



Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
Dirección Ejecutiva

PLAN DE ACCIÓN

PARA LA RECUPERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

AÑO 2008

REPÚBLICA DOMINICANA
ENERO 2008

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	3
MEDIDAS DE CORTO PLAZO	5
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit del año 2008	7
Déficit Programado de las Empresas Distribuidoras y CDEEE, Flujos de Caja Proyectados de ETED y EGEHID.....	10
I.- SECTOR DISTRIBUCIÓN	18
Indicadores de Gestión de las Empresas Distribuidoras.....	22
II.- SECTOR TRANSMISIÓN.....	38
III.- SECTOR GENERACIÓN	41
IV.- OTRAS MEDIDAS	49
MEDIDAS DE MEDIANO PLAZO.....	51
I.- SECTOR TRANSMISIÓN	52
II.- SECTOR GENERACIÓN.....	52
III.-OTRAS MEDIDAS	54

INTRODUCCIÓN

Al inicio de la presente gestión de Gobierno, en agosto del año 2004, se encontró un sistema eléctrico prácticamente destruido y de inmediato se tomó la firme decisión de recuperarlo, a través de la creación de un Comité de Recuperación del Sector Eléctrico, consciente de que se trata de uno de los problemas más grandes que ha venido enfrentando la sociedad dominicana, desde hace más de 30 años.

A tales fines, se ha venido desarrollando un Plan Integral de Corto, Mediano y Largo Plazo para el Sector Eléctrico, con el objetivo de que los dominicanos podamos recibir un servicio de energía en cantidad suficiente, con la calidad necesaria y a precios razonables.

El Plan Integral hasta el año 2012 se ha venido desarrollando a través de un Plan de Acción para el año 2005, 2006, 2007. A los fines de continuar con el desarrollo del Plan Integral de Corto y Mediano Plazo, se ha elaborado un Plan de Acción para el año 2008.

El Plan de Acción para la recuperación del Sector Eléctrico para el año 2008, incluye acciones simultáneas en el área de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización. En esta última área se siguen tomando medidas para incrementar el suministro de la energía, reducir las pérdidas, aumentar los cobros y controlar los costos operacionales.

Como resultado de la recuperación alcanzada, para el año 2008, se suministrarán 10,395.92 GWh de energía, un 6% más que lo suministrado en el año 2007, aún con los elevados precios de los combustibles. La disminución de las pérdidas será alrededor de un 10.9%, como consecuencia de una mejora significativa en la gestión de las Empresas Distribuidoras y la aplicación de la Ley No. 186-07, que criminaliza el robo de la energía eléctrica.

El Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) mensual de las Empresas Distribuidoras esperado al finalizar el año 2008, es de un 68.69%, lo que representa un incremento de un 9%, con respecto al 59.8% alcanzado al final del año 2007.

En el corto plazo, se garantizará un adecuado flujo de recursos financieros para mantener la generación de energía en un nivel aceptable y continuar las inversiones destinadas a las mejoras de la infraestructura en el área de distribución.

Este Plan de Acción contempla una serie de medidas destinadas a alcanzar la viabilidad financiera del sector, y al mismo tiempo, continuar con la Renegociación de los Contratos con las Empresas Generadoras de Electricidad, continuar con el Desmonte y Focalización del PRA, la construcción de la Planta a Carbón Pepillo-Salcedo y la expansión de la infraestructura de los sistemas de Transmisión, Generación Hidroeléctrica, Distribución y Comercialización. De esta forma, se garantiza su recuperación definitiva en el mediano plazo, y se satisface la demanda.

Las medidas de mediano plazo tienen que ver con las reformas estructurales, institucionales y de infraestructura que permitirán alcanzar el equilibrio financiero y la normalización de la calidad y nivel del suministro.

MEDIDAS DE CORTO PLAZO

El Sector Eléctrico Nacional ha logrado mejorías en el área de distribución con aumentos en las cobranzas, disminución de las pérdidas, lo que implica una mejoría en el Cash Recovery Index (CRI) y mejor calidad del servicio, aunque ha sido impactado por el incremento de los precios de los combustibles en los mercados internacionales y un mayor suministro de energía, entre otros.

Estos impactos se expresan en un déficit proyectado para las Empresas Distribuidoras y la CDEEE de **1,011.95** millones de dólares para el año 2008, para lo cual, el Gobierno ha comprometido un aporte de **650** millones de dólares. Esto significará un aumento en los aportes de un 29.02% con relación a los 503.8 millones de dólares aportados en el año 2007.

Para financiar el déficit no cubierto se tomarán una serie de medidas, entre las cuales se encuentran la reducción de los costos operativos, la renegociación de los contratos con las Empresas Generadoras, implementación del programa de sustitución de 10 millones de bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes de bajo consumo, con que se estima un ahorro de alrededor de unos 57.00 millones de dólares, y administración de la demanda.

Adicionalmente al déficit corriente se contempla realizar inversiones, por un monto de 74.03 millones de dólares, en las áreas de Generación y Transmisión para garantizar la calidad del suministro, la confiabilidad del mismo y asegurar el cumplimiento de los planes de mediano plazo.

Para la determinación del déficit proyectado se utilizaron las siguientes premisas:

Fuel Oil No. 6	67.50 US\$/Barril
Fuel Oil No. 2	106.50 US\$/Barril
Carbón Mineral	62.50 US\$/Ton
Gas Natural	8.00 US\$/MM BTU
Tasa de Cambio	36.00 RD\$/US\$
Pérdidas Promedio Anual (Final del año: 28.76%)	30.39%
Cobranzas (Final del año: 96.42%)	93.62%
CRI (Ene=63.54%; Dic=68.69% sin PRA)	65.14%
Tarifa Media de Compra de Energía	15.14 US\$cent/kWh
Tarifa Media de Venta de Energía	18.04 US\$cent/kWh
Compra de energía (+6% comparado con 2007)	10,395.00 GWh
Despacho San Felipe (Smith & Enron) durante el año	70.00%
Despacho CESP (Cogentrix) hasta junio inclusive	70.00%
Compra de Energía San Felipe (Smith & Enron)	944.31 GWh
Compra de energía CESP (Cogentrix)	785.03 GWh

Este Plan contempla el incremento en el suministro de energía en un **6%** para finales del año 2008. Se pretende reducir las pérdidas en unos **4** puntos porcentuales y aumentar la cobranza hasta situarla en un **93%** del total facturado, con lo que se estima que el CRI superará el **65%** al finalizar el año 2008.

En caso de que las premisas del Plan varíen será necesario adecuarlo al inicio del segundo semestre.

Deberá establecerse la obligación legal de regularizar la situación de los usuarios que no tienen contrato con las empresas distribuidoras y fortalecer las instituciones del Sector Eléctrico con la aplicación de la Ley General de Electricidad No. 125-01 con las modificaciones introducidas por la Ley No. 186-07, de fecha 06 de agosto del 2007.

El Gobierno se compromete a financiar al Sector Eléctrico, mediante aportes mensuales, para los conceptos siguientes:

Cubrir el déficit corriente de las Empresas Distribuidoras y la CDEEE, por un monto de 438.44 millones de dólares, el subsidio del 75% de la energía eléctrica suministrada a los barrios marginados dentro del Programa de Reducción de Apagones (PRA), que se proyecta que ascenderá a 144.89 millones de dólares, y los programas de inversión de las Empresas Distribuidoras, por 70.37 millones de dólares, que permitan la compra e instalación de medidores, mejoras en las redes de distribución de energía, así como adecuar las oficinas comerciales y mejorar el servicio al cliente.

Cubrir, en forma de contrapartidas, proyectos de inversión con recursos externos al sistema de transmisión y a las centrales hidroeléctricas, por un monto de 74.03 millones de dólares. Estas inversiones podrán hacerse siempre que haya ahorros financieros en el desempeño del Sector Eléctrico o en otros sectores.

Los aportes mensuales del Gobierno para el año 2008 se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 1
Transferencias del Gobierno a las Empresas Distribuidoras, CDEEE, EGEHID Y ETED
 (Valores en millones de US\$)

	Déficit Corriente CDEEE + Disco's	Inversiones Distribuidoras	PRA	Total Déficit	Inversiones Trans + Hidro	Total
Ene	87.93	6.06	12.07	106.06	4.62	110.68
Feb	59.14	10.71	10.52	80.38	9.75	90.12
Mar	42.55	9.76	12.03	64.34	7.86	72.20
Abr	29.89	9.18	12.23	51.31	10.81	62.11
May	36.30	6.91	12.77	55.98	5.88	61.86
Jun	28.21	6.91	12.58	47.70	7.11	54.81
Jul	27.42	6.89	12.46	46.78	3.65	50.43
Ago	27.35	3.49	12.36	43.19	5.66	48.85
Sep	24.74	3.50	11.38	39.62	5.91	45.53
Oct	24.77	4.62	12.35	41.74	4.46	46.20
Nov	24.61	2.33	11.76	38.70	4.39	43.09
Dic	25.52	0.00	12.38	37.91	3.92	41.83
TOTAL	438.44	70.37	144.89	653.70	74.03	727.73

Aportes del Gobierno para cubrir Déficit del año 2008

El aporte del Gobierno se divide en dos grandes renglones:

- Financiamiento del déficit corriente de las Empresas Distribuidoras y la CDEEE, subsidio del PRA y Programa de Inversión de las Distribuidoras;
- Financiamiento y contrapartidas para proyectos de inversión en el sistema de Transmisión y en las centrales Hidroeléctricas.

El aporte del Gobierno para el primer renglón se presenta de la manera siguiente:

Cuadro No. 2
Consolidado Aportes del Gobierno las Empresas Distribuidoras y la CDEEE
 (Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Sub-Total	CDEEE	Total
Ene	26.78	30.81	48.48	106.06	0.00	106.06
Feb	25.34	19.03	18.89	63.27	17.11	80.38
Mar	18.79	16.87	13.87	49.53	14.81	64.34
Abr	15.81	14.36	12.88	43.05	8.26	51.31
May	15.71	14.88	11.22	41.80	14.18	55.98
Jun	15.11	12.74	12.09	39.94	7.77	47.70
Jul	13.71	13.02	11.65	38.38	8.40	46.78
Ago	13.89	13.05	9.72	36.66	6.54	43.19
Sep	12.25	12.89	9.74	34.88	4.74	39.62
Oct	13.32	11.91	10.55	35.77	5.97	41.74
Nov	12.62	12.50	9.26	34.38	4.32	38.70
Dic	12.83	12.44	9.12	34.39	3.51	37.91
TOTAL	196.16	184.49	177.46	558.11	95.58	653.70

Cuadro No. 3
Aportes del Gobierno Provenientes de la Secretaría de Estado de Hacienda
(Déficit de Caja y PRA)
Valores en millones de US\$

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Sub-Total	CDEEE	Total
Ene	24.76	28.79	46.45	100.00	0.00	100.00
Feb	21.77	15.46	15.32	52.56	17.11	69.67
Mar	15.54	13.62	10.61	39.77	14.81	54.57
Abr	12.75	11.30	9.82	33.87	8.26	42.13
May	13.41	12.57	8.91	34.89	14.18	49.07
Jun	12.80	10.43	9.79	33.02	7.77	40.79
Jul	11.42	10.72	9.36	31.49	8.40	39.89
Ago	12.72	11.89	8.56	33.17	6.54	39.71
Sep	11.09	11.72	8.58	31.38	4.74	36.12
Oct	11.78	10.37	9.01	31.16	5.97	37.12
Nov	11.84	11.72	8.48	32.05	4.32	36.36
Dic	12.83	12.44	9.12	34.39	3.51	37.91
TOTAL	172.70	161.04	154.01	487.75	95.58	583.33

Cuadro No. 4
Déficit Corriente de las Empresas Distribuidoras y la CDEEE
(Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Sub-Total	CDEEE	Total
Ene	23.05	24.88	40.00	87.93	0.00	87.93
Feb	20.15	11.69	10.20	42.04	17.11	59.14
Mar	13.69	9.21	4.84	27.74	14.81	42.55
Abr	10.88	6.71	4.04	21.63	8.26	29.89
May	11.55	7.92	2.65	22.12	14.18	36.30
Jun	10.99	5.86	3.59	20.44	7.77	28.21
Jul	9.66	6.22	3.15	19.03	8.40	27.42
Ago	10.92	7.08	2.81	20.81	6.54	27.35
Sep	9.38	7.16	3.47	20.00	4.74	24.74
Oct	10.03	5.71	3.06	18.80	5.97	24.77
Nov	10.15	7.36	2.77	20.29	4.32	24.61
Dic	11.08	7.83	3.10	22.01	3.51	25.52
TOTAL	151.55	107.63	83.67	342.85	95.58	438.44

Cuadro No. 5
Subsidio del PRA
 (Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	1.70	3.91	6.45	12.07
Feb	1.62	3.78	5.13	10.52
Mar	1.85	4.40	5.77	12.03
Abr	1.86	4.59	5.78	12.23
May	1.85	4.65	6.27	12.77
Jun	1.81	4.57	6.20	12.58
Jul	1.75	4.50	6.21	12.46
Ago	1.80	4.81	5.75	12.36
Sep	1.70	4.56	5.11	11.38
Oct	1.75	4.66	5.94	12.35
Nov	1.69	4.36	5.71	11.76
Dic	1.75	4.61	6.02	12.38
Total	21.15	53.41	70.34	144.89

El aporte del PRA será realizado tomando como base la factura que emitan las Empresas Distribuidoras deduciendo el desmonte (Ver Cuadro No. 35, Página 37).

