



Comité de Recuperación del Sector Eléctrico
Dirección Ejecutiva

PLAN DE ACCIÓN

PARA LA RECUPERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

AÑO 2007

REPÚBLICA DOMINICANA
ENERO 2007

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
MEDIDAS DE CORTO PLAZO	4
I.- SECTOR DISTRIBUCIÓN	6
II.- SECTOR TRANSMISIÓN	18
III.- SECTOR GENERACIÓN.....	21
IV.- OTRAS MEDIDAS.....	24
MEDIDAS DE MEDIANO PLAZO	33
I.- SECTOR DISTRIBUCIÓN	33
II.- SECTOR TRANSMISIÓN	34
III.- SECTOR GENERACION.....	34
IV.- OTRAS MEDIDAS.....	36

INTRODUCCIÓN

El Gobierno se ha propuesto la recuperación del Sector Eléctrico, a los fines de que los dominicanos puedan disponer de un servicio de electricidad en cantidad suficiente, con la calidad necesaria y a precio razonable.

Para alcanzar este propósito se ha concebido un **Plan Integral de Corto y Mediano Plazo**, actuando simultáneamente en las áreas de distribución, transmisión y generación de la electricidad.

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 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 expansión de la infraestructura de los sistemas de transmisión, generación, distribución y comercialización. En esta última área se están tomando medidas para incrementar el suministro de energía, reducir las pérdidas, aumentar los cobros y controlar los costos operacionales. 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 se encuentra todavía en una situación de crisis. La misma se expresa en un déficit proyectado de 400 millones de dólares para el año 2007, lo que significará una reducción de un 27% con relación al año anterior, asumiendo un nivel medio de suministro equivalente al 85% de la demanda, un precio medio del Fuel Oil No 6 de 45 dólares el barril, un precio medio del gas natural de 7.50 dólares por millón de BTU, Carbón Mineral 49.50 US\$/Ton y una tasa de cambio promedio de 35.50 pesos por dólar.

Adicionalmente al déficit corriente se contempla realizar inversiones, por un monto de 90.0 millones de dólares, en las áreas de Transmisión y Generación para garantizar la calidad del suministro, la confiabilidad del mismo y asegurar el cumplimiento de los planes de mediano plazo.

Este Plan contempla el incremento en el suministro de energía en un 7% para finales del año 2007, para lograr así una reducción de pérdidas superior al 5%. Del mismo modo, los cobros se situarán en un 90% del total facturado. Con las tendencias actuales hacia la recuperación, se estima que el CRI superará el 60% al finalizar el año 2007.

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.

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

- Cubrir el déficit corriente de la CDEEE y las Empresas Distribuidoras, el subsidio del 75% de la energía eléctrica suministrada a los barrios marginados dentro del Programa de Reducción de Apagones (PRA) y los programas de inversión de las Empresas Distribuidoras;
- Cubrir, en forma de contrapartidas, proyectos de inversión en el sistema de transmisión y en las centrales hidroeléctricas. Estas inversiones podrán hacerse siempre que hayan ahorros financieros en el desempeño del Sector Eléctrico o en otros sectores.
- Disponer de los recursos que permitan hacer las inversiones requeridas por las Empresas Distribuidoras para la compra e instalación de medidores, mejoras en las redes de distribución de energía, así como para adecuar las oficinas comerciales y mejorar el servicio al cliente.

Los aportes mensuales del Gobierno para el año 2007 se presentan en el siguiente cuadro:

CUADRO No. 1
TRANSFERENCIAS DEL GOBIERNO A LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y LA CDEEE
 (Valores en Millones de US\$)

	Deficit Corriente CDEEE+ Disco's	Inversiones Distribuidoras	PRA	Total Déficit	Inversiones Trans+ Hidro	Total
Ene	30.66	6.00	9.34	46.00	5.62	51.62
Feb	24.38	6.00	8.55	38.93	11.85	50.77
Mar	28.17	6.00	9.61	43.78	9.56	53.34
Abr	21.40	6.00	9.53	36.93	13.14	50.07
May	22.53	6.00	10.14	38.67	7.15	45.83
Jun	18.87	6.00	10.06	34.93	8.64	43.57
Jul	15.22	6.00	10.11	31.33	4.44	35.77
Ago	12.12	6.00	10.55	28.67	6.88	35.55
Sep	9.42	6.00	9.90	25.32	7.19	32.50
Oct	8.50	6.00	10.28	24.77	5.42	30.20
Nov	8.79	6.00	10.10	24.90	5.34	30.24
Dic	9.05	6.00	10.75	25.80	4.77	30.57
TOTAL	209.11	72.00	118.93	400.03	90.00	490.03

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

1. 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.

2. 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.

3. 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.

4. Otras medidas de corto plazo incluyen:

- Aportes del Gobierno;
- Déficit total trimestral de las Distribuidoras;
- Política Comunicacional del Gobierno;
- Política Institucional para mejorar el funcionamiento del sector;
- Política Tarifaria;
- Creación 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 en el 2007 realizar un desmonte del 50% dividido entre EdeNorte, EdeSur y EdeEste; el cual se ha proyectado concluir en el mes de abril del presente año.

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. 2.

CUADRO No. 2
NIVELES DE PÉRDIDAS E INTERRUPCIONES PROGRAMADAS

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

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 5 horas.

