



Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2011 - 2014

Agosto 2011

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras

Resumen Ejecutivo

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica presenta el plan estratégico para su implementación en un horizonte de tres años en el cual se establecen las acciones y estrategias que se desarrollarán para cumplir con la misión de contribuir con el desarrollo de la nación brindando un servicio oportuno y de calidad.

Las acciones y actividades contempladas se enfocan en la reducción de pérdidas, el inmediato mantenimiento correctivo de las redes de distribución, la implementación de un plan de inversiones priorizadas, el desarrollo de proyectos de para la mejora de la eficiencia administrativa, como el desarrollo de plantas de generación de energía renovable, el ahorro y uso eficiente de la electricidad.

La reducción de pérdidas producirá el flujo de capital necesario para iniciar la implementación del plan de inversiones, priorizando aquellas que produzcan un mayor impacto en la mejora de la eficiencia y el aseguramiento de la continuidad del servicio de energía eléctrica.

Se atenderán las actividades de distribución, transmisión y generación, pero asignando a la actividad de distribución la máxima prioridad.

Las medidas de corto plazo que el plan recomienda son las siguientes:

1. Ejecutar durante los años 2011 al 2014 el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas.
2. Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional.
3. Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución.
4. Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica.
5. Ejecutar programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla.
6. Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación.
7. Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión.
8. Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema.
9. Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE.
10. Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas.
11. Iniciar la construcción de los proyectos Llanitos y Jicatuyo.
12. Iniciar la construcción de los Proyectos del Complejo Energético del Aguán.

Otras medidas de mediano plazo incluyen:

1. Finalizar la ejecución el proyecto de mejora de la eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial, este proyecto contempla la creación de unidades estratégicas de negocios y su separación contable.
2. Reforzar la estructura de las regiones de distribución.
3. Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula
4. Licitación programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos de Construcción y Transferencia (Built and Transfer) BT por sus siglas en Inglés.
5. Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón.

Con la implementación integral de este plan, la situación financiera deficitaria de ENEE cambiaría su tendencia haciéndose positiva en tres años.

Tabla de contenido

1. Introducción.....	6
2. Análisis de la situación y diagnóstico	6
3.- Resultados financieros con acciones mínimas.....	7
4. Objetivos y metas del Plan Estratégico	7
5.- Resultados financieros	8
6.- Monitoreo del Plan	9
7.- Detalles de las acciones	9
<i>Corto Plazo.....</i>	9
7.1. <i>Ejecutar durante los años 2011 al 2014 el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas</i>	<i>9</i>
7.1.1 Organización gerencial del control y reducción de pérdidas	13
7.1.2 Vinculo cliente red y sistema de control de incidencias	14
7.1.3 Legalización de instalaciones conectadas ilegalmente.....	14
7.1.4 Reimplementación de la red antifraude.....	15
7.1.5 Reforzamiento de personal de campo y equipo	15
7.1.6 Adquisición de medidores y materiales asociados	15
7.1.7 Operativos de reducción de pérdidas.....	15
7.1.8 Sistema de gestión de datos de medición.....	16
7.1.9 Medición Inteligente.....	16
7.1.10 Implementación del sistema prepago	17
7.2 <i>Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional</i>	<i>19</i>
7.3 <i>Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución</i>	<i>21</i>
7.4 <i>Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica.....</i>	<i>21</i>
7.5 <i>Ejecutar programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla y alumbrado público</i>	<i>22</i>
7.6 <i>Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación.....</i>	<i>23</i>
7.7 <i>Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión.....</i>	<i>23</i>
7.8 <i>Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema</i>	<i>24</i>