Inversiones en el Programa de Mejora de las Redes de Distribución

Por otra parte, las Empresas Distribuidoras estiman que necesitan de una inversión de alrededor de US\$ 70.37 millones de dólares para sus Planes de Reducción de Pérdidas del año 2008. El desglose mensual por empresa se presenta en el Cuadro No. 6:

Cuadro No. 6
Aportes Provenientes de la Secretaría de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo
Inversiones de las Empresas Distribuidoras
 (Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	2.02	2.02	2.02	6.06
Feb	3.57	3.57	3.57	10.71
Mar	3.25	3.25	3.25	9.76
Abr	3.06	3.06	3.06	9.18
May	2.30	2.30	2.30	6.91
Jun	2.30	2.30	2.30	6.91
Jul	2.30	2.30	2.30	6.89
Ago	1.16	1.16	1.16	3.49
Sep	1.17	1.17	1.17	3.50
Oct	1.54	1.54	1.54	4.62
Nov	0.78	0.78	0.78	2.33
Dic	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	23.46	23.46	23.46	70.37

El aporte del Gobierno para el segundo renglón, incluye las siguientes partidas:

Cuadro No. 7
Inversiones con Recursos Externos EGEHID Y ETED
(Valores en millones de US\$)

	ETED	EGEHID	TOTAL
Ene	0.99	4.22	5.21
Feb	4.28	5.50	9.79
Mar	3.13	4.94	8.07
Abr	6.00	4.16	10.16
May	1.90	4.38	6.28
Jun	3.30	3.73	7.03
Jul	1.32	2.50	3.82
Ago	3.04	2.34	5.38
Sep	3.28	2.28	5.56
Oct	2.11	2.28	4.39
Nov	1.98	2.40	4.38
Dic	1.68	2.28	3.96
Total	33.03	41.00	74.03

Déficit Programado de las Empresas Distribuidoras y CDEEE, Flujos de Caja Programados de ETED y EGEHID

En consonancia con las metas establecidas para los niveles de pérdidas y mejora en las cobranzas, el cálculo del déficit total programado para cada una de las distribuidoras y la CDEEE, además de los Flujos de Caja Programados de ETED y EGEHID se muestra en los cuadros a continuación:

Cuadro No. 8
Déficit Total Programado Empresas Distribuidoras
Enero – Diciembre 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Proyección Enero - Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos													
Cobro por venta de Energía No PRA	81.86	76.80	81.69	86.45	87.68	91.39	91.37	95.92	91.08	97.40	92.34	95.38	1,069.37
Cobro por Gestión de Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos Financieros	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.09	0.14	0.10	0.00	0.00	0.00	0.42
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.17	0.85	0.20	0.22	1.35	0.31	0.17	1.08	1.61	1.66	1.63	1.59	10.86
Sub-Total	82.05	77.66	81.89	86.67	89.03	91.79	91.62	97.14	92.79	99.07	93.97	96.97	1,080.64
Egresos													
Gastos Operativos	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	14.25	171.00
Compra de Energía	123.03	115.09	132.16	133.43	136.41	134.68	132.05	138.26	129.45	135.65	129.73	134.67	1,574.60
Intereses por Atraso	2.04	2.57	2.57	2.12	1.21	2.32	1.60	0.79	1.13	2.54	2.55	2.55	24.00
Inversiones	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	7.64	91.73
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos Financieros	0.22	0.19	0.25	0.26	0.22	0.23	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	0.19	2.50
Pago Acuerdo Palamara	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	14.95
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	1.35	1.45	1.58	1.75	1.79	1.62	2.02	1.56	2.17	1.85	1.84	1.85	20.84
Sub-Total	149.78	142.45	159.70	160.70	162.78	161.98	159.00	163.94	156.07	163.36	157.45	162.40	1,899.61
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(67.74)	(64.79)	(77.81)	(74.03)	(73.75)	(70.20)	(67.38)	(66.80)	(63.28)	(64.30)	(63.48)	(65.42)	(818.97)
Financiamiento:													
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	87.93	42.04	27.74	21.63	22.12	20.44	19.03	20.81	20.00	18.80	20.29	22.01	342.85
Aporte del Gobierno para Inversiones	6.06	10.71	9.76	9.18	6.91	6.91	6.89	3.49	3.50	4.62	2.33	0.00	70.37
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	12.07	10.52	12.03	12.23	12.77	12.58	12.46	12.36	11.38	12.35	11.76	12.38	144.89
Sub-Total	106.06	63.27	49.53	43.05	41.80	39.94	38.38	36.66	34.88	35.77	34.38	34.39	558.11
Superavit (Déficit) con Financiamiento	38.33	(1.52)	(28.28)	(30.98)	(31.94)	(30.26)	(29.00)	(30.14)	(28.40)	(28.52)	(29.10)	(31.03)	(260.86)

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000

Cuadro No. 9
Déficit Total Programado Empresa Distribuidora del Norte (EdeNorte)
Enero - Diciembre 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Proyección Enero - Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos													
Cobro por venta de Energía No PRA	24.53	24.79	23.44	27.35	26.68	26.80	27.92	27.91	28.62	28.02	27.28	27.82	321.16
Cobro por Gestión de Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	2.03
Sub-Total	24.70	24.96	23.61	27.52	26.84	26.97	28.09	28.08	28.79	28.19	27.45	27.99	323.19
Egresos													
Gastos Operativos	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	60.00
Compra de Energía	41.33	39.24	44.80	45.19	44.91	43.91	42.46	43.66	41.33	42.41	40.94	42.51	512.70
Intereses por Atraso	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	6.00
Inversiones	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	2.64	31.73
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos Financieros	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	1.20
Pago Acuerdo Palamara	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	0.70	8.41
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	1.21	1.21	1.23	1.23	1.23	1.22	1.22	1.22	1.21	1.22	1.21	1.22	14.62
Sub-Total	51.49	49.39	54.98	55.37	55.08	54.08	52.62	53.83	51.49	52.57	51.10	52.67	634.65
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(26.80)	(24.44)	(31.37)	(27.85)	(28.24)	(27.11)	(24.53)	(25.75)	(22.69)	(24.38)	(23.65)	(24.68)	(311.47)
Financiamiento:													
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	23.05	20.15	13.69	10.88	11.55	10.99	9.66	10.92	9.38	10.03	10.15	11.08	151.55
Aporte del Gobierno para Inversiones	2.02	3.57	3.25	3.06	2.30	2.30	2.30	1.16	1.17	1.54	0.78	0.00	23.46
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	1.70	1.62	1.85	1.86	1.85	1.81	1.75	1.80	1.70	1.75	1.69	1.75	21.15
Sub-Total	26.78	25.34	18.79	15.81	15.71	15.11	13.71	13.89	12.25	13.32	12.62	12.83	196.16
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(0.02)	0.90	(12.57)	(12.04)	(12.53)	(12.00)	(10.82)	(11.86)	(10.44)	(11.07)	(11.03)	(11.84)	(115.31)
Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	

Cuadro No. 10
Déficit Total Programado Empresa Distribuidora del Sur (EdeSur)
Enero – Diciembre 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Proyección Enero - Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos													
Cobro por venta de Energía No PRA	32.60	29.49	34.26	35.94	35.23	38.11	37.08	39.36	36.78	40.18	35.15	37.50	431.68
Cobro por Gestión de Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08	0.09	0.14	0.10	0.00	0.00	0.00	0.41
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.00	0.53	0.03	0.00	0.07	0.03	0.00	0.03	0.82	0.36	0.36	0.36	2.57
Sub-Total	32.60	30.02	34.29	35.94	35.29	38.22	37.17	39.53	37.70	40.54	35.51	37.85	434.66
Egresos													
Gastos Operativos	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	5.17	62.00
Compra de Energía	43.43	41.96	48.92	50.98	51.70	50.81	50.04	53.43	50.70	51.78	48.43	51.25	593.43
Intereses por Atraso	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	3.50
Inversiones	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	30.00
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos Financieros	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	1.08
Pago Acuerdo Palamara	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	6.54
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.02	0.02	0.02	0.20	0.35	0.23	0.46	0.34	0.96	0.63	0.63	0.63	4.50
Sub-Total	52.05	50.58	57.54	59.77	60.64	59.63	59.10	62.36	60.25	61.00	57.65	60.47	701.05
Superavit (Déficit) Operativo	(19.45)	(20.56)	(23.25)	(23.83)	(25.35)	(21.41)	(21.93)	(22.83)	(22.55)	(20.46)	(22.15)	(22.62)	(266.38)
Financiamiento:													
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	24.88	11.69	9.21	6.71	7.92	5.86	6.22	7.08	7.16	5.71	7.36	7.83	107.63
Aporte del Gobierno para Inversiones	2.02	3.57	3.25	3.06	2.30	2.30	2.30	1.16	1.17	1.54	0.78	0.00	23.46
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	3.91	3.78	4.40	4.59	4.65	4.57	4.50	4.81	4.56	4.66	4.36	4.61	53.41
Sub-Total	30.81	19.03	16.87	14.36	14.88	12.74	13.02	13.05	12.89	11.91	12.50	12.44	184.49
Superavit (Déficit) con Financiamiento	11.36	(1.53)	(6.38)	(9.46)	(10.47)	(8.67)	(8.92)	(9.78)	(9.66)	(8.55)	(9.65)	(10.17)	(81.89)
Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	

Cuadro No. 11
Déficit Total Programado de la Empresa Distribuidora del Este (EdeEste)
Enero – Diciembre 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Proyección Enero - Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos													
Cobro por venta de Energía No PRA	24.74	22.53	23.99	23.16	25.78	26.48	26.36	28.65	25.67	29.20	29.91	30.06	316.52
Cobro por Gestión de Energía PRA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos Financieros	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
Cobro por servicios de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.00	0.15	0.00	0.05	1.12	0.11	0.00	0.88	0.62	1.14	1.10	1.07	6.26
Sub-Total	24.75	22.68	23.99	23.20	26.90	26.59	26.36	29.53	26.30	30.34	31.01	31.13	322.79
Egresos													
Gastos Operativos	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	4.08	49.00
Compra de Energía	38.27	33.88	38.43	37.26	39.80	39.96	39.54	41.17	37.41	41.47	40.36	40.92	468.47
Intereses por Atraso	1.25	1.78	1.78	1.33	0.42	1.53	0.81	0.00	0.33	1.75	1.76	1.76	14.50
Inversiones	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	30.00
Pago UERS-PRA proporción de Energía PRA (48%)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos Financieros	0.03	0.00	0.06	0.07	0.03	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.22
Pago Acuerdo Palamara	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.12	0.23	0.33	0.32	0.22	0.17	0.34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.73
Sub-Total	46.24	42.47	47.18	45.56	47.06	48.28	47.28	47.75	44.33	49.80	48.70	49.26	563.91
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(21.49)	(19.79)	(23.19)	(22.35)	(20.16)	(21.69)	(20.92)	(18.22)	(18.03)	(19.45)	(17.69)	(18.13)	(241.12)
Financiamiento:													
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	40.00	10.20	4.84	4.04	2.65	3.59	3.15	2.81	3.47	3.06	2.77	3.10	83.67
Aporte del Gobierno para Inversiones	2.02	3.57	3.25	3.06	2.30	2.30	2.30	1.16	1.17	1.54	0.78	0.00	23.46
Aportes del Gobierno para el Pago Energía PRA	6.45	5.13	5.77	5.78	6.27	6.20	6.21	5.75	5.11	5.94	5.71	6.02	70.34
Sub-Total	48.48	18.89	13.87	12.88	11.22	12.09	11.65	9.72	9.74	10.55	9.26	9.12	177.46
Superavit (Déficit) con Financiamiento	26.98	(0.90)	(9.32)	(9.48)	(8.95)	(9.59)	(9.27)	(8.50)	(8.29)	(8.91)	(8.43)	(9.01)	(63.66)
Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000

Como se puede apreciar, los cobros mejoran significativamente en cada mes del año 2008, con respecto a cada mes del año 2007, lo que tiene un impacto positivo en cuanto a los aportes del Gobierno requeridos para cubrir el déficit generado por el margen de compra/venta de energía.