Cantidad de Circuitos Actuales de acuerdo a su Clasificación:

Empresa Distribuidora	Clasificación de Circuitos				Total Circuitos
	A	B	C	D	
EdeEste	55	26	9	76	166
EdeSur	73	16	67	3	159
EdeNorte	82	8	14	63	167
Total	210	50	90	142	492

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 6 clase "B", 3 clase "C" y 1 clase "D", los cuales contarían con servicio 24 horas.
- § Se reclasificarían 2 circuitos clase "C" y 13 circuitos "D" transfiriéndolos a circuitos clase "B".

EdeSur

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

- § Instalación de 8 Interruptores Telecontrolados en tres circuitos de Media Tensión, con lo cual se cortará la parte de difícil cobranza.

- § 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 16 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 18 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.

A los fines de lograr la mayor comprensión y colaboración de la ciudadanía, la SIE deberá elaborar, en combinación con las Empresas Distribuidoras, un adecuado programa de interrupciones del suministro, en el cual las rotaciones de circuitos se realicen de la manera más equitativa y justa posible. Considerando este plan de suministro, los cuadros siguientes presentan las metas de energía total a retirar por Empresa Distribuidora.

CUADRO No. 3
ENERGIA TOTAL A RETIRAR POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

(Valores en GWh)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	231.84	278.56	260.30	770.71
Feb	218.87	260.28	226.35	705.50
Mar	245.45	308.13	268.05	821.64
Abr	248.49	319.82	257.12	825.43
May	266.51	326.36	279.84	872.71
Jun	272.56	317.73	277.19	867.48
Jul	286.53	311.85	276.34	874.72
Ago	292.01	333.66	288.84	914.51
Sep	274.24	316.85	260.35	851.43
Oct	279.22	323.28	290.92	893.42
Nov	259.26	301.57	275.55	836.38
Dic	272.58	320.21	285.29	878.07
TOTAL	3,147.56	3,718.31	3,246.13	10,112.00

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. 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 2007, se pueden resumir de manera consolidada en el cuadro 4.

CUADRO No. 4
PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN ÁREAS NO PRA

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste
Ene	40.36%	33.00%	32.77%
Feb	36.04%	30.44%	25.04%
Mar	45.22%	31.74%	38.95%
Abr	38.70%	30.84%	32.10%
May	41.43%	30.34%	36.61%
Jun	37.86%	29.74%	32.71%
Jul	38.84%	29.24%	27.35%
Ago	35.88%	28.54%	26.39%
Sep	29.71%	28.04%	22.53%
Oct	34.24%	27.74%	27.87%
Nov	27.13%	27.34%	23.68%
Dic	34.93%	26.94%	27.30%

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 5:

**CUADRO No. 5
ÍNDICES DE COBRANZAS EN ÁREAS NO PRA**

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste
Ene	85.00%	92.00%	92.56%
Feb	85.44%	93.00%	93.49%
Mar	85.89%	94.00%	93.60%
Abr	86.34%	94.34%	92.60%
May	86.79%	94.42%	92.77%
Jun	87.24%	94.52%	91.82%
Jul	87.70%	94.59%	90.22%
Ago	88.16%	94.70%	90.84%
Sep	88.62%	94.54%	92.87%
Oct	89.50%	94.84%	91.36%
Nov	90.00%	94.12%	91.93%
Dic	91.00%	94.50%	92.51%

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 2007 se tienen los siguientes valores:

**CUADRO No. 6
ÍNDICES DE RECUPERACION DE EFECTIVO (CRI) EN ÁREAS NO PRA**

	CASH RECOVERY INDEX (CRI)							
	EDESUR		EDENORTE		EDEESTE		TOTAL	
	MENSUAL	SEMESTRAL	MENSUAL	SEMESTRAL	MENSUAL	SEMESTRAL	MENSUAL	SEMESTRAL
Enero	61.64%	59.73%	50.69%	49.50%	62.23%	58.80%	58.38%	56.1%
Febrero	64.69%	60.99%	54.65%	50.44%	70.08%	61.15%	63.07%	57.6%
Marzo	64.16%	61.73%	47.05%	50.68%	57.15%	61.08%	56.68%	58.0%
Abril	65.25%	62.52%	52.92%	51.32%	62.88%	62.45%	60.72%	58.9%
Mayo	65.78%	63.41%	50.83%	51.29%	58.81%	61.66%	58.95%	59.0%
Junio	66.41%	64.74%	54.22%	51.72%	61.78%	61.91%	61.07%	59.8%
Julio	66.93%	65.57%	53.64%	52.24%	65.54%	62.50%	61.99%	60.4%
Agosto	67.67%	66.05%	56.53%	52.69%	66.86%	62.22%	63.77%	60.6%
Septiembre	68.03%	66.68%	62.29%	55.13%	71.95%	64.58%	67.28%	62.3%
Octubre	68.53%	67.23%	58.85%	56.08%	65.90%	65.07%	64.64%	62.9%
Noviembre	68.39%	67.66%	65.58%	58.40%	70.16%	66.97%	68.12%	64.4%
Diciembre	69.04%	68.10%	59.21%	59.22%	67.26%	67.87%	65.34%	65.1%

Inversión en Planes de Reducción de Pérdidas

Por otra parte, las Empresas Distribuidoras estiman que necesitan de una inversión de alrededor de US\$ 72 millones de dólares para sus Planes de Reducción de Pérdidas del año 2007. El desglose mensual por empresa se presenta en el Cuadro 7:

CUADRO No. 7
METAS DE INVERSION AÑO 2007
(Valores en Millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	2.00	2.00	2.00	6.00
Feb	2.00	2.00	2.00	6.00
Mar	2.00	2.00	2.00	6.00
Abr	2.00	2.00	2.00	6.00
May	2.00	2.00	2.00	6.00
Jun	2.00	2.00	2.00	6.00
Jul	2.00	2.00	2.00	6.00
Ago	2.00	2.00	2.00	6.00
Sep	2.00	2.00	2.00	6.00
Oct	2.00	2.00	2.00	6.00
Nov	2.00	2.00	2.00	6.00
Dic	2.00	2.00	2.00	6.00
TOTAL	24.00	24.00	24.00	72.00

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 8 presenta el aporte del Gobierno de los gastos operativos proyectados para 2007, por Empresa Distribuidora.

CUADRO No. 8
GASTOS OPERACIONALES AÑO 2007
(Valores en Millones de US\$)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	4.00	4.00	4.40	12.40
Feb	4.00	4.00	4.10	12.10
Mar	4.00	4.00	4.55	12.55
Abr	4.00	4.00	4.11	12.11
May	4.00	4.00	3.85	11.85
Jun	4.00	4.00	3.13	11.13
Jul	4.00	4.00	4.19	12.19
Ago	4.00	4.00	3.94	11.94
Sep	4.00	4.00	3.11	11.11
Oct	4.00	4.00	4.18	12.18
Nov	4.00	4.00	4.08	12.08
Dic	4.00	4.00	4.35	12.35
TOTAL	48.00	48.00	48.00	144.00

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 2007 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 2004-2005 cortada al 31 de diciembre del año 2006 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 2007, 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.

Calidad del Servicio por Electrificación Rural y Suburbana a través del PRA

Uno de los principales objetivos, dentro de la política social del Gobierno 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 del Programa de Reducción de Apagones (PRA), el Gobierno contempla ejecutar una serie de medidas para el año 2007 que permitirán desarrollar en los usuarios un ambiente de satisfacción con el servicio que se brinda.

Entre esas medidas están:

- Apertura de nuevas estafetas;
- Optimización de las facilidades para el pago de las facturas o contribuciones;
- Mejora en la atención personalizada al cliente;
- Reducción del tiempo de atención al cliente;
- Mejora de la calidad de las redes de distribución.

La Unidad de Electrificación Rural y Suburbana preparará, en coordinación con las Empresas Distribuidoras, las inyecciones de energía que garanticen un suministro en las horas que sean más convenientes para los barrios carenciados.

Metas de Desmote del PRA

A través de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS), se va a implementar un plan de desmote de las zonas PRA en dos etapas:

1. Separación Inicial de Zonas.
2. Desmote Progresivo.

En una primera etapa se realizará un desmote administrativo, que consiste en la separación del programa de una serie de zonas, que por poseer ciertas características tanto sociales como técnicas, permiten su separación sin traumas y que no serán incluidas en el nuevo acuerdo del 2007. Para las distintas zonas de concesión habrá un desmote inicial de algunos 25 GWh de la energía suministrada.

La segunda etapa consistirá en desmontar áreas internas dentro de las zonas remanentes que cumplen con ciertas características, luego de un proceso de readecuación e inversiones adecuadas para su reingreso al régimen comercial normal.

Este programa aspira a un desmote de otros 25 GWh al final de año.

Distribución Porcentual del Desmote

Empresa Distribuidora	Situación Actual			25% Desmote Propuesto	Resultado Después de Desmote		
	Monto Promedio Compra	75 % Subsidio Gobierno	25% Distribuidora		Monto Resultante Compra	75 % Subsidio Gobierno	25% Distribuidora
EdeEste	50.0	37.5	12.5	12.5	37.5	28.1	9.4
EdeSur	33.0	24.8	8.3	8.3	24.8	18.6	6.2
EdeNorte	15.0	11.3	3.8	3.8	11.3	8.4	2.8
Total	98.0	73.5	24.5	24.5	73.5	55.1	18.4

La Unidad de Electrificación Rural y Suburbana (UERS) pretende realizar el desmote en dos vertientes:

- Normalización de Zonas PRA.
- Ejecución de proyectos en Zonas rurales y suburbanas.

En la primera vertiente, se trata de identificar, de común acuerdo con las Empresas Distribuidoras, barrios que estén dentro de las zonas PRA para normalizarlos y convertirlos en barrios gestionables y operados directamente por las Empresas Distribuidoras. La normalización consiste en hacer todas las instalaciones de distribución y las acometidas de contadores, y luego entregar estos barrios a las Empresas Distribuidoras, incorporándolos al conjunto de clientes regulados.

Con esta acción se disminuye el PRA, se aumenta la cantidad de clientes de las distribuidoras y se disminuye el subsidio del Gobierno. Al mismo tiempo, se inicia la etapa de individualización del subsidio al consumo de electricidad a las familias de escasos recursos.

En la segunda vertiente, 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.

II.- SECTOR TRANSMISIÓN

ETED es una empresa que forma parte del holding que conforma la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

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.