7.9	<i>Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE</i>	25
7.10	<i>Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas (Patuca 3)</i>	25
7.11	<i>Proyecto hidroeléctrico Jicatuyo</i>	26
7.12	<i>Proyecto hidroeléctrico Los Llanitos</i>	26
7.13	<i>Proyectos del Complejo Energético del Aguán</i>	27
7.13.1	Proyecto hidroeléctrico Río Aguán	27
7.13.2	Proyecto hidroeléctrico Río Mame	27
7.13.3	Proyecto hidroeléctrico Río Yaguala	28
7.13.4	Proyecto planta solar fotovoltaica Arenal	28
7.13.5	Proyecto planta de biomasa Arenal	28
	Mediano Plazo	29
7.14	<i>Finalizar la ejecución del proyecto de Mejora de la Eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial</i>	29
7.15	<i>Reforzar la estructura de las regiones de distribución</i>	30
7.16	<i>Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula</i>	33
7.17	<i>Licitación programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos BT</i>	34
7.18	<i>Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón</i>	47
7.18.1	Proyecto hidroeléctrico La Tarrosa	47
7.18.2	Proyecto hidroeléctrico Valencia	48
7.18.3	Proyecto hidroeléctrico El Tablón	48
	8.- Análisis de sensibilidad y resumen	50
	ANEXOS	52
	Anexo 1: Cronograma y presupuesto del Plan estratégico	53
	Anexo 2: Proyecciones financieras con acciones mínimas y con todas las acciones	56
	Anexo 2: Estructura para Control y Reducción de Pérdidas	62
	Anexo 3: Acciones de emergencia en circuitos de distribución área de occidente	63
	Anexo 4: Inversiones en Regiones de Distribución	68

1. Introducción

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica tiene como misión contribuir al desarrollo sostenible del país mediante la prestación de un servicio de suministro eléctrico eficiente y competitivo, asegurando una constante ampliación en la cobertura eléctrica, el aprovechamiento de los recursos renovables nacionales y la protección al ambiente.

En el largo plazo la Empresa se visualiza con procesos altamente automatizados, de manera que la gestión eficiente y la toma de decisiones serán pilares para un servicio eficiente, eficaz y competitivo, tanto en el mercado eléctrico nacional como en el Mercado Eléctrico Regional (MER), brindando de esta forma, oportunidades de desarrollo sostenible.

Los objetivos estratégicos para el cumplimiento de nuestra misión son reducir el nivel de pérdidas, modernizar procesos de control y operación para mejorar la eficiencia administrativa, desarrollar la inversión que asegure el suministro de electricidad, impulsando y desarrollando la generación de electricidad a través de fuentes renovables y atendiendo las necesidades energéticas del pueblo hondureño en el marco del Plan de Nación y Visión de País.

2. Análisis de la situación y diagnóstico

En el año 2010 la empresa cerró operaciones con un superávit de 50,6 millones de lempiras, con un nivel de pérdidas eléctricas alrededor de 24.9%, una cobertura eléctrica del orden de 81% a nivel nacional, 99% en la zona urbana y 63% en la zona rural, una composición de la generación de electricidad de 52% térmico y 48% renovable, en un contexto de altos precios del combustible, con precios cuyos valores máximos alcanzaron unos US\$104 por barril de petróleo.

La ENEE es un ente descentralizado del Gobierno Central, en un país altamente dependiente de los combustibles fósiles, donde la generación de energía eléctrica incide directamente en la balanza comercial, teniendo un peso de 3.9% sobre el PIB.

Un 7.01% de la deuda externa del Gobierno de Honduras está focalizado en la ENEE, constituyéndose en parte fundamental de la política económica del gobierno y en los acuerdos económicos con organismos internacionales.

La actual situación financiera de la ENEE depende de lo siguiente:

1. Eficiencia operacional y nivel de pérdidas.
2. Establecimiento de precios reales y eficientes de electricidad.
3. Ejecución oportuna del plan de inversiones
4. Fortaleza de las instituciones encargadas del Subsector Eléctrico.
5. De los precios de petróleo y de la proporción de energía generada con este combustible.

3.- Resultados financieros con acciones mínimas

El análisis financiero de ENEE indica que con acciones mínimas, el déficit acumulado anual de ENEE aumenta de L. 1,058 millones en el año 2011 a L 2,388 millones en el 2013, para convertirse en un superávit de L 2,251 millones en el 2015. Este desempeño resultaría en un deterioro de la calidad del servicio y un detenimiento de las inversiones para atender la demanda de electricidad.

Estos resultados se basan en las premisas siguientes:

- a) Pérdidas de 24.8% reduciendo 0.6% en el año 2011 y se mantiene el mismo porcentaje en todo el período de análisis.
- b) Precio medio de venta de L. 3.42/kWh (vigente a junio del 2011), bajando a L. 3.25/kWh.
- c) Bajo nivel de inversiones en transmisión y distribución.
- d) Un nivel de precios del bunker de US\$100.00/BBL para el año 2011 y un precio US\$104.40/ BBL a partir del año 2012, (vigente al mes de Abril del 2011), que reflejaría un precio medio constante de compra de energía de L 2.07/kWh.