Cuadro No. 12
Déficit Total Programado de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)
Enero – Diciembre 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Programado Enero-Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos:													
Venta de Energía y Potencia IPP'S	29.28	26.44	29.28	22.27	23.27	25.93	3.43	7.47	10.32	10.66	9.29	9.99	207.64
Ingresos 48% PRA	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	12.00
Renegociacion de Contrato Palamara-La Vega (Cesión de Crédito)	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.35
Por Compensacion Peaje (Palamara)	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	0.58	6.92
Ingresos Préstamo por Cuenta Palamara	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	5.68
Para Compensacion Peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Aportes Empresa de HIDROELECTRICA	6.95	3.88	3.70	6.07	6.33	8.86	7.40	7.85	5.40	6.79	5.80	7.79	76.82
Aportes Empresa de TRANSMISION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.34	0.38	0.40	0.52	0.55	2.52	4.76
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ingresos por Transferencias	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	1.68
Sub-Total	38.81	32.91	35.56	30.92	32.18	37.43	13.35	17.89	18.31	20.17	17.83	22.49	317.84
Gastos:													
Gastos Operativos	2.62	3.40	3.38	2.17	3.65	2.23	3.82	3.57	2.94	3.39	2.49	6.03	39.67
Compra de Energía	48.59	43.41	48.02	38.14	39.73	42.54	17.52	20.29	22.25	22.82	21.79	22.29	387.39
Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pago deuda a través de peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos por Compensaciones	0.85	2.32	2.28	0.01	2.80	0.13	3.10	2.63	1.45	2.30	0.62	3.20	21.70
Egresos por Transferencias	0.07	0.20	0.20	0.00	0.24	0.01	0.27	0.23	0.13	0.20	0.05	0.28	1.88
Egresos Linea de Credito Banreservas (Palamara)	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	0.47	5.68
Pago a San Felipe	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	4.00
Pagos a los Toros	0.26	0.71	0.70	0.00	0.86	0.04	0.95	0.81	0.45	0.71	0.19	0.98	6.67
Pagos Préstamo Pinalito	2.08	2.40	2.39	1.90	2.50	1.92	2.57	2.47	2.21	2.39	2.02	0.70	25.53
Terrenos de Plantas a Carbón	0.28	0.77	0.76	0.00	0.93	0.04	1.03	0.87	0.48	0.76	0.21	1.06	7.20
Otros	0.44	1.19	1.17	0.01	1.43	0.07	1.58	1.35	0.74	1.17	0.32	1.64	11.10
Sub-Total	56.00	55.21	59.69	43.04	52.95	47.80	31.64	33.02	31.46	34.54	28.49	36.98	510.82
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(17.19)	(22.30)	(24.13)	(12.12)	(20.76)	(10.37)	(18.29)	(15.13)	(13.15)	(14.37)	(10.67)	(14.49)	(192.98)
Financiamiento:													
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	0.00	17.11	14.81	8.26	14.18	7.77	8.40	6.54	4.74	5.97	4.32	3.51	95.58
Crédito Externo para Inversiones	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	74.03
Inversiones con recursos externos	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(6.17)	(74.03)
Sub-Total	0.00	17.11	14.81	8.26	14.18	7.77	8.40	6.54	4.74	5.97	4.32	3.51	95.58
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(17.19)	(5.20)	(9.33)	(3.86)	(6.58)	(2.60)	(9.89)	(8.59)	(8.41)	(8.41)	(6.35)	(10.98)	(97.39)
Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	36.0000	

Cuadro No. 13
Flujo de Caja Programado Anual Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)
Año 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Programado Enero-Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos:													
Cobro Directo de Peaje	3.76	3.91	3.92	3.73	3.87	3.99	4.28	4.32	4.34	4.47	4.49	6.99	52.06
Compensación de Peaje Pignorado (CDEEE)	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81	21.70
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	5.57	5.71	5.73	5.54	5.67	5.80	6.09	6.13	6.15	6.27	6.30	8.80	73.75
Egresos:													
Gastos Operativos	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	1.96	23.54
Inversiones con Recursos Propios	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	17.82
Egresos Financieros	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	4.68
Pago deuda a través de peaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos por Transferencias	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.56
Egresos Linea de Credito Banreservas (Palamara)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Otros	1.68	1.83	1.85	1.66	1.79	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	2.40	22.41
Sub-Total	5.57	5.71	5.73	5.54	5.67	5.75	5.75	5.75	5.75	5.75	5.75	6.28	69.00
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.34	0.38	0.40	0.52	0.55	2.52	4.76
Financiamiento:													
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	0.99	4.28	3.13	6.00	1.90	3.30	1.32	3.04	3.28	2.11	1.98	1.68	33.03
Egreso Crédito Externo para Inversiones	(0.99)	(4.28)	(3.13)	(6.00)	(1.90)	(3.30)	(1.32)	(3.04)	(3.28)	(2.11)	(1.98)	(1.68)	(33.03)
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Superavit (Déficit) con Financiamiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.34	0.38	0.40	0.52	0.55	2.52	4.76

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000

Cuadro No. 14
Flujo de Caja Programado Anual Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID)
Año 2008
(Valores en millones de US\$)

DESCRIPCION	Programado Enero-Diciembre 2008												Total General
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
Ingresos:													
Venta de Energía y Potencia Hidroeléctricas	14.88	11.81	11.64	14.00	14.26	16.80	15.33	15.78	13.33	14.72	13.73	15.72	172.02
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	14.88	11.81	11.64	14.00	14.26	16.80	15.33	15.78	13.33	14.72	13.73	15.72	172.02
Egresos:													
Gastos Operativos	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	21.55
Inversiones con Recursos Propios	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	3.64	43.73
Pago Peaje de Transmisión	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	1.11	13.33
Egresos Financieros	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	6.26
Egresos por Compensaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos por Transferencias	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.92
Otros	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	9.41
Sub-Total	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	7.93	95.20
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	6.95	3.88	3.70	6.07	6.33	8.86	7.40	7.85	5.40	6.79	5.80	7.79	76.82
Financiamiento:													
Ingresos Crédito Externo para Inversiones	4.22	5.50	4.94	4.16	4.38	3.73	2.50	2.34	2.28	2.28	2.40	2.28	41.00
Egreso Crédito Externo para Inversiones	(4.22)	(5.50)	(4.94)	(4.16)	(4.38)	(3.73)	(2.50)	(2.34)	(2.28)	(2.28)	(2.40)	(2.28)	(41.00)
Sub-Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Superavit (Déficit) con Financiamiento	6.95	3.88	3.70	6.07	6.33	8.86	7.40	7.85	5.40	6.79	5.80	7.79	76.82

Tipo de Cambio (US\$/RD\$) de referencia 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000 36.0000

Para alcanzar un nivel financiero más sustentable del Sector Eléctrico, la estrategia fundamental descansa en los siguientes aspectos:

En el sector de Distribución:

Implementar una agresiva política de incremento de ingresos por parte de las Empresas Distribuidoras, a través de una reducción de las pérdidas del sector e incremento en los niveles de cobranzas;

Garantizar un suministro de energía equivalente al 85% de la demanda máxima;

Optimizar los gastos operacionales de las Empresas Distribuidoras;

Desarrollar un plan de inversión en las Empresas Distribuidoras, a los fines de disminuir las pérdidas y aumentar las cobranzas;

Procurar precios de compra de energía más razonables;

Moratoria en la amortización de la deuda con las Empresas Generadoras;

Mejorar la calidad del servicio a los consumidores en general y a los consumidores contemplados en el PRA;

Implementar un plan coherente de electrificación rural y suburbana.

Desmante Progresivo del PRA.

Mejoría de las redes de distribución.

En el sector de Transmisión:

Mantener un sistema de transmisión en condiciones satisfactorias;

Controlar los costos operativos;

Priorizar un programa de inversiones para fortalecer y reducir las pérdidas del sistema.

En el sector de Generación:

Optimizar los costos de la generación de energía;

Continuar la ejecución de los proyectos hidroeléctricos en desarrollo;

Contratación y lanzamiento de nuevos proyectos, incluyendo las centrales a carbón, plantas hidroeléctricas y de energía renovables, siempre y cuando las obligaciones financieras sean sustentables;

Renegociar los contratos de compra de energía.

Otras medidas de corto plazo incluyen:

Política Comunicacional del Gobierno;

Política Institucional para mejorar el funcionamiento del sector;

Política Tarifaria;

Continuación de un comité de monitoreo de alto nivel del sector eléctrico a cargo de monitorear la implementación del plan integral del sector eléctrico trimestralmente; además la CDEEE continuará elaborando el monitoreo mensual para ser entregado los días 21 de cada mes al FMI, Banco Mundial y otras instituciones.

I.- SECTOR DISTRIBUCIÓN

El área de distribución, bajo la administración de las Empresas Distribuidoras EdeNorte, EdeSur y EdeEste, esta dividida en sectores comercialmente gestionables y en sectores de interés principalmente social, constituidos por barrios carenciados bajo la administración del Programa de Reducción de Apagones (PRA).

Se están realizando los acuerdos para continuar en el 2008 con un desmonte del 25% de los sectores del Programa de Reducción de Apagones (PRA) dividido entre EdeNorte, EdeSur y EdeEste.

Metas de Suministro de Energía

La recuperación financiera del sector está íntimamente ligada a un conveniente suministro de electricidad. En este sentido, la estrategia fundamental consiste en mantener un suministro de no menos de un 85% de la demanda máxima de electricidad. Este moderado racionamiento permitirá reducir los costos operativos de las empresas de distribución. Por tal motivo, las interrupciones del suministro estarán asignadas en función de los índices de pagos de los sectores. Los sectores que más paguen recibirán menores tiempos programados de interrupción.

Los sectores cuyos circuitos posean niveles de cobranzas de 90% a 100%, obtendrán una clasificación "A", y recibirán, en la medida de lo posible, un suministro sin interrupciones. Los sectores, cuyos circuitos presenten niveles de cobranzas de 65% a 90%, serán considerados "B", y recibirán, en la medida de lo posible, un suministro con interrupciones programadas de unas 3 horas al día.

Los consumidores, pertenecientes a sectores cuyos circuitos tengan niveles de cobranzas entre 52% a 65%, serán clasificados "C", y recibirán interrupciones de unas 6 horas al día. Los consumidores, pertenecientes a circuitos con niveles de cobranzas inferiores al 52%, serán clasificados "D", y recibirán unas 6 horas de interrupciones, como se presenta en el Cuadro No. 15.

Cuadro No. 15
Niveles de Pérdidas e Interrupciones Programadas

Clases de Circuito	Cobranzas	Horas de Servicio
Circuitos A	91% a 100%	24
Circuitos B	66% a 90%	21
Circuitos C	52% a 65%	18
Circuitos D	Menos de 52%	18

Cuadro No. 16
Cantidad de Clientes Facturados y Proyección para el año 2008

Empresa	Clientes		
	Existentes	Proyección año 2008	Total al cierre del año 2008
EdeNorte	554,661	60,000	614,661
EdeSur	294,299	53,088	347,387
EdeEste	308,900	36,548	345,448
Total	1,157,860	149,636	1,307,496

Para adecuar el plan de suministro escalonado, la Superintendencia de Electricidad (SIE), deberá emitir una declaración de racionamiento a los fines de permitir a las Empresas Distribuidoras un adecuado control de la demanda, suministrando la energía en función de la estrategia de cobranzas establecida.

AUMENTO DE CIRCUITOS A CLASES SUPERIORES

Los criterios de clasificación de circuitos han ido mejorándose en las Empresas Distribuidoras, al no sólo clasificar con circuito clase "A" los exclusivos, sino bajo una relación entre la venta y la cobranza RD\$ o su equivalente en pérdidas de energía.

Con las inversiones proyectadas por las Empresas Distribuidoras se propone incrementar los circuitos a clases superiores, con lo que se permitiría que un gran número de clientes se beneficien con un servicio eléctrico las 24 horas del día al pasar a clase "A", y que clientes que pertenecían a los circuitos clase "D" y "C" con 10 horas de interrupción diaria se les reduzca a 6 horas.

Cantidad de Circuitos Actuales de acuerdo a su Clasificación:

Cuadro No. 17
Cantidad de Circuitos Actuales por Clasificación

Empresa Distribuidora	Clasificación de Circuitos				Total Circuitos
	A	B	C	D	
EdeSur	89	14	72	-----	175
EdeEste	70	21	18	70	179
EdeNorte	94	10	13	59	176
Total	253	45	103	129	530

Reclasificación de Circuitos:

EdeNorte

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte plantea reclasificar los siguientes circuitos:

Un incremento de 10 circuitos a clase "A" al reclasificar 10 clase "B", los cuales contarían con servicio 24 horas.

EdeSur

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur plantea dentro de su reclasificación de circuitos las siguientes medidas:

Se están llevando a cabo acciones de reordenamiento de las redes en los circuitos de clasificación "B" que pasarán al Ranking "A", que serían un total de 9 circuitos, con lo cual la parte de difícil gestión pasará a circuitos colindantes que quedarán en clasificación "B" o clasificación "C".

EdeEste

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este plantea dentro de su reclasificación de circuitos la normalización de cuatro subestaciones con lo que se transferirían 8 circuitos a clasificación "A", los cuales contarían con servicio 24 horas.

METAS EN TÉRMINOS DE CALIDAD DE SERVICIO

Durante el presente año continuando con el modelo de mejora de la calidad de suministro, se han establecido mejoras de la infraestructura en las redes eléctricas para permitir una mejor gestión de reducción de pérdidas, así como, el sostenimiento a través de la gestión comercial, como son las que detallamos a continuación:

- Se instalarán Capacitores en las redes, con lo cual se mejorará el perfil de tensión a nuestros clientes, además de una mejora en la continuidad de la energía por la descarga de energía de las redes por esta causa.
- Se ha presupuestado una mayor partida para las actuaciones de Poda en las Redes, con lo cual se reduce la posibilidad de averías por esta causa.
- Reducción del tiempo de resolución de averías, ya que hemos implementado un programa de adiestramiento del personal en el manejo y uso de las herramientas de trabajo y de seguridad.

- Se ha implementado un programa de Mantenimiento Preventivo y Predictivo, con lo cual se corrigen y normalizan puntos de posibles averías.
- Se han presupuestado inversiones en Interruptores telecontrolados y autoseccionadores para ser instalados en la Red de Media Tensión, con lo cual se identifican más rápidamente las averías.
- Se está trabajando en un programa de desdoble de circuitos con la instalación de nuevos interruptores, con lo cual se hace una mejor distribución de la carga y una adecuación de la potencia que manejan los circuitos de la Red de Media Tensión.
- Instalación de Sistema de Automatización en Subestaciones, con lo cual se logra agilidad en las operaciones para la resolución de las averías.
- Inspecciones Control y Seguimiento de detección de hurtos e irregularidades.
- (Desmantelamiento, Reinstalaciones, Suspensiones y Reconexiones).
- Adecuación y normalización de clientes sin medidor, caja portamedidor, con acometida deteriorada.
- Captación o contratación de nuevos clientes.
- Balances de carga en los transformadores y la red de BT.
- Protecciones anti-hurto y adecuación de bajantes para transformadores.
- Adecuaciones menores en las redes de MT.
- Lecturas para balances por sectores o balances de contraste y nuevas Instalaciones de macromedición para balances por sectores o bloques de consumo.
- Adecuación, rehabilitación o construcción de redes de BT y MT (conforme especificaciones particulares del proyecto).
- Normalización luminarias públicas.
- Clientes sin red dentro de zonas efectivamente servidas.

