa. En coordinación con instituciones públicas regionales, provinciales y locales, se sembraron aproximadamente 40.000 árboles en diversos sitios del área de concesión de la Empresa.
- h) Con conocimiento y aprobación del Directorio, la Administración gestionó la creación de la Unidad de Producción en la Dirección Comercial, encargada de imprimir las facturas que se entrega a todos los usuarios del área de concesión. En la misma Dirección se creó la sección de Cortes y Reconexiones. En la Dirección de Recursos Humanos se categorizó la Unidad de Seguridad Industrial y Salud; mediante concurso interno se designó al Jefe de la Unidad y a los Supervisores de la zona norte y zona sur; y, se iniciará un nuevo concurso externo para designar un médico laboral. La Unidad de Calidad de Energía pasó a depender de la Dirección de Planificación. Considerando que el recurso humano es el principal elemento del proceso productivo de la Empresa, la Administración ha enfocado su mayor atención en programas de capacitación y entrenamiento del personal técnico y operativo para mejorar su eficiencia en los procesos de la Empresa.
- i) Para que todo el personal técnico operativo incorporado cumpla eficientemente sus funciones, dotó de uniformes y herramientas de trabajo, así como equipos de seguridad que cumplen con las especificaciones y normativas técnicas dictadas a nivel internacional.
- j) El Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social IESS entregó a EMELNORTE una certificación de haber cumplido a satisfacción la evaluación y seguimiento del proceso de verificación de cumplimiento de la normativa y regulación relativa a la prevención de riesgos laborales.
- k) La administración gestionó la inversión en obras para todos los cantones del área de concesión, entre las más importantes son:
  - Puesta en marcha de la nueva subestación San Vicente, en la ciudad de Otavalo, proyectó que significó atender a nuevos clientes y cubrir la demanda creciente en este cantón. El costo de la obra fue aproximadamente USD. 1'949.236,00.
  - Readequación de redes y aumento de potencia, cambio de postiería, alumbrado público, redes de distribución, construcción de alimentadores, adquisición de



materiales y medidores para la instalación de acometidas y medidores; así como postes, transformadores y luminarias para mantenimiento. Adicionalmente EMELNORTE en estos dos últimos años ha invertido a través del programa FERUM 24 millones de dólares, llegando a los sectores rurales y urbano-marginales, cifras que le ubicaron a la Empresa como la segunda eléctrica en el país en alcanzar este presupuesto, algo que nos compromete a seguir sirviendo a quienes más necesitan.

- *Instalación de un nuevo transformador para repotenciar la Subestación Cayambe, con un costo de inversión de USD. 784.000,00. La finalización del proyecto de la Línea de Subtransmisión Chota – La Carolina con una inversión de USD. 2'473.020,00. La Administración en cumplimiento al Plan de Expansión, gestionó la puesta en marcha de un nuevo transformador de 5 MVA 69/34, de 5KV en la Subestación El Rosal, en la ciudad de Tulcán, provincia del Carchi, con una inversión de USD. 350.000,00. También se ejecutó la culminación de la obra civil en la Subestación Alpachaca, con una inversión de USD. 498.587,00, la misma que se encuentra lista para el montaje de los equipos electromecánicos.*

*En el siguiente cuadro se reflejan las inversiones ejecutadas en el período 2010, realizadas con fondos del Estado, Propios y de Accionistas (convenios):*

<b>Inversiones ejecutadas en el año 2010</b>	2010		
	Valor financiado por el Estado (P.G.E. FERUM – 2010)	153	11'649.088,89
	Valor financiado por la Empresa	1	6.442,43
	Valor financiado por Accionistas (Convenios)	11	75.144,23
<b>Total.</b>	<b>165</b>	<b>11'730.675,35</b>	

*En consecuencia la Administración en el año 2010 ha gestionado la ejecución de 165 Obras de Electrificación, lo que significó una inversión total de USD. 11'730.675,35 cantidad que ha sido asignada tanto para proyectos de subestaciones como para líneas de subtransmisión y redes de distribución.*

- l) La Administración a través de la Junta de Bajas y Remates gestionó y presentó al Directorio la aprobación y baja de bienes improductivos y materiales considerados como chatarra, los cuales fueron puestos a su venta, logrando de esta manera un ingreso extraordinario para la Empresa por aproximadamente USD. 91.000,00.*
- m) Se remitió al CONELEC 254 Proyectos para el Programa FERUM 2010, por un monto de USD. 15'202.363,00; de los cuales fueron aprobados 153 obras por un monto de USD. 11'649.088,89 cantidad que financia la adquisición de equipos, materiales y contratación de obras, en el marco del programa de energización rural y urbano marginal FERUM.*
- n) Se atendió las necesidades de los diferentes Municipios en cuanto a iluminación de parques, avenidas y calles con recursos entregados por los entes seccionales como de la Empresa.*

- o) Se puso en funcionamiento el nuevo Sistema de Atención de Reclamos – SAR para atender reclamos de la Dirección Comercial y Distribución, con la finalidad de mejorar la atención al cliente.
- p) Se gestionó la adquisición de 25 vehículos (camionetas mazda 4x4) para renovar el parque automotor de la Empresa, a un costo de USD. 626.877 dólares, financiados con recursos propios de la Empresa.
- q) Se construyó la primera etapa del Edificio Matriz de Ibarra, para mejorar la atención a los usuarios en el área de Comercialización, con un costo de USD. 110.484,40 de inversión.
- r) Se firmó un convenio con la Universidad Técnica del Norte para el estudio de caudales ecológicos de las centrales hidráulicas que tiene la Empresa, con el objeto de prevenir y conservar el medio ambiente.
- s) La Central Termoeléctrica San Francisco estaba ubicada en el sector urbano de la ciudad de Tulcán y cerca de un hospital, por lo que no cumplía los requisitos ambientales mínimos para poder operar; por lo cual, ha pedido expreso del Ministerio de Electricidad y con autorización de la Junta General de Accionistas, se vendió los equipos de la Central San Francisco a CELEC Termo Pichincha, por un valor de USD. 377.000,00.
- t) Se suscribió una Acta Transaccional del año 2009 entre la Administración y los trabajadores, respecto a los beneficios económicos contemplados en el Acuerdo del Ministerio de Relaciones Laborales No. 115 y se dispuso la reliquidación a todos los trabajadores por un monto total incluido beneficios de ley de USD. 790.335,41.
- u) Se entregó ropa de trabajo al personal operativo y al personal administrativo por un monto de USD. 176.150,00.
- v) Se contrató al Centro de Investigación y Capacitación Eléctrica CICE, (Institución calificada por el Comité Interinstitucional para extender licencias de prevención de riesgos para el sector eléctrico). El costo total fue de USD. 73.920,20. EMELNORTE aportó con USD. 55.339,00; la CNCF aportó con USD. 18.580,80; y, después de cumplir con la aprobación de tres módulos: a) 25 horas de seguridad industrial operativa; b) 25 horas de seguridad industrial aplicada a la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas; y, c) 10 horas de fundamentos de salud ocupacional y primeros auxilios; 220 trabajadores del personal técnico operativo han obtenido la Licencia de Prevención de Riesgos del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

Atentamente,



Eco. Marcelo Moreno.  
**PRESIDENTE EJECUTIVO**  
**EMELNORTE S. A. ( E ).**

MM/LO/DJ/PE  
2011-06-16