4. Objetivos y metas del Plan Estratégico

En el marco de la Visión de País al 2038, el Plan de Nación al 2022, y el Plan de Gobierno al 2014, la ENEE ha preparado un plan de acción que le permite direccionar sus objetivos y metas para atender adecuadamente los retos correspondientes al subsector electricidad.

Para contribuir al desarrollo del país, la Gerencia con el apoyo del Gobierno Central se ha trazado los objetivos de sanear financieramente la empresa, promover el desarrollo de las energías renovables, reorganización y automatización de los procesos, realizar el plan de inversiones, reducir el nivel de pérdidas eléctricas, para ampliar la cobertura brindando un servicio confiable y de calidad.

El Plan se divide en acciones de corto y mediano plazo. Las acciones de corto plazo son las siguientes:

1. Ejecutar durante los años 2011 al 2014 el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas
2. Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional.
3. Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución.
4. Promover la aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica.
5. Ejecutar el programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla.
6. Diseñar una estrategia de comunicación.
7. Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión.
8. Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema.
9. Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE.
10. Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas.

11. Iniciar la construcción de los proyectos Llanitos y Jicatuyo.
12. Iniciar la construcción de los Proyectos del Complejo Energético del Aguán

Las medidas de mediano plazo incluyen:

1. Finalizar la ejecución del proyecto de Mejora de la Eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial, que uno de sus componentes establece la creación de las unidades estratégicas de negocios de generación, transmisión y distribución y la separación contable de las mismas.
2. Reforzar la estructura de las regiones de distribución.
3. Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula
4. Licitación programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos Built and Transfer (BT).
5. Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón.

5.- Resultados financieros

El análisis financiero de ENEE indica que con todas las acciones, el déficit anual de L. 1,397 millones en el año 2011 se convierten en un superávit anual acumulado de L. 1,991 millones en el 2015. Este desempeño resultaría en una mejoría financiera, calidad del servicio y capacidad para afrontar las inversiones que requiere la infraestructura del servicio.

Estos resultados se basan sobre todas las acciones descritas en la sección 4 y en las premisas siguientes:

- Pérdidas de 24.3% en el año 2011, 18.3% en el 2012, 12.3% en el año 2013 y una reducción anual mucho menor, hasta alcanzar 11% en el año 2015.
- Una recuperación de la mora de L. 1,305 millones de Lempiras en tres años.
- Un precio medio de L. 3.42/kWh en el año 2011, un aumento de 17.4 puntos porcentuales al factor de ajuste en el año 2012, alcanzando un valor de 40.4%, una disminución de 15 puntos porcentuales en el año 2013, alcanzando un valor de ajuste de 25.4%; luego disminuyendo 12 puntos en el año 2015, llegando a un ajuste global de 13.4% y un precio medio de L. 3.15/kWh, mucho menor que el precio medio del año 2011.
- Adecuado nivel de inversiones en transmisión y distribución.
- Un nivel de precios del bunker óCô de US\$100.00/ BBL para el año 2011 y un precio US\$104.40/ BBL a partir del año 2012, (vigente al mes de Abril del 2011), que reflejaría un precio medio constante de compra de energía de L2.07/kWh.

El resumen comparativo de los resultados sin y con todas las acciones se encuentra en la tabla siguiente:

COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS CON ACCIONES MÍNIMAS Y CON TODAS LAS ACCIONES

(En millones de Lempiras)

RESULTADOS CON ACCIONES MÍNIMAS	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidades netas	-2271	-3797	-628	1104	-116
Flujo de Caja Anual	-1058	-2123	793	2987	1651
Flujo de Caja Acumulado	-1058	-3180	-2388	600	2251
Porcentaje de Perdidas	24.3%	24.3%	24.3%	24.3%	24.3%
Inversiones Totales	2064	4536	2413	455	263

RESULTADOS CON TODAS LAS ACCIONES	2011	2012	2013	2014	2015
Utilidades netas	-2271	-142	86	-1896	-1699
Flujo de Caja Anual	-1397	1399	2342	379	-732
Flujo de Caja Acumulado	-1397	2	2344	2723	1991
Porcentaje de Perdidas	24.3%	18.3%	12.3%	11.3%	11.0%
Inversiones Totales	2404	10540	5129	1358	561