Indicadores de Gestión de las Empresas Distribuidoras

A los fines de lograr la mayor comprensión y colaboración de la ciudadanía, las Empresas Distribuidoras deberán elaborar un adecuado programa de interrupciones del suministro, en el cual las rotaciones de circuitos se realicen de la manera más equitativa y justa posible. La SIE deberá aprobar estos programas y supervisar su cumplimiento.

Con miras al ordenamiento del sector, la Superintendencia de Electricidad, mediante la ejecución del proyecto de Fortalecimiento Institucional, financiado por el Banco Mundial, implementará un sistema de Contabilidad Regulatoria a los fines de fiscalizar el desempeño de la gestión de las Empresas Distribuidoras, en lo concerniente a temas de carácter regulatorio.

Considerando el plan de suministro, los cuadros siguientes presentan las metas de energía total a retirar por Empresa Distribuidora.

Cuadro No. 18
Energía Total a Retirar por las Empresas Distribuidoras
(Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	265.98	287.90	264.81	818.68
Feb	250.87	269.00	230.27	750.14
Mar	290.24	318.46	272.69	881.39
Abr	288.02	330.54	261.56	880.13
May	284.83	337.30	284.68	906.82
Jun	277.41	328.38	281.98	887.77
Jul	266.92	322.30	281.12	870.34
Ago	275.46	344.84	293.84	914.15
Sep	258.95	327.47	264.85	851.27
Oct	266.81	334.12	295.95	896.88
Nov	256.62	311.68	280.31	848.62
Dic	267.88	330.94	290.22	889.05
TOTAL	3,250.00	3,842.94	3,302.29	10,395.22

Cuadro No. 19
Energía Total a Retirar por las Empresas Distribuidoras
Áreas No PRA
 (Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	251.35	253.35	205.28	709.98
Feb	237.07	236.72	183.82	657.61
Mar	274.28	280.24	218.06	772.58
Abr	272.18	290.88	207.46	770.51
May	269.17	296.83	224.93	790.93
Jun	262.15	288.97	223.66	774.79
Jul	252.24	283.63	222.28	758.14
Ago	260.31	303.46	239.12	802.89
Sep	244.71	288.17	216.62	749.50
Oct	252.13	294.02	239.39	785.54
Nov	242.51	274.28	227.44	744.22
Dic	253.15	291.23	233.29	777.67
TOTAL	3,071.25	3,381.79	2,641.35	9,094.38

Cuadro No. 20
Energía Total a Retirar por las Empresas Distribuidoras
Áreas PRA
 (Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	14.63	34.55	59.52	108.70
Feb	13.80	32.28	46.45	92.53
Mar	15.96	38.21	54.63	108.81
Abr	15.84	39.67	54.11	109.61
May	15.67	40.48	59.75	115.89
Jun	15.26	39.41	58.32	112.98
Jul	14.68	38.68	58.84	112.20
Ago	15.15	41.38	54.72	111.25
Sep	14.24	39.30	48.23	101.77
Oct	14.67	40.09	56.56	111.33
Nov	14.11	37.40	52.88	104.39
Dic	14.73	39.71	56.93	111.37
TOTAL	178.75	461.15	660.94	1,300.84

Cuadro No. 21
Energía Total A Facturar Por Las Empresas Distribuidoras
Áreas No PRA
 (Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	164.66	185.31	141.73	491.70
Feb	165.60	181.18	128.97	475.74
Mar	157.27	177.52	133.25	468.04
Abr	179.85	208.14	133.57	521.56
May	175.17	200.29	144.29	519.75
Jun	178.89	222.89	149.66	551.45
Jul	178.78	200.22	154.82	533.82
Ago	179.41	212.19	169.69	561.29
Sep	186.49	208.43	147.43	542.35
Oct	176.58	211.22	167.82	555.61
Nov	183.25	200.03	175.53	558.81
Dic	177.52	202.64	172.65	552.81
TOTAL	2,103.47	2,410.06	1,819.41	6,332.94

Cuadro No. 22
Energía Total a Retirar por la CDEEE a los Productores Privados Independientes
(IPP's)
 (Valores en GWh)

	Smith & Enron	CESPM	Total
Enero	88.79	155.10	243.89
Febrero	80.20	140.09	220.29
Marzo	88.79	155.10	243.89
Abril	85.92	99.57	185.50
Mayo	88.79	105.07	193.86
Junio	85.92	130.09	216.01
Julio	28.64	0.00	28.64
Agosto	62.15	0.00	62.15
Septiembre	85.92	0.00	85.92
Ocubre	88.79	0.00	88.79
Noviembre	77.33	0.00	77.33
Diciembre	83.06	0.00	83.06
Total	944.31	785.03	1729.34

Plan de Reducción de Pérdidas

El Plan de Reducción de Pérdidas de las Empresas Distribuidoras es la pieza fundamental de la recuperación financiera del sector. A estos fines, las Empresas Distribuidoras han sometido sus planes integrales de reducción de pérdidas, así como los de incremento de sus índices de cobranzas.

Estos planes señalan acciones precisas para enfrentar el fraude y las conexiones ilegales con la aplicación de la Ley No. 186-07. Los mismos consideran programas masivos de inspecciones industriales e instalación de mediciones remotas, así como la captación de nuevos clientes residenciales y campañas de comunicación. Los índices mensuales proyectados del 2008, se pueden resumir de manera consolidada en el cuadro No. 23.

Para tales fines, la SIE ha establecido una Mesa de Coordinación con la Procuraduría General de la República, DIGENOR y las Empresas Distribuidoras, para encaminar las acciones necesarias para lograr la implementación de las modificaciones realizadas a la Ley General de Electricidad, en lo relativo a la criminalización del hurto de electricidad.

Entre las acciones que se han identificado se pueden mencionar:

- Firma de un acuerdo entre las EDES y DIGENOR para traspasar los laboratorios de medida contemplados por la Ley 186-07.
- Reglamentación Telemida por resolución de la SIE.
- Reglamentación mecanismos y procedimientos para la implementación del servicio prepago por resolución de la SIE.
- Establecimiento de un programa de sustitución de medidores ciclométricos por parte de las EDES.
- Formación y preparación de Brigadas Antifraudes por parte de la SIE y la Procuraduría General Adjunta del Sector Eléctrico.

En relación a este tema, la SIE emitió las resoluciones SIE-83-2007 y SIE-01-2008, que ponen en vigencia la Tabla Homologada de Consumos y el Reglamento para Revisiones de Suministros y para el Tratamiento de Reclamaciones y Denuncias de Fraude en la Relación Empresas Distribuidoras-Usuarios, respectivamente.

Cuadro No. 23
Plan de Reducción de Pérdidas en Áreas No PRA

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Promedio
Ene	34.49%	26.86%	30.96%	30.77%
Feb	30.15%	23.46%	29.84%	27.82%
Mar	42.66%	36.65%	38.90%	39.40%
Abr	33.92%	28.44%	35.61%	32.66%
May	34.92%	32.52%	35.85%	34.43%
Jun	31.76%	22.87%	33.09%	29.24%
Jul	29.12%	29.41%	30.35%	29.63%
Ago	31.08%	30.08%	29.04%	30.06%
Sep	23.79%	27.67%	31.94%	27.80%
Oct	29.97%	28.16%	29.90%	29.34%
Nov	24.44%	27.07%	22.82%	24.78%
Dic	29.88%	30.42%	25.99%	28.76%
Prom.	31.35%	28.63%	31.19%	30.39%

Las Empresas Distribuidoras someterán el día 15 de cada mes un cuadro comparativo de las pérdidas y los niveles de cobranzas mensuales, en relación a lo programado, que incluya explicaciones y, eventualmente, medidas correctivas.

Para complementar al Plan de Reducción de Pérdidas, las Empresas Distribuidoras han establecido un programa de aumento de las cobranzas distribuido según se puede ver en el cuadro No. 24:

Cuadro No. 24
Índices de Cobranzas en Áreas No PRA

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Promedio
Ene	87.98%	90.36%	97.00%	91.78%
Feb	91.34%	83.54%	96.00%	90.29%
Mar	91.51%	98.34%	98.00%	95.95%
Abr	93.19%	88.17%	95.00%	92.12%
May	93.41%	90.45%	98.00%	93.95%
Jun	90.52%	87.92%	98.00%	92.15%
Jul	93.68%	94.48%	96.00%	94.72%
Ago	92.36%	94.65%	96.00%	94.34%
Sep	91.12%	90.65%	98.00%	93.26%
Oct	94.20%	97.03%	98.00%	96.41%
Nov	89.95%	90.17%	96.00%	92.04%
Dic	96.13%	95.14%	98.00%	96.42%
Prom.	92.12%	91.74%	97.00%	93.62%

Cuadro No. 25
Monto a Facturar por las Empresas Distribuidoras Zonas No PRA
 (Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	27.88	36.07	25.50	89.45
Feb	27.14	35.30	23.47	85.90
Mar	25.62	34.84	24.48	84.94
Abr	29.35	40.76	24.38	94.49
May	28.56	38.95	26.30	93.81
Jun	29.61	43.35	27.02	99.98
Jul	29.80	39.25	27.46	96.51
Ago	30.22	41.59	29.84	101.65
Sep	31.41	40.58	26.20	98.19
Oct	29.74	41.41	29.80	100.95
Nov	30.33	38.98	31.15	100.46
Dic	28.94	39.42	30.67	99.03
TOTAL	348.59	470.49	326.27	1,145.36

Cuadro No. 26
Monto a Cobrar por las Empresas Distribuidoras Zonas No PRA
 (Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	24.53	32.60	24.74	81.86
Feb	24.79	29.49	22.53	76.80
Mar	23.44	34.26	23.99	81.69
Abr	27.35	35.94	23.16	86.45
May	26.68	35.23	25.78	87.68
Jun	26.80	38.11	26.48	91.39
Jul	27.92	37.08	26.36	91.37
Ago	27.91	39.36	28.65	95.92
Sep	28.62	36.78	25.67	91.08
Oct	28.02	40.18	29.20	97.40
Nov	27.28	35.15	29.91	92.34
Dic	27.82	37.50	30.06	95.38
TOTAL	321.16	431.68	316.52	1,069.37

Con estos valores y los de Reducción de Pérdidas, se logra establecer el índice del Cash Recovery Index (CRI), por medio del cual se evalúa el desempeño de las Empresas Distribuidoras. Para el año 2008 se tienen los siguientes valores:

Cuadro No. 27
Índices de Recuperación de Efectivo (CRI) en Áreas No PRA

	Edenorte		EdeSur		EdeEste		Promedio	
	Mensual	Semestral	Mensual	Semestral	Mensual	Semestral	Mensual	Semestral
Enero	57.64%	55.73%	66.09%	62.42%	66.97%	61.63%	63.54%	59.92%
Febrero	63.80%	57.31%	63.94%	63.70%	67.35%	62.43%	65.18%	61.05%
Marzo	52.47%	56.76%	62.29%	64.19%	59.88%	62.17%	58.14%	60.89%
Abril	61.58%	57.31%	63.09%	63.34%	61.17%	61.54%	62.03%	60.48%
Mayo	60.79%	58.24%	61.04%	63.14%	62.87%	62.55%	61.60%	60.99%
Junio	61.77%	59.57%	67.81%	64.00%	65.58%	63.87%	65.20%	62.09%
Julio	66.40%	60.99%	66.69%	64.14%	66.87%	63.90%	66.66%	62.59%
Agosto	63.66%	61.01%	66.18%	64.53%	68.13%	64.18%	65.98%	62.83%
Septiembre	69.44%	63.83%	65.56%	65.05%	66.70%	65.29%	67.33%	64.24%
Octubre	65.97%	64.58%	69.71%	66.16%	68.70%	66.52%	68.12%	65.24%
Noviembre	67.97%	68.51%	65.76%	66.97%	74.09%	68.37%	69.34%	66.50%
Diciembre	67.41%	66.76%	66.20%	66.70%	72.53%	69.53%	68.69%	67.08%
Promedio	63.24%	60.66%	65.36%	64.53%	66.74%	64.33%	65.17%	62.83%

Optimización de los Gastos Operacionales de las Empresas Distribuidoras

El control de los costos operativos de las Empresas Distribuidoras es crítico para la recuperación financiera del sector. La reducción de los costos o por lo menos mantener sus niveles actuales, acompañada del crecimiento de las ventas puede contribuir a mejorar los resultados financieros de las mismas. A estos fines, las empresas han sometido sus planes integrales de reducción de costos operativos.

El Cuadro No. 28 presenta el aporte del Gobierno de los gastos operativos proyectados para 2008, por Empresa Distribuidora.

Cuadro No. 28
Gastos Operacionales Año 2008
(Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	5.00	5.17	4.08	14.25
Feb	5.00	5.17	4.08	14.25
Mar	5.00	5.17	4.08	14.25
Abr	5.00	5.17	4.08	14.25
May	5.00	5.17	4.08	14.25
Jun	5.00	5.17	4.08	14.25
Jul	5.00	5.17	4.08	14.25
Ago	5.00	5.17	4.08	14.25
Sep	5.00	5.17	4.08	14.25
Oct	5.00	5.17	4.08	14.25
Nov	5.00	5.17	4.08	14.25
Dic	5.00	5.17	4.08	14.25
TOTAL	60.00	62.00	49.00	171.00

Así como para el Plan de Reducción de Pérdidas, las Empresas Distribuidoras someterán el día 15 de cada mes un cuadro comparativo de los costos operativos, sus planes de negocios y los índices operativos esperados a los fines de que el Comité de Monitoreo y la Unidad de Análisis Financiero Administrativo puedan dar un adecuado seguimiento al desempeño financiero de las mismas.