Dando cumplimiento al párrafo uno del artículo 138 de la Ley no.125-01, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales conjuntamente con ETED están llevando a cabo, mediante financiamiento del Banco Mundial, el Proyecto de Valoración de Activos de ETED, así como el de Elaboración del Plan de Negocio de la misma, paso previo para la conformación como empresa de propiedad estrictamente estatal, con personería jurídica y patrimonio propio, y estará en capacidad de contraer obligaciones comerciales contractuales, según su propio mecanismo de dirección y control.

La ETED, en proceso de formación, estará legalmente constituida a mediados de este año.

Proyectos

A esos fines, durante el año 2007, se continuará con la ejecución de los siguientes proyectos:

PROYECTOS	TIR
Autopista Eléctrica Santo Domingo – Santiago a 345 kV	16%
Línea Manzanillo – Santiago a 345 kV	26%
Segundo Anillo de Santo Domingo a 138 Kv	40%
Línea Arroyo Hondo – Los Mina – Hainamosa a 138 kV	60%
Línea Pizarrete – Julio Sauri a 138kV	35%
Línea Palamara – Arroyo Hondo a 138 kV	40%
Línea San Juan – Elías Piña a 69 kV	26%
Subestación El Brisal a 138 kV	-
Subestación Sánchez a 138 kV	-
Subestación Elías Piña a 69 kV	-
Obras Complementarias del Anillo Noroeste-Norte a 138 kV	-
Instalación de 140 MVAR en Bancos de Capacitores a 69 y 138 kV	60%

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.

El Proyecto 2do. Anillo Santo Domingo, el cual consiste en la transformación de tres subestaciones desde el nivel de 69 kV al nivel de 138 kV (UASD, César Nicolás Penson, y Metropolitano), y la construcción de una nueva subestación ubicada en la urbanización Paraíso. El proyecto contempla además la construcción de las líneas a 138 kV para enlazar estas subestaciones y permitir de esta manera mejorar la capacidad y calidad de abastecimiento eléctrico del área metropolitana de la ciudad de Santo Domingo.

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 2007, 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 2008.

Los demás proyectos listados ayudan 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

En el cuadro 11 se puede observar el comportamiento de los desembolsos provenientes de préstamos externos asignados en el Presupuesto del año 2007 para el Sistema de Transmisión.

Cuadro No. 11
Financiamientos de Transmisión
(Valores en US\$)

PROYECTOS	Presupuesto 2007	1er. Trimestre	2do. Trimestre	3er. Trimestre	4to. Trimestre
Construcción 2do. Anillo Sto. Dgo. (kV)	15,728,997.00	9,728,000.00	6,000,997.00		
Construcción LT Anillo Noroeste (BANDES)	2,781,151.00	2,781,151.00			
Construcción Proyecto 345 kV					
a) Préstamo Deutsche Bank España (CESCE)	5,038,376.00	1,914,583.00	2,519,188.00	604,605.00	
b) Préstamo Deutsche Bank Italia (SACE)	7,840,974.00	430,449.00	2,593,684.00	2,519,578.00	2,297,263.00
c) Préstamo Deutsche Bank España (Comercial)	9,683,130.00	1,646,132.00	2,808,108.00	3,970,083.00	1,258,807.00
d) Préstamo AKA Alemania (HERMES)	8,927,372.00	1,517,653.00	2,588,938.00	3,660,223.00	1,160,558.00
Subtotal Proyecto 345 kV	31,489,852.00	5,508,817.00	10,509,918.00	10,754,489.00	4,716,628.00
TOTAL	50,000,000.00	18,017,968.00	16,510,915.00	10,754,489.00	4,716,628.00

Adicionalmente, se ha contemplado invertir en nuevos proyectos, rehabilitaciones y adecuaciones, a ejecutarse con fondos propios por la suma de RD\$1,105,937,542.00.

III.- SECTOR GENERACIÓN

El Gobierno tiene como metas disminuir los costos de generación de la energía eléctrica y aumentar la disponibilidad y confiabilidad del parque de generación existente, a fin de que el consumidor reciba un servicio adecuado y a precio razonable. Para alcanzar este objetivo la CDEEE ejecutará en el transcurso del 2007 el siguiente plan de trabajo:

1. Renegociación de los Contratos del Acuerdo de Madrid.

Beneficios a obtener:

- Reducción del precio de venta de la energía de las empresas generadoras a las distribuidoras.
- Restitución condiciones de competencia en el mercado eléctrico.
- Ajuste potencia contratada con Generadoras a disponibilidad real de potencia de dichas empresas.

Cuantificación de los beneficios:

- Reducción en el precio de la energía facturada a las Empresas Distribuidoras en el rango de 2.0/4.0 centavos de dólar por kilovatio-hora. Esto significaría un ahorro anual para dichas empresas en el orden de los 300 millones de dólares, con la consecuente reducción en el monto del subsidio que aporta el Estado Dominicano.

2. Renegociación de los contratos con los Generadores Privados Independientes (IPP´s).

Beneficios a obtener:

- Eliminación o reducción de las pérdidas que la CDEEE enfrenta por ejecución de estos contratos.

Cuantificación de los beneficios:

- Por la reducción del 30% del cargo por capacidad en el contrato de Smith-Enron, se ha estimado un ahorro de 8.5 millones de dólares.
- Por la eliminación del componente de precio denominado O&M No.2 en el contrato de Smith-Enron, se ha estimado un ahorro de 6.0 millones de dólares.
- Las pérdidas que ha confrontado CDEEE por la comercialización de la energía aportada por la central Cogentrix serían eliminadas con la conversión de dicha central al uso de gas natural.