6.- Monitoreo del Plan

La Dirección de Planificación y Desarrollo a través de la Subdirección de Planificación será la Unidad de Monitoreo que verificará el fiel cumplimiento de cada una de las acciones contenidas en el Plan las cuales deberán ser realizadas por las diferentes dependencias de la ENEE, de acuerdo al cronograma establecido para cada acción y evaluará los resultados sugiriendo medidas correctivas en caso de desfases o desvíos

Cada una de las acciones que forman parte de las estrategias de corto y mediano plazo, serán ejecutadas por los responsables designados por las respectivas dependencias involucradas. El Costo estimado del monitoreo es de 70,000.00 US\$ para la compra de equipo de computo para la Unidad d Monitoreo y enlaces de los POAS, además de la adquisición del software que automatice la recolección de información, indicadores y POAS.

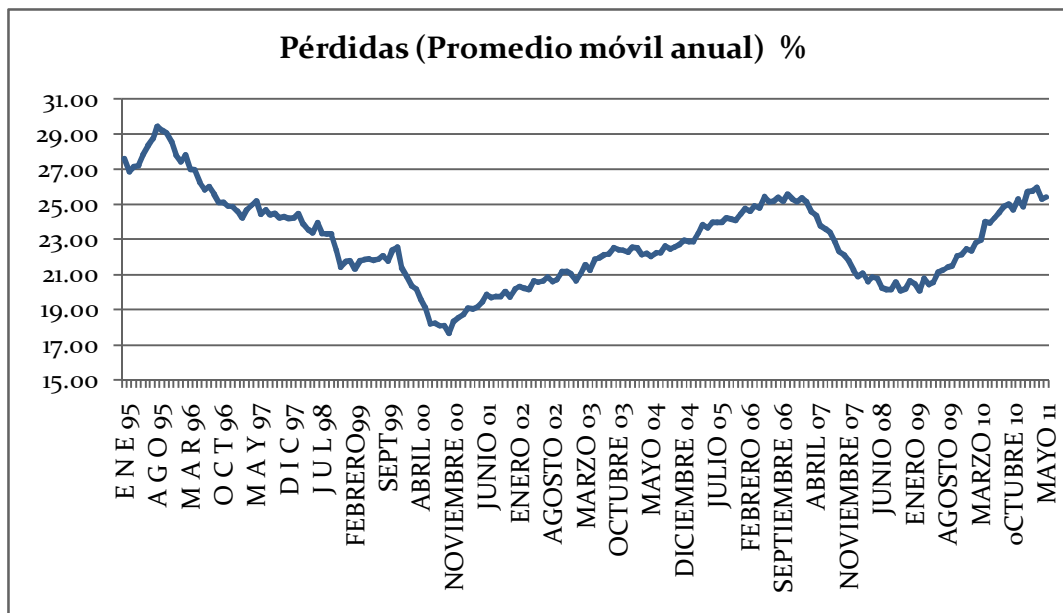
7.- Detalles de las acciones

Corto Plazo

7.1. Ejecutar durante los años 2011 al 2014 el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas

La gráfica a continuación muestra el comportamiento histórico del nivel de pérdidas a nivel nacional, la información de cada mes corresponde al cálculo al final del mes del promedio móvil anual de los últimos doce meses, los periodos de agosto de 1995 a noviembre del 2000 y enero de 2007 a junio de 2008, reflejan los esfuerzos realizados con el proyecto de reducción y control de pérdidas, el incremento de diciembre de

2000 hasta diciembre de 2006 se debe mayormente a que la administración decidió eliminar la oficina de reducción de pérdidas y las actividades que ésta realizaba fueron desatendidas.



El aumento en las pérdidas de energía en los últimos años está asociado a la falta de medidores, los cuales son provistos principalmente por la ENEE, lo cual implica que gran parte de los nuevos clientes se han convertido en servicios directos a los que no se les mide de forma adecuada el consumo o cuyo ingreso no refleja el valor real, aunado a esto está el tema de las colonias subnormales o con instalaciones fuera de norma que están consumiendo energía de la red de ENEE sin hacer ningún pago y que en el caso de la Región Noroccidental representa alrededor de 300 colonias, adicionalmente existen proyectos que no han sido recepcionados y que están conectados de forma directa algunos, ya que la logística en los sistemas regionales no permite darles la recepción o por no existir interés por parte de los dueños de los proyectos en legalizarlos y así pagar por el servicio.