El Acuerdo General con las Empresas Generadoras, Distribuidoras y CDEEE

El Comité de Recuperación preparará un nuevo Acuerdo General para el año 2008 entre las Empresas Generadoras, las Distribuidoras y la CDEEE, que incluirá un nivel estable y aceptable del suministro de energía, la moratoria temporal sobre el pago del capital no corriente de la deuda congelada 2004-2006 cortada al 31 de diciembre del año 2007 y el pago de intereses de la misma. Este nuevo Acuerdo será de conformidad con el Plan de Reestructuración de Deudas que prepara el Gobierno.

Calidad del Servicio al Público

Las Empresas Distribuidoras han incluido en sus planes para el año 2008, una serie de medidas que permitirán desarrollar en los clientes un ambiente de satisfacción con el servicio que éstas brindan. Entre esas medidas están:

- Apertura de nuevos puntos de servicio;
- Acondicionamiento de Oficinas Comerciales actuales;
- Optimización de las facilidades para el pago de las facturas;
- Reducción del tiempo de atención a clientes;
- Mejora en la atención personalizada al cliente.
- Optimización de distribución de facturas.

A los fines de garantizar un adecuado nivel de calidad en el servicio prestado por las Empresas de Distribución y cumplir con las exigencias previstas por la Ley General de Electricidad y el Reglamento de Aplicación de la misma, la SIE emitirá las medidas normativas necesarias para el cumplimiento de las referidas disposiciones. A tal efecto, la SIE definirá los indicadores y estándares que deberán cumplir dichas empresas para garantizar los niveles mínimos de calidad que deben ser garantizados a los usuarios. El control de esto se hará de forma gradual, en función de los planes de recuperación de las empresas, y con niveles de exigencias mayores a lo largo de tiempo, por lo cual se contemplarán diferentes etapas en su implementación. Entre los aspectos a controlar están:

- Tiempo de habilitación de nuevos suministros;
- Tiempo de reconexión de suministros suspendidos por falta de pago;
- Tiempo de respuesta de los reclamos;
- Tiempo de atención a clientes en oficinas comerciales;
- Programa de interrupciones de suministro;
- Frecuencia y duración de las interrupciones.

Electrificación Rural y Suburbana y Programa de Reducción de Apagones (UERS-PRA)

Dentro de la política social del Gobierno uno de sus principales objetivos es mejorar la calidad de vida de los barrios carenciados. El suministro confiable de energía contribuye a ello y al mismo tiempo facilita el desarrollo económico, la seguridad ciudadana en horas de la noche, así como la educación nocturna. Adicional a esto, estimula las actividades deportivas y de esparcimiento de los ciudadanos, con lo que se reduce la delincuencia y la drogadicción.

A través de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) y el Programa de Reducción de Apagones (PRA), el Gobierno se propone continuar una serie de proyectos individuales que permitan llevar la energía eléctrica a comunidades aisladas, a los fines de mejorar la calidad de vida de sus habitantes en coordinación con las Empresas Distribuidoras, con lo cual se garantice un suministro confiable, al menor precio posible para el año 2008, que permitirá desarrollar en los usuarios un ambiente de satisfacción con el servicio que se brinda.

Los Proyectos programados para el año 2008 ascienden a un monto de 6,399.07 millones de Pesos, que serán financiados por la CDEEE, se presentan a continuación:

Cuadro No. 29
Proyectos de Electrificación Rural y Suburbana para el año 2008
(Valores en RD\$)

UNIDAD DE ELECTRIFICACION RURAL Y SUB-URBANA - UERS	5,989,895,616.00
SERVICIOS DE ELECTRIFICACION	2,970,548,447.29
PROYECTO ELECTRIFICACION RURAL Y SUB-URBANA	3,019,347,168.71
RESUMEN R. DISTRITO NACIONAL Y PROVINCIAS STO. DGO.	796,344,374.31
ELECTRIFICACION DAJABON	13,496,248.54
ELECTRIFICACION MONTE CRISTI	63,711,230.91
ELECTRIFICACION SANTIAGO RODRIGUEZ	14,937,658.91
ELECTRIFICACION VALVERDE MAO	66,112,972.99
ELECTRIFICACION LA VEGA	237,654,666.67
ELECTRIFICACION MONSEÑOR NOUEL	17,425,012.31
ELECTRIFICACION SANCHEZ RAMIREZ	31,221,877.85
ELECTRIFICACION ESPAILLAT	19,091,033.29
ELECTRIFICACION PUERTO PLATA	15,115,163.45
ELECTRIFICACION SANTIAGO	154,242,822.03
ELECTRIFICACION DUARTE	171,624,236.86
ELECTRIFICACION MARIA TRINIDAD SANCHEZ	54,276,450.43
ELECTRIFICACION SALCEDO	11,285,936.35
ELECTRIFICACION SAMANA	10,911,486.60
ELECTRIFICACION EL SEYBO	22,962,013.37
ELECTRIFICACION HATO MAYOR	44,691,230.70
ELECTRIFICACION LA ALTAGRACIA	4,388,677.45
ELECTRIFICACION LA ROMANA	10,818,862.62
ELECTRIFICACION SAN PEDRO DE MACORIS	41,690,140.05
ELECTRIFICACION MONTE PLATA	57,456,742.24
ELECTRIFICACION SAN CRISTOBAL	88,458,579.18
ELECTRIFICACION SAN JOSE DE OCOA	10,915,915.79
ELECTRIFICACION PERAVIA	22,028,849.56
ELECTRIFICACION AZUA	114,090,335.38
ELECTRIFICACION SAN JUAN DE LA MAGUANA	22,413,206.37
ELECTRIFICACION BARAHONA	57,972,890.42
ELECTRIFICACION INDEPENDENCIA	7,192,928.80
ADQUISICION DE EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS, PARA MANTENIMIENTO DE PROYECTOS DE ILUMINACION A NIVEL NACIONAL (LUMINARIAS).	169,326,902.85
OBRAS DE ENERGIA POR ADMINISTRACION	100,800,000.00
PARA TERMINACION DE OBRAS DE AÑOS ANTERIORES	566,688,722.43

Cuadro No. 30
Proyectos para el Programa de Reducción de Apagones (Barrios PRA)
 (Valores en RD\$)

DENOMINACION DEL OBJETO DELGASTO	MUNICIPIO	APROPIACION AÑO (RD\$)
VALDESIA		
Elect. Com. Comatillo Al Medio (Atrás)	BAYAGUANA	4,989,576.99
Elect. Com. el Edén y las Flores	SAN CRISTOBAL	3,452,345.81
Elect. Com. Villa Mercedes y Villa María, Madre Vieja	SAN CRISTOBAL	4,923,345.43
		13,365,268.23
REGION ENRIQUILLO		
Elect. Comunidad la Bombita	AZUA	31,388,620.28
		31,388,620.28
REGION DISTRITO NACIONAL		
Elect. Com. Almirante Solares	STO DGO ESTE	3,135,138.25
Elect. Com. Campo Lindo, la Caleta, Boca Chica (2da. Etapa)	STO DGO ESTE	4,025,473.43
Elect. Com. de los Alcarrizos	STO DGO OESTE	88,123,703.90
Elect. Com. Eduardo Brito, los Alcarrizos	STO DGO OESTE	4,288,697.58
Elect. Com. el Caliche de Cristo Rey Peatonal, 51 Las Flores de Cristo Rey C/Nicolas de Ovando	STO DGO DN	3,271,286.90
Elect. Com. la Guayiga Km. 22, Aut. Duarte	STO DGO OESTE	4,916,346.37
Elect. Com. la Fe Villa Linda I, los Alcarrizos	STO DGO OESTE	3,801,460.05
Elect. Com. La Puya, Arroyo Hondo	STO DGO DN	3,052,969.85
Elect. Com. la Unión, la Esperanza	STO DGO OESTE	4,801,086.83
Elect. Com. los Coquitos, la Zurza	STO DGO DN	3,627,524.95
Elect. Com. Savica I los Alcarrizos	STO DGO OESTE	8,258,897.69
Elect. Com. Savica I, Santo Dgo. Oeste	STO DGO OESTE	928,813.46
Elect. Com. Savica II, Santo Dgo Oeste	STO DGO OESTE	1,224,245.99
Elect. Hato Nuevo los Alcarrizos	STO DGO OESTE	4,051,163.15
Elect. Sector los Girasoles II, Cristo Redentor	STO DGO OESTE	7,734,604.95
Electr. Com. de los Coquitos Engombe, D. N.	STO DGO DN	4,999,660.26
Electrificación Bo. Gualey	STO DGO DN	48,650,741.41
Electrificación Los Alcarrizos	STO DGO OESTE	127,984,320.59
		326,876,135.61
ZONA REGION NORCENTRAL		
Elect. Com. Hato Mayor, Santiago	SANTIAGO	19,000,000.00
Elect. Com. Nuevo (La Cacata), Tamboril, Santiago,	SANTIAGO	9,781,153.66
		28,781,153.66
ZONA ESTE		
Electrificación Comunidad Los Callejones Batey Jaguar	SAN P. DE MACORIS	831,351.57
Electrificación Barrio Buenos Aires	SAN P. DE MACORIS	7,935,786.37
		8,767,137.94
TOTAL		409,178,315.72

Con un financiamiento estimado en 121.80 millones de dólares del Banco Mundial, el BID y el Fondo OFID de la OPEP, la UERS-PRA se propone iniciar una serie de proyectos dirigidos a la Rehabilitación de las Redes de Distribución de Electricidad, de las Empresas Distribuidoras, incluyendo la identificación de sub-proyectos, sus costos y beneficios, focalización del componente social, el impacto ambiental, organización para la coordinación, administración y ejecución del proyecto, con los siguientes objetivos:

- Reducir las Pérdidas en las redes de distribución y así mejorar el Cash Recovery Index (CRI) de las Empresas Distribuidoras.
- Mejorar la Calidad del Servicio eléctrico a través del suministro de energía a los consumidores con la selección de un número determinado de circuitos.

El siguiente cuadro presenta un resumen de las inversiones a realizar para cada Empresa Distribuidora.

Cuadro No. 31
Inversiones en Recuperación de Pérdidas con Préstamo BM-BID-OPEP

Zona geográfica	Clientes servidos (miles)	Inversión total (US\$ millones)
EdeNorte		
Santiago	84	13.60
La Vega	52	12.80
Puerto Plata- Valverde	34	6.40
San Francisco	51	8.10
Total	221	40.90
EdeSur		
Santo Domingo	206	26.20
San Cristóbal	107	12.50
Azua	92	7.50
Barahona	46	3.30
San Juan	49	4.10
Total	500	53.60
EdeEste		
Santo Domingo	17	8.80
Santo Domingo Norte	14	4.00
Santo Domingo Este	17	9.10
El Seibo, La Romana, San Pedro de Macorís	19	4.40
Grandes Clientes (en toda el área de concesión)	0.728	1.00
Total	68	27.30
GRAN TOTAL	789	121.80

Programa de Desmonte y de Focalización del Subsidio a Barrios Carenciados por la Dirección General de la UERS-PRA.

Una de las principales distorsiones que heredó el Gobierno Dominicano que tomó posesión el 16 de agosto de 2004, fue el denominado Programa de Reducción de Apagones PRA, mediante el cual, a partir de los años 2002 y 2003, las Empresas Distribuidoras de Electricidad eludieron, de común acuerdo con el gobierno de entonces, su responsabilidad legal de asumir a plenitud la gestión comercial de sus respectivas zonas de concesión.

Mediante este programa quedaron prácticamente fuera de las zonas de concesión más de 400,000 familias del mercado de distribución y comercialización, las cuales, de conformidad con el proceso de capitalización llevado a cabo en 1999, debían ser gestionadas contractualmente por las Empresas Distribuidoras.

Este antecedente ha venido gravitando negativamente sobre el subsector eléctrico, en especial sobre el subsidio generalizado otorgado a esos consumidores, a pesar de los acuerdos que se han firmado cada año con las Empresas Distribuidoras, en el sentido de ir desmontando gradualmente los subsidios aplicados a estos barrios, en especial a los consumidores de alto consumo que no ameritan del auxilio del gobierno central.

En el año 2006 se estableció que aquellos usuarios de más de 700 a 1,000 KWh mensuales debían ser desmontados automáticamente por las Empresas Distribuidoras y ser pasados a la base de datos de sus clientes regulares.

Sin embargo, este mandato contractual no se cumplió y la situación del PRA ha venido acusando la siguiente evolución:

Evolución de Retiros de Energía Barrios PRA

Año	Energía Total Retirada GWh/Mes
2003	87.06 (Preliminar)
2004	62.36
2005	84.11
2006	97.32
2007	103.30

Ante este crecimiento, posiblemente alentado como una forma de producir un incremento del fraude eléctrico, se decidió, en el año 2007, producir un desmonte administrativo que alcanzara un mínimo de un 25% en las tres Empresas Distribuidoras, tal como se especificó en el Plan de Acción 2007. Este desmonte aspiraba a que, al final del mismo, el retiro de energía pasara de casi 100 GWh mensuales a un neto de 73.5 GWh luego del desmonte, todo ello dentro del Plan de Acción 2007.