Generación Hidroeléctrica

EGEHID es una empresa que forma parte del holding que conforma la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

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

Dando cumplimiento al párrafo uno del artículo 138 de la Ley no.125-01, la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales conjuntamente con EGEHID están llevando a cabo, mediante financiamiento del Banco Mundial, el Proyecto de Valoración de Activos de EGEHID, así como el de Elaboración del Plan de Negocio de la misma, paso previo para la conformación como empresa de propiedad estrictamente estatal, con personería y patrimonio propio, y estará en capacidad de contraer obligaciones comerciales contractuales, según su propio mecanismo de dirección y control.

Se espera que la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana, en proceso de formación, esté legalmente constituida a mediados de este año.

Proyectos Hidroeléctricos

Actualmente se encuentran en ejecución los proyectos hidroeléctricos de:

Pinalito, el cual inició su construcción en septiembre del año 2004, teniendo un avance a diciembre del 2006 de un 70.42%, proyectándose que a diciembre del año 2007 entrará en operación una de sus unidades, aportando al sistema 25 Mw y la segunda unidad en febrero del 2008, para aportar al sistema un total de unos 50 Mw.

Minicentrales, 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 julio del año 2007. Actualmente se encuentra en un 35% de avance de construcción. Esta aportará 0.85 Mw al Sistema Eléctrico Nacional.

Pryn Brazo Derecho, iniciará su construcción en abril del año 2007 y se estima que esté aportando al sistema 2.8 Mw en el primer trimestre del año 2008.

Magueyal, cuya capacidad instalada será de 3.2 Mw. Inició su construcción en el año 2006 y se espera que esté en operación en diciembre del 2007. Cuenta con un porcentaje de avance de construcción de 35%.

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 mayo del año 2007, y su entrada en operación se estima para el primer trimestre del año 2008.

Palomino. Este proyecto inició su primera etapa en julio 2006, con un monto de US\$15.0 millones, pautándose el inicio de la segunda etapa (construcción presa, casa de máquina, túnel principal) en agosto de este año. Se proyecta que esta central entrará en operación a finales del año 2009 y su aporte en generación de energía anual al sistema será de unos 183.7 Gwh, para una potencia de 100.0 Mw.

Las Placetas. En el mes de marzo del año 2007 será 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 a finales del 2007 y se proyecta que esté operando en el año 2010.

Proyecto Eólico. En el año 2006 fueron iniciadas mediciones eólicas en las poblaciones de Azua, Montecristi, Duvergé y Constanza; estimándose que a finales del año 2007 estén finalizados los diseños del primer parque eólico a instalar por EGEHID, con una capacidad estimada de 10 Mw.

**Cuadro No. 12
Centrales Hidroeléctricas en Construcción**

Centrales Hidroeléctricas en Construcción	Capacidad Instalada Mw	Generación esperada Gwh	Monto Presupuestado (millones de US\$)	Monto Ejecutado en millones de US\$	Monto a cargo 07	Status Proyecto en fines de 0707	Ahorro de Combustible anual en millones de US\$	Empleos Directos e Indirectos	% Avance en construcción	% Avance en inversión
Central Masúta	50.7	47.00	74.0	157.7	44.74	134.76	19.27	2,000	70.47%	
Requisito de la Central Masúta	0.0	70.33	15.0				9.48	200		70.10%
Mini central Municipal	3.0	24.11	0.0	0.0	20.91	24.25	4.24	1100	31.5%	81.11%
Minicentral Pym Brazo Derecho	2.0	20.00	1.0	0.0			2.81	125		80.00%
Minicentral Las Barbas	0.0	7.50	0.2				1.01	00	75.00%	100.00%
Central Palomino	100.0	100.7	225.0	0.15	56.01	65.00	24.75	2,400		31.12%
Central Las Placetas	87.0	331.0	775.0		25.77	75.00	44.60	2,600		
TOTALES	251.10	780.78	710.10	188.85	119.78	338.01	105.20	7,305		

IV.- OTRAS MEDIDAS

Aportes del Gobierno

El aporte del Gobierno se divide en dos grandes renglones:

- Financiamiento del déficit corriente de la CDEEE y la Empresas Distribuidoras, 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:

1. Déficit corriente de la CDEEE y las Empresas Distribuidoras:

Cuadro No. 13
(Valores en millones de dólares)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	CDEEE	Total
Ene	9.97	4.47	8.87	7.35	30.66
Feb	9.22	3.05	4.75	7.35	24.38
Mar	9.40	2.80	8.62	7.35	28.17
Abr	8.74	1.36	4.78	6.51	21.40
May	8.68	0.58	6.76	6.51	22.53
Jun	8.14	-0.13	4.36	6.51	18.87
Jul	7.55	-1.11	2.28	6.51	15.22
Ago	7.38	-2.38	0.60	6.51	12.12
Sep	6.44	-2.99	-0.53	6.51	9.42
Oct	5.78	-3.98	0.19	6.51	8.50
Nov	5.78	-3.84	0.34	6.51	8.79
Dic	5.33	-5.24	2.45	6.51	9.05
Déficit Neto	92.40	-7.41	43.47	80.64	209.11