En la práctica sólo se pudo ejecutar para todo el año un desmonte de un 25% en Edenorte y Edesur; y un 12.5% para EdeEste contado a partir del 1ro de julio de 2007.

Perspectivas para el año 2008

La Dirección General de la UERS-PRA tiene previsto para el año 2008, dar los pasos necesarios para iniciar un programa de focalización del subsidio generalizado. Ya se dispone de un censo de los Barrios PRA por consumidores y viviendas que recoge las principales variables socioeconómicas de los consumidores, que suman unos 480,000 en todo el país para un total de 2.4 millones de habitantes.

Se terminó un estudio de focalización encargado a una firma internacional, S y T Consulting, la cual presentó un conjunto de opciones de focalización debidamente evaluadas en cuanto a su impacto en el monto global del subsidio y su reducción gradual.

Asimismo, se solicitó el apoyo del Ordenador de los Fondos Europeos para el Desarrollo (ONFED), a los fines de que se disponga de un consultor internacional que asista a la UERS-PRA en la ejecución del programa de focalización, incluyendo la posibilidad de obtener financiamiento blando para mejorar las redes de distribución y el registro del consumo individual de esos barrios.

En el interín se han planificado los siguientes marcos de referencia para el año 2008, a partir de las recomendaciones del estudio terminado por S y T Consulting, que son escenarios mínimos en cuanto al desmonte esperado para el año 2008.

La Vicepresidencia Ejecutiva ha autorizado que un miembro del Comité de Distribución, con amplia experiencia en el Mercado Eléctrico Nacional y en Transacciones Comerciales Mayorista y Minorista sea asignado, a tiempo parcial a la Dirección General de la UERS-PRA, para asistirle en todo lo concerniente a la Planificación, Supervisión y Control de Proyectos y en las discusiones relacionadas con los acuerdos contractuales con las Empresas Distribuidoras.

Cuadro No. 32
Retiro Bruto de Energía PRA y Ex – PRA año 2008
 (Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	12.60	29.84	44.51	86.94
Feb	11.89	27.88	38.70	78.46
Mar	13.34	33.00	45.83	92.17
Abr	13.50	34.25	43.97	91.72
May	14.48	34.95	47.85	97.27
Jun	14.81	34.03	47.40	96.23
Jul	15.56	33.40	52.50	101.46
Ago	15.86	35.74	54.88	106.48
Sep	14.90	33.94	49.46	98.30
Oct	15.18	34.63	55.28	105.08
Nov	14.09	32.30	52.36	98.75
Dic	14.81	34.30	54.20	103.31
Total	171.01	398.24	586.92	1156.17
Promedio Mensual	14.25	33.19	48.91	96.35

Cuadro No. 33
Retiro de Energía PRA sin Ex – PRA año 2008
 (Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	10.08	23.87	39.56	73.51
Feb	9.51	22.30	34.40	66.21
Mar	10.67	26.40	40.74	77.81
Abr	10.80	27.40	39.08	77.28
May	11.58	27.96	42.53	82.07
Jun	11.85	27.22	42.13	81.20
Jul	12.45	26.72	42.00	81.17
Ago	12.69	28.59	43.90	85.18
Sep	11.92	27.15	39.57	78.64
Oct	12.14	27.70	44.22	84.06
Nov	11.27	25.84	41.89	79.00
Dic	11.85	27.44	43.36	82.65
Total	136.81	318.59	493.38	948.78
Promedio Mensual	11.40	26.55	41.12	79.07

En este cuadro están deducidos los desmontes realizados en el año 2007, de 25% para las Empresas Distribuidoras EdeNorte y EdeSur, y 12.45% para EdeEste en el segundo semestre del año 2007. También está deducido un 12.5% adicional para EdeEste, a fin de que a final del año 2008 las tres Empresas Distribuidoras tengan un desmonte de un 25%, con respecto al inicio del 2007.

Cuadro No. 34
Monto Bruto PRA y Ex – PRA
(Valores en millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	1.20	2.79	4.18	8.17
Feb	1.13	2.60	3.63	7.36
Mar	1.27	3.08	4.30	8.65
Abr	1.28	3.20	4.13	8.61
May	1.38	3.26	4.49	9.13
Jun	1.41	3.18	4.45	9.04
Jul	1.48	3.12	4.93	9.53
Ago	1.51	3.34	5.15	10.00
Sep	1.42	3.17	4.64	9.23
Oct	1.44	3.23	5.19	9.86
Nov	1.34	3.02	4.91	9.27
Dic	1.41	3.20	5.09	9.70
Total	16.27	37.19	55.09	108.55
Promedio Mensual	1.36	3.10	4.59	9.05

Cuadro No. 35
Subsidio Neto PRA sin Ex – PRA
(Valores en millones US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	0.96	2.23	3.71	6.90
Feb	0.91	2.08	3.23	6.22
Mar	1.02	2.47	3.82	7.31
Abr	1.03	2.56	3.67	7.26
May	1.10	2.61	3.99	7.70
Jun	1.13	2.54	3.95	7.62
Jul	1.19	2.50	3.94	7.63
Ago	1.21	2.67	4.12	8.00
Sep	1.13	2.54	3.71	7.38
Oct	1.15	2.59	4.15	7.89
Nov	1.07	2.41	3.93	7.41
Dic	1.13	2.56	4.07	7.76
Total	13.03	29.76	46.29	89.08
Promedio Mensual	1.09	2.48	3.86	7.42

En este mismo sentido, la Dirección de la UERS-PRA está coordinando con la Dirección de Comercialización de la CDEEE las acciones debidas para que el control de las mediciones mayoristas de los Barrios PRA, así como también la revisión de las Facturas de Subsidio sean llevadas a cabo de forma coordinada entre los técnicos de ambas direcciones, adscritas a la Vicepresidencia Ejecutiva de la CDEEE.

Un miembro del Comité de Distribución estará dedicado a asistir a la Dirección General de la UERS-PRA en la vigilancia y garantía de que no existan desviaciones negativas sobre el Plan de Acción 2008 y sus procedimientos colaterales de cumplimiento.

II.- SECTOR TRANSMISIÓN

En cumplimiento de lo dispuesto por el Párrafo I del Artículo 138 de la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio del 2001, se dispone la creación del a Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), de propiedad estrictamente estatal con personería jurídica y patrimonio propio y con capacidad para contraer obligaciones comerciales contractuales, según sus propios mecanismos de dirección y control.

Actualmente la SIE, con financiamiento del Banco Mundial, está trabajando con una firma consultora en la revisión del Valor Agregado de Transmisión y se espera que para fines de año se cuente con un nuevo peaje de transmisión que remunere los costos de inversión y de operación y mantenimiento necesarios para operar el sistema de transmisión de manera eficiente.

El Sistema de Transmisión Interconectado está integrado por un conjunto de líneas y subestaciones a 138 y 69 kV que cubren gran parte del territorio nacional.

Proyectos

A esos fines, durante el año 2008, se continuará con la ejecución de los siguientes proyectos:

Cuadro No. 36
Proyectos Inversión Empresa de Transmisión
Año 2008

Nº	Descripción de la Obra	Costo US\$	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Fecha Entrada en Servicio	Objetivos			
1	RED ELÉCTRICA A 345 KV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS	\$157,000,000	16.90%	ABRIL 2009	Mejora suministro de energía de la Zona Norte y calidad del voltaje del SENI.			
	L.T. 345 kv SANTO DOMINGO - SANTIAGO (ELECTRO-VÍA)							
	S.E. JULIO SAURI (SANTO DOMINGO)							
	S.E. EL NARANJO (SANTIAGO)							
2	L.T. 138 kv PALAMARA-ARROYO HONDO	\$1,192,308	74.00%	FEBRERO 2008	Elimina el cuello de botella entre Hainamosa y Palamara.			
3	S.E. EL BRISAL Y L. T. 138 kv ENTRADA	\$7,423,037	24.00%	FEBRERO 2008	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje El Brisal y zonas aladañas.			
4	L. T. 69 kv SAN JUAN-LAS MATAS DE FARFÁN-ELÍAS PIÑA	\$2,555,792	19.70%	FEBRERO 2008	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje San Juan, Las Matas de Farfán, Elías Piña, etc.			
	S.E. ELÍAS PIÑA		19.70%	FEBRERO 2008				
5	S.E. PEPILLO SALCEDO Y L. T. 138 kv ENTRADA S.E. PEPILLO SALCEDO	\$4,085,204	22.30%	FEBRERO 2008	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje de Pepillo Salcedo y zonas aladañas.			
	S.E. PEPILLO SALCEDO		22.30%	DICIEMBRE 2008				
6	L.T. 138 kv ARROYO HONDO-VILLA CONSUELO-LOS MINA	\$5,497,764	74.00%	JUNIO 2008	Elimina el cuello de botella entre Hainamosa y Palamara.			
TOTAL PROYECTOS EN EJECUCIÓN		\$177,754,105						
9	REDES ELÉCTRICAS A 345 KV Y OBRAS COMPLEMENTARIAS	\$46,750,000	27.00%	MARZO 2010	Permite transportar hacia la S.E. Santiago la energía generada por las nuevas unidades generadoras a instalarse en Pepillo Salcedo			
	L.T. A 345 kv PEPILLO SALCEDO - SANTIAGO							
	L.T. A 345 kv HATILLO (AZUA) - SANTO DOMINGO							
TOTAL PROYECTOS CON FINANCIAMIENTO EN PROCESO		\$80,750,000						
TOTAL PROYECTOS EN EJECUCIÓN Y CON FINANCIAMIENTO EN PROCESO		\$258,504,105						
6	PROYECTOS BANDES	\$46,338,368	35.00%	JUNIO 2009	Mejora el suministro de la energía, permitiendo transportar el excedente de la Zona Sur hacia Santo Domingo.			
	L.T. 138 kv PIZARRETE-JULIO SAURI							
	L.T. 138 kv JULIO SAURI-PARAISO					27.00%	MARZO 2009	Permite transportar la energía generada por nuevas plantas a carbón hacia Santo Domingo
	L.T. 138 kv JULIO SAURI-METROPOLITANO					27.00%	DICIEMBRE 2009	Permite transportar la energía generada por nuevas plantas a carbón hacia Santo Domingo
	L.T. 138 kv LA VEGA-SAN FRANCISCO DE MACORIS					58.00%	NOVIEMBRE 2009	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje de la Zona Nordeste
	L.T. 138 kv PUERTO PLATA-CABARETE-RÍO SAN JUAN					28.00%	NOVIEMBRE 2009	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje de Puerto Plata, Cabarete, Río San Juan
L.T. 138 kv SAN PEDRO II-HATO MAYOR-EL SEYBO	44.00%	NOVIEMBRE 2009	Mejora suministro de energía y calidad del voltaje de la Zona Este					
7	COMPENSACIÓN DE REACTIVA	\$2,500,000	38.00%	NOVIEMBRE 2008	Mejora de la calidad del voltaje del SENI			
TOTAL PROYECTOS EN EJECUCIÓN Y A INICIARSE		\$307,342,473						

El Proyecto de Redes y Subestaciones a 345 kV Santo Domingo - Santiago, que se estima estará concluido en el segundo trimestre del año 2008, elimina la incapacidad del Sistema de Transmisión actual de transportar potencia y energía en las cantidades demandadas entre el Sur y el Norte del País.

La Construcción de la Línea de Transmisión a 345 kV Pepillo Salcedo – Santiago, tiene como objetivo inyectar al sistema la energía que se producirá en la nueva planta a instalarse en la localidad de Pepillo Salcedo.

La Construcción de la Línea 138 kV Arroyo Hondo – Los Minas – Hainamosa y la terminación de la línea Palamara – Arroyo Hondo, permitirá resolver un problema de cuello de botella existente actualmente con la línea Palamara – Hainamosa y permitirá un mejor suministro de energía y potencia a los centros de carga de la ciudad de Santo Domingo y una mejor gestión de la generación producida en el Este del país, especialmente de la Planta de Cogentrix.

La Construcción de la Línea a 138 kV Pizarrete – Julio Sauri, permitirá inyectar al sistema toda la generación instalada en la zona sur del país y la de los nuevos proyectos de energía alternativa que serán puestos en servicio a mediano plazo.

Los proyectos antes indicados, serán concluidos en el año 2008, a excepción del proyecto Autopista Eléctrica Santo Domingo – Santiago a 345 kV y la Línea Manzanillo – Santiago a 345 kV, que se estima estarán concluidos a mediados del 2009.

Los demás proyectos listados ayudarán en sus zonas respectivas a resolver los problemas de desabastecimiento de energía y los problemas de tensión en esas zonas.

Desde el punto de vista del peaje de transmisión, la incorporación al Sistema de nuevos proyectos de líneas de transmisión, por un lado incrementa el cobro por concepto de peaje, y por otro lado incrementa la anualidad de la inversión calculada sobre la base del valor de nuevo reemplazo (VNR) de las instalaciones.

Metas de Inversión con Recursos Externos

En el cuadro 29 se puede observar el monto aprobado para desembolsos provenientes de préstamos externos asignados en el Presupuesto del año 2008 para el Sistema de Transmisión por un monto de 33.03 millones de dólares.

Cuadro No. 37
Financiamientos de Transmisión
(Valores en US\$)

Nombre del Proyecto	Fuente de Financiamiento	Monto Aprobado
Const. de Línea y Subestac. 2do. Anillo Sto. Dgo. de 138 kV	KFW	1,984,313.95
P. Modern. de las Protecc. del SENI	CCC	1,000,000.00
L/Trans. 345 kV Sto. Dgo. - Santiago	Deutsh Bank (España, Italia y Alemania)	30,046,517.69
Total		33,030,831.64

Adicionalmente, se ha contemplado invertir en nuevos proyectos, rehabilitaciones y adecuaciones, a ejecutarse con fondos propios por la suma de 641.51 millones de Pesos.

III.- SECTOR GENERACIÓN

1. Conversión a gas natural de la central generadora de la compañía de Electricidad San Pedro de Macorís (CESPM o Cogentrix).

Beneficios a obtener:

- Aumento de la utilización de la central.
- Eliminación de las pérdidas económicas que confronta la CDEEE con la ejecución de este contrato.
- Reducción del costo de generación de la energía.

Cuantificación de los beneficios:

- Reducción del precio de la energía comprada por la CDEEE en más de seis (6) centavos de dólares por kilovatio hora, a los precios actuales de los combustibles. En términos de anualidad, esto representaría un ahorro de alrededor de 100 millones de dólares.

Inversión y tiempo de ejecución:

- La inversión en la conversión de las unidades y la construcción del gasoducto se ha estimado en 30 millones de dólares.
- El tiempo de ejecución del proyecto se ha estimado en doce (12) meses.

2. Renegociación contratos compra-venta de energía entre empresas generadoras y distribuidoras

Los contratos de compra-venta de energía establecidos entre las empresas generadoras y las distribuidoras determinan precios muy elevados para la energía que compran las empresas distribuidoras, con el agravante de que los indicados precios no aumentan proporcionalmente al incremento de los precios internacionales del petróleo, sino en una medida mayor.

Esta es la razón por la que el Gobierno Dominicano y la CDEEE han fijado como uno de sus objetivos principales, en el marco del Plan Integral del Sector Eléctrico, la renegociación de estos contratos. Al terminar el año 2007, se había logrado renegociar los contratos de la CDEEE y la generadora Palamara – La Vega con las distribuidoras EdeSur y EdeNorte.

Beneficios

- Reducción del precio de la energía eléctrica suministrada a las empresas distribuidoras por las generadoras.
- Reducción del impacto negativo de futuros incrementos en el precio del petróleo sobre las empresas distribuidoras de electricidad. Esto se logrará con la eliminación del fenómeno denominado "sobreindexación del combustible", que tiende a inflar desproporcionadamente el precio de la energía cuando aumenta el precio del petróleo.

Cuantificación de los beneficios

- La renegociación de los contratos de la CDEEE y la empresa generadora Palamara – La Vega con EdeSur y EdeNorte representa un ahorro para estas últimas de alrededor de 50 millones de dólares, si se considera un precio del fuel oil No.6 de 50 dólares el barril.
- La renegociación pendiente de los contratos de las generadoras EgeHaina, EgeItabo, Dominican Power Partners (DPP) y Compañía de Electricidad de Puerto Plata (CEPP) con las tres empresas distribuidoras, deberá producir un ahorro para estas últimas de aproximadamente 60 millones de dólares.

Generación Hidroeléctrica

El artículo 138, párrafo 1, de la Ley General de Electricidad No. 125-01, de fecha 26 de julio del 2001, modificada por la Ley No.186-07, de fecha 8 de agosto del 2007 dispone que El Poder Ejecutivo cree la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), a la cual serán traspasados la propiedad y administración de los sistemas de generación hidroeléctrica del Estado habidos y por haber; que la misma será de propiedad estrictamente estatal, con personería jurídica y patrimonio propio y que además estará en capacidad de contraer obligaciones comerciales contractuales, según su propio mecanismo de dirección y control.

Para dar cumplimiento a lo anterior, se dispone mediante el DECRETO No. 628-07, de fecha 2 de noviembre del 2007, la creación de la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID).

El artículo 3 del Decreto No. 628-07 establece como objeto principal de EGEHID, diseñar, construir, administrar y operar las unidades de generación de energía hidroeléctrica, habidos y por haber, mediante el aprovechamiento de la energía cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas y de cualquier otra fuente hidráulica; la ejecución de todo tipo de proyectos, negocios e inversiones en general, incluyendo la comercialización, administración y desarrollo de operaciones de esa clase de energía; pudiendo además incursionar en actividades y negocios relacionadas con la explotación de sus bienes.

En la actualidad opera 22 Centrales Hidroeléctricas, en las cuales se encuentran instaladas 33 unidades, localizadas en las zonas norte y sur del país.

Centrales en operación	22
Capacidad actual instalada	468.66 Mw
Generación esperada enero-diciembre 2008	1,444.00 Gwh

Con la generación proyectada para el año 2008 de unos 1,444 Gwh, se facturarían RD\$6,193.0 millones de pesos, por concepto de energía y potencia lo que representa unos US\$189.028 millones de dólares en ahorro de combustible para éste año.

Cuadro No. 38
Ingresos por Venta de Energía y Potencia EGEHID

Meses	Generación (kWh)	INGRESOS EN RD\$		
		Energía	Potencia	Total
Enero	125,768,638.32	459,055,529.88	76,700,000.00	535,755,529.88
Febrero	95,516,618.00	348,635,655.68	76,700,000.00	425,335,655.68
Marzo	93,764,127.06	342,239,063.78	76,700,000.00	418,939,063.78
Abril	117,079,328.45	427,339,548.84	76,700,000.00	504,039,548.84
Mayo	119,668,157.53	436,788,774.99	76,700,000.00	513,488,774.99
Junio	144,660,075.86	528,009,276.90	76,700,000.00	604,709,276.90
Julio	130,201,272.82	475,234,645.78	76,700,000.00	551,934,645.78
Agosto	134,650,181.21	491,473,161.43	76,700,000.00	568,173,161.43
Septiembre	110,460,211.84	403,179,773.22	76,700,000.00	479,879,773.22
Octubre	124,214,240.00	453,381,976.00	76,700,000.00	530,081,976.00
Noviembre	114,456,510.80	417,766,264.42	76,700,000.00	494,466,264.42
Diciembre	134,087,710.17	489,420,142.13	76,700,000.00	566,120,142.13
TOTAL	1,444,527,072.07	5,272,523,813.05	920,400,000.00	6,192,923,813.05

Proyectos Hidroeléctricos

Para el año 2008, la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, continuará con la ejecución de los siguientes proyectos:

Cuadro No. 39
Proyectos Hidroeléctricos para el año 2008

Central Hidroeléctrica	Capacidad Instalada MW	Generación Esperada GWh	Inicio de Construcción	Fecha de Entrada	Monto Presupuestado en millones de US\$	Monto Ejecutado en millones de US\$	Ahorro de Combustible anual en millones de US\$
Pinalito	50.0	142.00	2004	2008	236.2	201.26	19.27
Expansión de la Central Hatillo	10.0	70.35	2005	2008	15.1	3.53	9.48
Minicentral Magueyal	3.2	24.11	2005	2008	12.8	6.16	3.25
Minicentral Pryn Brazo Derecho	2.8	21.09	2005	2008	13.2	4.00	2.84
Minicentral las Barías	0.9	7.53	2005	2008	6.2	4.65	1.01
Central Palomino	80.0	179.30	2006	2010	225.0	15.00	21.40
Proyecto Eólico Pilotp	5.0	14.78	2006	2010	7.0	0.00	1.99
Las Placetas	87.0	331.00	2006	2010	285.0	15.00	40.78
TOTALES	238.85	790.16			800.47	249.60	100.03

Pinalito, el cual inició su construcción en septiembre del año 2004, teniendo un avance a diciembre del 2007 de un 85.0%, proyectándose que al mes de abril del año 2008 entrará en operación una de sus unidades, aportando al sistema 25 MW y la segunda unidad en junio del 2008, para aportar al sistema un total de unos 50 MW.

Proyectos de Estaciones de Bombeo, Minicentrales y Líneas de Electricidad (Fase II). Este proyecto contempla la construcción de las centrales de Magueyal, Pryn Brazo Derecho, Las Barias y la ampliación de la Central Hatillo.

La Central Las Barias, inició su construcción en el mes de diciembre del año 2005 y se prevé su entrada en operación en abril del año 2008. Actualmente su estado de avance se encuentra en: 100% ingeniería, 98% suministro de equipos electromecánicos y un 84% en obras civiles. Esta aportará 0.85 MW al Sistema Eléctrico Nacional.

Pryn Brazo Derecho, inició su construcción en abril del año 2007 y se estima que esté aportando al sistema 2.8 MW para octubre del año 2008. Su estado de avance se encuentra actualmente en: 100% ingeniería, 98% suministro de equipos electromecánicos y 12% construcción de obras civiles.

Magueyal, cuya capacidad instalada será de 3.2 MW. Inició su construcción en el año 2006 y se espera que esté en operación a finales de abril del 2008. Cuenta con un estado de avance en: ingeniería 100%, suministro de equipos electromecánicos un 98% y en construcción de obras civiles un 88%.

Ampliación Hatillo. Este proyecto contempla la construcción de una segunda casa de máquina para alojar una unidad de unos 10.2 MW en los terrenos contiguos a la actual casa de máquina de la central del mismo nombre. El inicio de construcción está pautado para abril del año 2007, y su entrada en operación se estima para el mes de diciembre del año 2008. Se estima que para el mes de febrero 2008 será iniciada la construcción de obras civiles. Cuenta con un 98% de avance en suministro de equipos electromecánicos y un 100% en ingeniería.

Palomino. Este proyecto inició su primera etapa en julio 2006, con un monto de US\$15.0 millones. Esta primera etapa fue concluida, recibándose el diseño básico y la oferta económica. Se proyecta que esta central entrará en operación a finales del año 2010 y su aporte en generación de energía anual al sistema será de unos 183.7 GWh, para una potencia de 80.0 MW. Se encuentran en etapa de inicio los caminos de acceso a las obras principales, campamento y servicios.

Las Placetas. En el mes de marzo del año 2007 fue iniciada la primera fase de éste proyecto (la cual consiste en los trabajos de estudios básicos de este proyecto). La generación de energía anual esperada es de unos 331.0 MWh, para una capacidad de 87.0 MW. Su construcción será iniciada en febrero del 2008 y se proyecta que esté operando en el año 2010.

Cuadro No. 40
Fuente de Financiamiento Proyectos Hidroeléctricos año 2008

Nombre del Proyecto	Ubicación	Capacidad (MW)	Fuente de Financiamiento	Status			
				Ejecución	Ingeniería	Suministro	Obras Civiles
Pinalito	Constanza-Bonao	50	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil (BNDES), y el Amro Bank (ABN).	85.00%			
Palomino	San Juan de la Maguana	80	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil (BNDES), y BNP Paribas.	En ejecución Fase I, Estudios Básicos de Ingeniería, Medioambientales, etc. 90%. Aprobación de RD\$111.32 millones (RD\$30.0 MM con BBP Paribas y RD\$81.32 MM BNDES).			
Las Placetas	San José de las Matas, Santiago	87	CONSORCIO AG-OCECON.	Aprobación del Congreso primera partida US\$15 MM, fase I Estudios Básicos.			
Minicentral Las Barías	Peravia	0.9	Export Development Corporation (EDC) y Societe Generale de Canada.	0%	100%	98%	84%
Minicentral PRYN Brazo Derecho	Esperanza	2.8	Export Development Corporation (EDC) y Societe Generale de Canada.	0%	100%	98%	12%
Minicentral Magueyal	Azua	3.2	Export Development Corporation (EDC) y Societe Generale de Canada.	0%	100%	98%	88%
Ampliación Hatillo	Cotuí	10	Export Development Corporation (EDC) y Societe Generale de Canada.	0%	100%	98%	0%

Otros Proyectos

Proyecto Eólico. En el año 2006 fueron iniciadas mediciones eólicas en las poblaciones de Azua, Montecristi, Duvergé, Neyba y Constanza, con una capacidad proyectada de 16 Mw. El proceso de licitación para la construcción de la obra civil y la adquisición de los equipos y aerogeneradores del parque eólico será iniciado en el primer trimestre del 2008.

Proyecto de Asistencia Técnica al Sector Energético. El Gobierno de la República Dominicana suscribió un contrato de préstamo con el Banco Mundial para de Asistencia Técnica al Sector Energético, identificado con el número BIRF-7217-DO, el día 9 del mes de marzo del año 2004, ratificado por el Congreso Nacional mediante resolución No. 187-05, promulgada por el Poder Ejecutivo en fecha 27 de abril del 2005 y publicado en la gaceta No. 10320 de fecha 28 de abril del 2005, el cual se lleva a cabo a través de la Comisión Nacional de Energía y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales.

Dicho préstamo de Asistencia Técnica financia seis (6) componentes: (1) Regulación y protección al consumidor; (2) Formulación de políticas; (3) Desarrollo del mercado de transmisión y energía; (4) Electricidad para los pobres; (5) Protección medioambiental (CNE) y (6) Administración del Proyecto.

Dentro de estos seis componentes EGEHID participa en el desarrollo del tercero de los componentes el cual incluye la asistencia técnica para la creación de un plan empresarial para las empresas ETED y EGEHID; ejecutado durante el año 2007, Valoración de Activos e Informe Patrimonial de la Empresa de Generación Hidroeléctrica

Dominicana (EGEHID)/Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), el cual finalizará en el primer trimestre del año 2008, así como también será iniciado en el primer cuatrimestre del 2008 el proyecto para "Determinar el Costo de Producción de la Hidroelectricidad de EGEHID"

Actualización del estudio del potencial hidroeléctrico en República Dominicana. Fue formalizado el acuerdo (mediante contrato) entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) – Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID), basados en un programa de Cooperación de los Gobiernos de México y la República Dominicana, para organizar y formular la actualización del estudio sobre el potencial de generación hidroeléctrica en República Dominicana, así como optimizar el estudio de una cartera de nueve proyectos hidroeléctricos identificados conjuntamente por la CDEEE/EGEHID y la CFE. Para el año 2008 se continuará con los trabajos establecidos en el acuerdo, adicionándose para este año la auditoria técnico-económica de los proyectos Pinalito y Minicentrales en su fase I y II.