2. Inversiones de las Empresas Distribuidoras

Cuadro No. 14
(Valores en millones de dólares)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	2.00	2.00	2.00	6.00
Feb	2.00	2.00	2.00	6.00
Mar	2.00	2.00	2.00	6.00
Abr	2.00	2.00	2.00	6.00
May	2.00	2.00	2.00	6.00
Jun	2.00	2.00	2.00	6.00
Jul	2.00	2.00	2.00	6.00
Ago	2.00	2.00	2.00	6.00
Sep	2.00	2.00	2.00	6.00
Oct	2.00	2.00	2.00	6.00
Nov	2.00	2.00	2.00	6.00
Dic	2.00	2.00	2.00	6.00
Total	24.00	24.00	24.00	72.00

3. Subsidio del PRA

Cuadro No. 15
(Valores en millones de dólares)

	EdeNorte	EdeSur	EdeEste	Total
Ene	1.36	3.22	4.76	9.34
Feb	1.26	2.92	4.38	8.55
Mar	1.45	3.41	4.75	9.61
Abr	1.45	3.42	4.66	9.53
May	1.54	3.61	4.99	10.14
Jun	1.54	3.60	4.92	10.06
Jul	1.54	3.61	4.96	10.11
Ago	1.63	3.78	5.14	10.55
Sep	1.52	3.52	4.86	9.90
Oct	1.59	3.69	5.00	10.28
Nov	1.53	3.48	5.10	10.10
Dic	1.60	3.63	5.52	10.75
Total	18.03	41.87	59.03	118.93

4. Resumen

Cuadro No. 16
(Valores en millones de dólares)

	Deficit Corriente CDEEE+ Disco's	Inversiones Distribuidoras	PRA	Total Déficit	Inversiones Trans+Hidro	Total
Ene	30.66	6.00	9.34	46.00	5.62	51.62
Feb	24.38	6.00	8.55	38.93	11.85	50.77
Mar	28.17	6.00	9.61	43.78	9.56	53.34
Abr	21.40	6.00	9.53	36.93	13.14	50.07
May	22.53	6.00	10.14	38.67	7.15	45.83
Jun	18.87	6.00	10.06	34.93	8.64	43.57
Jul	15.22	6.00	10.11	31.33	4.44	35.77
Ago	12.12	6.00	10.55	28.67	6.88	35.55
Sep	9.42	6.00	9.90	25.32	7.19	32.50
Oct	8.50	6.00	10.28	24.77	5.42	30.20
Nov	8.79	6.00	10.10	24.90	5.34	30.24
Dic	9.05	6.00	10.75	25.80	4.77	30.57
TOTAL	209.11	72.00	118.93	400.03	90.00	490.03

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

Cuadro No. 17
(Valores en millones de dólares)

	Transmision	Hidroelectrica	Total
Enero	1.50	4.12	5.62
Febrero	6.48	5.37	11.85
Marzo	4.74	4.82	9.56
Abril	9.08	4.06	13.14
Mayo	2.88	4.27	7.15
Junio	5.00	3.64	8.64
Julio	2.00	2.44	4.44
Agosto	4.60	2.28	6.88
Septiembre	4.97	2.22	7.19
Octubre	3.20	2.22	5.42
Noviembre	3.00	2.34	5.34
Diciembre	2.55	2.22	4.77
Total	50.00	40.00	90.00

Déficit Total de las Distribuidoras

En consonancia con las metas establecidas para los niveles de pérdidas y mejora en las cobranzas, el cálculo del déficit total trimestral proyectado para cada una de las distribuidoras se muestra en los cuadros a continuación:

Cuadro No. 18
Déficit Total Trimestral Empresa Distribuidora del Norte (EdeNorte)
Ejecución Enero 2007
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	MONTO PROYECCION ENERO - DICIEMBRE DEL 2007				Total General
	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	
Ingresos:					
Venta de Energía	63.23	73.48	85.90	85.53	308.14
Otros	0.67	0.66	0.65	0.64	2.64
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	63.90	74.15	86.56	86.18	310.78
Gastos:					
Gastos Operativos	15.87	11.26	11.09	10.93	49.15
Compra de Energía	93.75	104.48	112.09	107.04	417.36
Intereses por Atrasos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversiones	6.27	6.18	6.08	5.99	24.52
Otros	0.49	0.56	0.58	0.55	2.18
Egresos Financieros	0.30	0.29	0.29	0.28	1.16
Sub-Total	116.68	122.76	130.13	124.80	494.36
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(52.78)	(48.61)	(43.57)	(38.62)	(183.58)
Financiamiento:					
<i>Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional</i>	28.59	25.55	21.37	16.88	92.40
<i>Aportes del Gobierno para Inversiones</i>	6.00	6.00	6.00	6.00	24.00
<i>Pago Energía del PRA</i>	4.06	4.54	4.70	4.73	18.03
Sub-Total	38.66	36.09	32.07	27.61	134.42
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(14.12)	(12.52)	(11.50)	(11.01)	(49.16)

Cuadro No. 19
Déficit Total Trimestral Empresa Distribuidora del Sur (EdeSur)
Ejecución Enero 2007
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	MONTO PROYECCION ENERO - DICIEMBRE DEL 2007				Total General
	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	
Ingresos:					
Venta de Energía	109.83	131.22	136.68	139.26	516.99
Otros	1.12	1.09	1.07	1.07	4.35
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	110.95	132.31	137.75	140.33	521.34
Gastos:					
Gastos Operativos	13.80	13.60	13.40	13.20	54.00
Compra de Energía	121.27	131.41	128.67	124.94	506.29
Intereses por Atrasos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversiones	6.27	6.18	6.08	5.99	24.52
Otros	0.83	0.90	0.89	0.90	3.52
Egresos Financieros	0.70	0.32	0.30	0.25	1.57
Sub-Total	142.86	152.41	149.35	145.28	589.90
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(31.91)	(20.10)	(11.60)	(4.95)	(68.56)
Financiamiento:					
<i>Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional</i>	10.32	1.95	0.00	0.00	12.27
<i>Aportes del Gobierno para Inversiones</i>	6.00	6.00	6.00	6.00	24.00
<i>Pago Energía del PRA</i>	9.54	10.62	10.90	10.79	41.87
Sub-Total	25.86	18.57	16.90	16.79	78.13
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(6.05)	(1.53)	5.31	11.84	9.57

Cuadro No. 20
Déficit Total Trimestral Empresa Distribuidora del Este (EdeEste)
Ejecución Enero 2007
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	MONTO PROYECCION ENERO - DICIEMBRE DEL 2007				Total General
	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	
Ingresos:					
Venta de Energía	84.31	85.15	93.10	94.74	357.30
Otros	3.65	2.51	2.51	2.35	11.02
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	87.96	87.66	95.61	97.09	368.32
Gastos:					
Gastos Operativos	13.63	11.42	11.40	12.60	49.06
Compra de Energía	110.07	105.70	104.24	103.28	423.29
Intereses por Atrasos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversiones	6.27	6.18	6.08	5.99	24.52
Otros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	129.97	123.30	121.73	121.87	496.87
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(42.01)	(35.64)	(26.12)	(24.78)	(128.55)
Financiamiento:					
<i>Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional</i>	22.25	15.90	2.88	2.98	44.01
<i>Aportes del Gobierno para Inversiones</i>	6.00	6.00	6.00	6.00	24.00
<i>Pago Energía del PRA</i>	13.89	14.57	14.96	15.61	59.03
Sub-Total	42.14	36.47	23.84	24.59	127.04
Superavit (Déficit) con Financiamiento	0.13	0.83	(2.28)	(0.19)	(1.51)

Cuadro No.21
Déficit Total Trimestral Consolidado de las Empresas Distribuidoras
Proyección Original Año 2007
(Valores en MMUS\$)

DESCRIPCION	MONTO PROYECCION ENERO - DICIEMBRE DEL 2007				Total General
	1er Trim.	2do Trim.	3er Trim.	4to Trim.	
Ingresos:					
Venta de Energía	257.37	289.84	315.68	319.53	1,182.43
Otros	5.44	4.27	4.24	4.07	18.01
Ingresos Financieros	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Total	262.81	294.11	319.91	323.60	1,200.44
Gastos:					
Gastos Operativos	43.31	36.28	35.89	36.72	152.21
Compra de Energía	325.09	341.58	345.00	335.26	1,346.94
Intereses por Atrasos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Inversiones	18.80	18.53	18.25	17.98	73.56
Otros	1.32	1.46	1.47	1.45	5.70
Egresos Financieros	0.99	0.62	0.59	0.54	2.73
Sub-Total	389.51	398.46	401.20	391.95	1,581.13
Superavit (Déficit) Operacional del Mes	(126.70)	(104.35)	(81.29)	(68.35)	(380.70)
Financiamiento:					
Aportes del Gobierno para cubrir Déficit Operacional	61.16	43.40	24.25	19.87	148.67
Aportes del Gobierno para Inversiones	18.00	18.00	18.00	18.00	72.00
Pago Energía del PRA	27.50	29.73	30.56	31.13	118.93
Sub-Total	106.66	91.13	72.81	69.00	339.60
Superavit (Déficit) con Financiamiento	(20.04)	(13.22)	(8.48)	0.64	(41.10)

Como se puede apreciar, los cobros mejoran significativamente en cada trimestre 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. Por otro lado, los gastos operativos se reducen debido principalmente a que EdeNorte culmina con su proceso de establecerse como Empresa Distribuidora independiente de EdeSur.

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.

Técnica:

- **Encuestas Sociales.** En estos momentos están en proceso de realización. Las acciones concretas a ejecutar como parte del plan dependerán de sus resultados.

Política Institucional

Desde el punto de vista institucional, hay una serie de situaciones que deben ser resueltas para el año 2007 para garantizar un mejor funcionamiento del sector.

Entre los principales temas, se tienen:

- Modificación de la Ley 125-01 y su Reglamento de Aplicación. Se espera que el Congreso Nacional apruebe, antes de fin de marzo de 2007, las modificaciones a la Ley General de Electricidad (criterio de desempeño estructural), incluyendo:
 1. la tipificación de los hechos penales que afectan al sector eléctrico;
 2. la obligación legal de regularizar la situación de los usuarios que no están bajo contrato frente a las empresas de distribución;
 3. el fortalecimiento de las instituciones que norman y regulan el sector eléctrico; y
 4. la aplicación equitativa y proporcional de las sanciones contra todo tipo de atentado al sector eléctrico. Además esperamos, antes de marzo de 2007, modificar el marco regulatorio con el fin de eliminar las barreras legales y administrativas que impiden el combate efectivo del robo de electricidad, así como la realización de una buena gestión comercial por parte de las empresas distribuidoras (criterio de desempeño estructural).
- Modificación de la Ley 124-01;
- Modificación de la Ley 141-97;
- Modificación al Reglamento de la CDEEE;
- Reglamento de la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana;
- Aprobación de la Ley de Incentivo para la Energía Alternativa;
- Promover Resoluciones, por parte de la Superintendencia de Electricidad, para adecuar la normativa vigente con los planes proyectados.