Sistema SCADA. Se continuará con la ejecución del Proyecto Scada, en sus fases II y III, las cuales consisten en instalación de nuevas protecciones y control local para las centrales de: Hatillo, Rincón, Tavera, Angostura, Jigüey, Aguacate, Valdesia, Las Damas, Sabaneta y Sabana Yegua; así como la instalación y puesta en marcha de Nuevo Sistema de Control para las Centrales de Jigüey y Aguacate para su conexión a través de Valdesia al sistema Scada, así como nuevos reguladores de velocidad de turbina para Aguacate, de tal forma que el Sector Hidráulico Nizao compuesto por estas centrales pueda ser operado a distancia desde el Centro de Control Hidroeléctrico.

Adicionalmente se contempla invertir en nuevos proyectos, rehabilitaciones y adecuaciones a ejecutarse con fondos propios por la suma de RD\$1,574,320,000.00, distribuidos de la forma siguiente:

Cuadro No. 41
Nuevos Proyectos, Rehabilitaciones y Adecuaciones a Ejecutarse año 2008

Item	Cuenta	Monto en miles de RD\$
1	Proyectos electromecánicos.	510,383.86
2	Mantenimiento eléctrico de centrales.	16,774.42
3	Mantenimiento mecánico de centrales.	150,254.04
4	Construcción y rehabilitación de obras civiles en las centrales.	374,083.16
5	Construcción de centrales.	469,783.31
6	Rehabilitación-Habilitación de Centrales (Sistema de Medición Comercial y Reguladores).	53,041.21
TOTAL		1,574,320.00

Dentro de estas cuentas, se encuentran, entre otras, las correspondientes a las Centrales Aguacate y las Barias, las cuales fueron afectadas por las tormentas Noel y Olga a finales del 2007.

En el Contraembalse Las Barias serán ejecutadas varias obras, tales como la construcción de un mínimo de dos compuertas, la reparación o reconstrucción de tres compuertas y la reconstrucción de obras civiles; lo que conllevaría una inversión de RD\$240.0 millones de pesos.

En la Central Aguacate, serán destinado para el año 2008, unos RD\$448,550,000, tanto para la rehabilitación total de todos los sistemas, equipos principales y auxiliares así como para la construcción y rehabilitación de obras civiles.

Metas de Inversión con Recursos Externos

En el cuadro 31 se puede observar el monto aprobado para desembolsos provenientes de préstamos externos asignados en el Presupuesto del año 2008 para el Sistema de Transmisión por un monto de 41.00 millones de dólares.

Cuadro No. 42
Financiamientos Proyectos Hidroeléctricos con Recursos Externos
(Valores en US\$)

Nombre del Proyecto	Monto Aprobado
Construcc. Cent. Hidroeléc. Pinalito	19,000,000.00
Construcc. Cent. Hidroeléc. Palomino	12,500,000.00
Construcc. Hidroeléctrica Las Placetas	5,500,000.00
Fase II Minicentrales y Líneas Trans.	4,000,000.00
Total	41,000,000.00

Adicionalmente, se ha contemplado invertir en nuevos proyectos, rehabilitaciones y adecuaciones, a ejecutarse con fondos propios por la suma de 1,574.32 millones de Pesos.

IV.- OTRAS MEDIDAS

Política Institucional

Como parte del Proyecto de Asistencia Técnica al Sector Energético, financiado por el Banco Mundial a través del préstamo BIRF-7217-DO, se están desarrollando programas de fortalecimiento institucional en las distintas entidades estatales que forman parte del sector eléctrico.

Política Tarifaria

Con el financiamiento del Banco Mundial, a través del Proyecto de Asistencia Técnica al Sector Energético, la Superintendencia de Electricidad concluyó el estudio sobre la Revisión y Actualización del Valor Agregado de Distribución (VAD) y de las Normas de Calidad de Servicio para la tarifa técnica. Los resultados de este estudio sirven de base para diseñar los Esquemas de Transición para la Tarifa y las Normas de Calidad de Servicio, proyecto actualmente en ejecución. Este estudio, financiado también con fondos del Proyecto de Asistencia Técnica al Sector Energético del Banco Mundial, toma en consideración los planes de negocio de las Empresas Distribuidoras, así como también el desmonte de las pérdidas y de los subsidios. Este esquema de transición abarcará el periodo 2008-2012.

Política Comunicacional

La industria eléctrica nacional es socialmente sensitiva. Por tal motivo, la comunicación juega un papel de importancia trascendental a los fines de recabar el adecuado apoyo a la estrategia de recuperación del sector.

El objetivo de comunicación estará centrado en dar a conocer, asistir y contribuir a la aplicación efectiva del plan de Recuperación del Sector Eléctrico; lo que implica aplicar estrategias integrales de comunicación para promover entre los diferentes públicos y en la sociedad en sentido general las acciones para la ejecución del Plan de Recuperación del Sector Eléctrico.

Acciones:

Definir canales de comunicación entre las organizaciones que interactúan en las comunidades donde se ejecutan las obras incluidas en el plan de Acción (plantas a carbón, transmisión, hidroeléctrica, empresas distribución), para garantizar su integración a los procesos.

Implementar acciones de apoyo a los planes de las Distribuidoras para definir acuerdos sociales que garanticen el incremento de la receptividad a los esfuerzos por mejorar las cobranzas.

Impactar con acciones de sensibilización los núcleos sociales que se resisten al pago del servicio eléctrico, reforzando los planes comunicacionales de las distribuidoras.

Establecer mecanismos interinstitucionales que garanticen una efectiva coordinación de los planes sociales de la CDEEE, la CEN y las Empresas de Distribución, a los fines de que las acciones sean coherentes a todos los sectores de interés.

Segmentar el flujo de información con canales de comunicación específicos de acuerdo con los objetivos del plan, esto es clientes, empresas de transmisión, distribución, empresas relacionadas, y otros públicos de interés, tanto interno como externo.

Promover acuerdos interinstitucionales con el objetivo de lograr apoyo a la ejecución de los proyectos para la recuperación del sector.

Desarrollar acciones de defensoría que incluya sectores de opinión pública, organismos del Estado e instituciones internacionales, a fin de concitar respaldo a los planes de desarrollo del sector.

Estrategias a Implementar:

De concertación social, difusión, sensibilización, y de abogacía.

Monitoreo y Evaluación del Plan de Acción

Como medida de supervisión y control, se ha creado recientemente un comité de alto nivel de monitoreo para el Sector Eléctrico a cargo de monitorear el desempeño bajo el plan integral, y recomendar acciones correctivas en caso de presentarse desviaciones con relación a lo establecido, el cual está integrado por la CDEEE, la Secretaria de Estado de Hacienda, la Secretaria de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo y la firma Adam Smith. Dicho monitoreo será presentado a la Presidencia de la República y a los organismos internacionales trimestralmente.

De su parte la CDEEE continuará elaborando el monitoreo mensual para ser entregado los días veintiuno (21) de cada mes a las siguientes instituciones: Vicepresidencia Ejecutiva CDEEE, Superintendencia de Electricidad, Comisión Nacional de Energía, Secretaria de Estado de Economía, Planificación y Desarrollo, FMI, Banco Mundial y al Banco Central. Todo esto con la finalidad de identificar problemas y tomar las acciones correctivas necesarias, a los fines de que se pueda cumplir con los objetivos establecidos.

Con este monitoreo se analizará el flujo de aportes del Gobierno Central, consignados en el Presupuesto de Ingresos y Ley de Gastos Públicos del año 2008, a los fines de garantizar que sean usados para el pago de la factura corriente a los generadores y para las inversiones contempladas dentro del Plan de Acción. En adición, se considera también necesario monitorear los gastos operacionales de las Empresas Distribuidoras y

de la CDEEE, así como todo lo relativo a las compras de energía, la facturación, las cobranzas, el Cash Recovery Index (CRI) y otros índices de desempeño. Para este año se incluyen los Módulos de Evaluación del Plan de Inversiones y Módulo Financiero de las Empresas Distribuidoras y CDEEE.

MEDIDAS DE MEDIANO PLAZO

Las medidas de mediano plazo tienen que ver con las reformas estructurales, institucionales y de infraestructura que permitirán alcanzar el equilibrio financiero y la normalización de la calidad y nivel del suministro, e incluyen las siguientes medidas:

I. En el sector de Distribución:

Alcanzar puntos de equilibrio financiero de las Distribuidoras, tanto en la parte corriente como en la de inversión y obtención de beneficios.

Continuar con el desmonte del PRA.

II. En el sector de Transmisión:

Autopista Eléctrica Santo Domingo – Santiago a 345kV.

Línea Manzanillo – Santiago 345kV.

Nuevos proyectos de transmisión.

III. En el sector de Generación:

Se continuará con las labores de identificación de fuentes de suministro de energía limpia al menor costo con miras a la implementación de nuevos proyectos para su aprovechamiento.

Nuevos proyectos de generación para satisfacer el incremento de la demanda, incluyendo las centrales a carbón, siempre cuando las obligaciones financieras sean sustentables.

IV. Otras medidas incluyen:

Plan de reestructuración de la deuda.

I.- SECTOR TRANSMISIÓN

El Proyecto de Redes y Subestaciones a 345 kV Santo Domingo - Santiago, que se estima estará concluido en el segundo trimestre del año 2009, elimina la incapacidad del Sistema de Transmisión actual de transportar potencia y energía en las cantidades demandadas entre el Sur y el Norte del País.

La Construcción de la Línea de Transmisión a 345 kV Pepillo Salcedo - Santiago, tiene como objetivo inyectar al sistema la energía que se producirá en la nueva planta a instalarse en la localidad de Pepillo Salcedo.

II.- SECTOR GENERACIÓN

1. Proyecto Instalación Centrales a Carbón de 600 MW.

La construcción de las centrales termoeléctricas a carbón, denominadas Pepillo Salcedo y Hatillo/Palenque, en las Provincias Montecristi y San Cristóbal, respectivamente, resultado de la licitación realizada por la CDEEE a principios del año 2006, representa un paso de avance gigantesco en la prosecución del objetivo de cambiar la estructura del parque de generación de la República Dominicana, para reducir nuestra dependencia del petróleo y sus derivados y abaratar el costo de la generación. El inicio de este proyecto está contemplado para el primer cuatrimestre del año 2008.

Inversión, tiempo de ejecución y características:

-Capacidad instalada total de 1,200MW, con dos centrales de 600 MW, cada una formada por dos unidades de 300 MW.

-Un costo total de aproximadamente 1,500 millones de dólares, incluyendo la construcción de sendos muelles carboneros en Manzanillo y Palenque, y la construcción de las líneas de transmisión Pepillo Salcedo-Subestación El Naranjo y Palenque-Subestación Julio Sauri.

-La generación de energía de las centrales será de 24.88 GWh/día, equivalente al 42% de la producción promedio actual.

-El compromiso de compra de energía por parte de la CDEEE será de 10.9 GWh/día, en el caso de la central Pepillo Salcedo; el compromiso de compra establecido en el contrato original del proyecto Hatillo/Palenque es menor, aunque tendría que ser ratificado con el nuevo consorcio contratista.

Beneficios a obtener:

- El costo unitario de la energía suplida a la CDEEE será de 2.9 UScent/Kwh., para el caso de la central Pepillo Salcedo, y 3.0 UScent/Kwh., para la energía proveniente de la central Hatillo/Palenque, en ambos casos sin incluir el costo del combustible.
- Aumento disponibilidad de generación en la región norte.
- 800-1000 puesto de trabajos no permanentes, por cada central, durante el periodo de construcción (incluyendo mano de obra extranjera).
- 220-225 empleos permanentes, por central, durante el período de explotación de las mismas.

2. Proyecto Instalación de Parque Eólico Juancho - Los Cocos

Descripción del Proyecto

El proyecto consiste en la construcción de un parque de generación Eólica de 8.25 MW en una primera etapa, que posteriormente será ampliado hasta una capacidad total de 105MW, así como de una línea de transmisión a 138 KV entre la subestación existente en el cruce de Cabral y el sitio donde se desarrollará el proyecto.

Beneficios a obtener

- Importante efecto demostración de la viabilidad de la explotación del potencial eólico con que cuenta el país, al ser este el primer proyecto de su tipo que se pondrá en operación.
- Sustitución de energía producida a partir de combustibles fósiles.
- Reducción de emisiones de gases contaminantes o de efecto invernadero.
- Creación de empleos y riqueza.
- Avance en el objetivo de la independencia energética del país.
- Ahorro de divisas en la importación de combustibles fósiles.

Inversión y tiempo de ejecución

- La inversión en la construcción en el parque eólico será de 12 millones de dólares, aproximadamente, mientras que la línea de transmisión costará unos 7 millones de dólares.
- El tiempo de ejecución del proyecto se ha estimado en 5 meses, por lo que se espera que este en operación en el primer semestre del 2008.

III.-OTRAS MEDIDAS

Reestructuración de la Deuda

En relación con las deudas no corrientes cortadas al 31 de diciembre del año 2007, se contempla un Acuerdo General para el 2008, y la CDEEE, a través del Gobierno, procurará presentar una propuesta de reestructuración de la deuda no corriente que tienen las Distribuidoras y la CDEEE.