Política Tarifaria

El Gobierno dentro del Programa Económico de la República Dominicana 2005-2007: Quinta y Sexta Revisión Acuerdo Stand-By con el Fondo Monetario Internacional, se ha comprometido a mantener los índices macroeconómicos en niveles estables, se espera que los factores generados por estos índices y que intervienen en el cálculo de la tarifa eléctrica no experimenten cambios significativos que ameriten variaciones en el valor de la tarifa con respecto a los precios actuales.

En caso de que la tarifa temporalmente sea inferior a la tarifa calculada, será cubierto con mayores transferencias al sector eléctrico. Adicionalmente, se espera completar una evaluación de la estructura tarifaria antes de Junio del 2007, con el objetivo de mantener en cero el Fondo de Estabilización de la Tarifa Eléctrica y de que el déficit del sector no supere los 400 millones de dólares programado.

Se abrirá una cuenta especial (escrow) para manejar los recursos del fondo de estabilización de la tarifa eléctrica (FET).

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 2007, 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 DISTRIBUCIÓN

Desmonte del PRA

El Programa de Reducción de Apagones fue integrado estructural y funcionalmente a la UERS, ya que el mismo ha llegado a ser insostenible principalmente por el continuo y elevado aumento de los consumos de electricidad. A mediano plazo se continuará desmontando el PRA progresivamente hasta alcanzar el nivel de sostenibilidad por parte del Gobierno y las Empresas Distribuidoras.

Se continuará con la implementación del programa de mejoramiento de recaudaciones, de los servicios, de anti-robo, y de renovación de los activos de las empresas Distribuidoras.

Se logrará el punto de equilibrio de EdeNorte y EdeEste, ya que estarán en capacidad de cubrir sus gastos corrientes, inversiones, etc.

II.- 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 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.

III.- SECTOR GENERACION

- **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 cuatro (4) centavos de dólares por kilovatios hora, a los precios actuales de los combustibles. En términos de anualidad, esto representaría un ahorro de alrededor de 75 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 veinticinco (25) millones de dólares.
- El tiempo de ejecución del proyecto se ha estimado en ocho (8) meses

- **Conversión a gas natural de las turbinas a gas de la Central Higuamo, San Pedro de Macorís.**

Beneficios a obtener:

- Aumento de la despachabilidad de la central.
- Aumento de la estabilidad del sistema eléctrico.
- Reducción del costo de generación de la energía producida por estas unidades.

Cuantificación de los beneficios:

- Reducción del precio de la energía generada en aproximadamente 9.0 centavos de dólar el kilovatio-hora.

Inversión y tiempo de ejecución:

- La inversión estimada para la conversión de las unidades y la construcción del gasoducto es de aproximadamente tres y medio (3.5) millones de dólares.
- El tiempo estimado para la ejecución del proyecto es de ocho (8) meses.
- **Traslado a costa norte de Planta flotante Victoria One y reincorporación al Sistema Eléctrico.**

Beneficios a obtener:

- Aumento disponibilidad de generación en la región norte.
- Aumento capacidad resolver situaciones de contingencia.

Inversión y tiempo de ejecución:

- Doce (12) millones de dólares por la adquisición de la planta.
- Seis (6) millones de dólares por acondicionamiento de la unidad, construcción de infraestructura de anclaje y traslado a la costa norte.
- Se ha estimado un tiempo de ejecución de cuatro (4) meses.
- **Ejecución y seguimiento del Plan de Expansión de Generación.**

Proyecto Instalación Centrales A Carbón De 600 Mw.

La construcción de las centrales termoeléctricas a carbón, denominadas Pepillo Salcedo y Hatillo, en las Provincias Montecristi y Azua, 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 programado para el primer trimestre del año 2007.

Inversión, tiempo de ejecución y características:

- Capacidad instalada total de 1200 MW, 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 un puerto carbonero en Hatillo, la adecuación del puerto de Manzanillo y la construcción de las líneas de transmisión Pepillo Salcedo-Subestación El Naranjo y Hatillo-Subestación Julio Sauri;
- La generación de energía de cada central será de 12.44 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 por el contrato original de Hatillo es menor, pero tendría que ser ratificado con el nuevo consorcio contratista;
- Asumiendo que la construcción de la central Pepillo Salcedo efectivamente comience en el primer trimestre de este año, y un tiempo de construcción para la primera unidad generadora de 22 a 24 meses, esa primera unidad debería entrar en servicio en el primer o segundo trimestre del año 2009.

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, en ambos casos sin incluir el costo del combustible;
- Aumento disponibilidad de generación en la región norte;
- 800-1000 puestos de trabajo 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.

La producción de energía para el año 2007 se proyecta en unos 1,500 Gwh.

IV.-OTRAS MEDIDAS

Reestructuración de la Deuda

En relación con las deudas no corrientes cortadas al 31 de diciembre del año 2006, se contempla un Acuerdo General para el 2007, 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.