La tabla a continuación presente una clasificación de clientes por consumo y tipo de medición, comparándolos por regiones y a nivel nacional, resultando interesante que el consumo y por ende la facturación se concentra en una cantidad reducida de clientes, los que deben ser monitoreados para un seguimiento continuo que asegure un conocimiento amplio sobre su patrón de consumo y posibles anomalías.

En otras palabras la Región Cetro Sur debería enfocarse en el seguimiento de 5,000 clientes que representan el 42% de su consumo en energía y el 49% de la facturación en Lempiras. La Región Nor Occidental debería enfocarse en 5,000 clientes que representan el 57% de su consumo en energía y el 60% de la facturación en Lempiras. La Región Litoral Atlántico debería enfocarse en 1,100 clientes que representan el 34% de su consumo en energía y el 41% de la facturación en Lempiras.

ESTADÍSTICAS DE VENTAS POR NIVEL DE CONSUMO NACIONAL
MES DE JULIO 2011

CENTRO SUR

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	1,056	55,307,245	234,520,170	0.17%	31.85%	37.51%
MEDIANOS CONSUMIDORES	1,096	5,596,283	27,432,405	0.18%	3.22%	4.39%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	3,247	4,036,475	21,278,862	0.53%	2.32%	3.40%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	49,926	24,312,494	121,131,446	8.10%	14.00%	19.38%
RESIDENCIAL MONOFASICO	561,051	84,416,913	220,816,350	91.02%	48.61%	35.32%
TOTAL VENTAS	616,376	173,669,410	625,179,233	100%	100%	100%

NOROCCIDENTE

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	1,043	126,783,841	480,699,702	0.19%	51.76%	53.13%
MEDIANOS CONSUMIDORES	1,783	11,032,664	55,844,704	0.32%	4.50%	6.17%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	2,054	3,887,244	20,071,397	0.37%	1.59%	2.22%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	46,811	22,704,212	115,334,812	8.32%	9.27%	12.75%
RESIDENCIAL MONOFASICO	510,907	80,550,755	232,747,243	90.81%	32.88%	25.73%
TOTAL VENTAS	562,598	244,958,716	904,697,858	100%	100%	100%

LITORAL ATLANTICO

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	846	13,282,908	59,465,157	0.54%	29.69%	36.91%
MEDIANOS CONSUMIDORES	28	201,918	990,072	0.02%	0.45%	0.61%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	208	159,291	819,867	0.13%	0.36%	0.51%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	13,693	7,599,114	37,352,864	8.72%	16.99%	23.19%
RESIDENCIAL MONOFASICO	142,171	23,490,097	62,478,508	90.59%	52.51%	38.78%
TOTAL VENTAS	156,946	44,733,328	161,106,468	100%	100%	100%

TOTAL VENTAS ENEE

CLIENTES POR NIVEL DE CONSUMO	CLIENTES	KWH FACTURADOS	LEMPIRAS FACTURADOS	% CLIENTES	% KWH	% LEMPIRAS
ALTOS CONSUMIDORES	2,945	195,373,994	774,685,029	0.22%	42.16%	45.81%
MEDIANOS CONSUMIDORES	2,907	16,830,865	84,267,181	0.22%	3.63%	4.98%
TRIFASICOS AUTOCONTENIDOS	5,509	8,083,010	42,170,125	0.41%	1.74%	2.49%
COMERCIAL Y GOBIERNO MONOFASICO	110,430	54,615,820	273,819,122	8.27%	11.79%	16.19%
RESIDENCIAL MONOFASICO	1,214,129	188,457,765	516,042,101	90.88%	40.67%	30.52%
TOTAL VENTAS ENEE	1,335,920	463,361,454	1,690,983,558.54	100%	100%	100%

En cuanto a la energía que se pierde por ciudades a continuación se presenta un cuadro con información de la Región Centro Sur, en él se indica que las 10 ciudades que generan las mayores pérdidas en términos relativos son Juticalpa y Catacamas con un 44.3%, Guaimaca con 34.7, San Lorenzo 33.7, El Zamorano 28.72%, Comayagua y Choluteca con 27.5%, Siguatepeque con 25.1%, y Danlí y El Paraíso con 24.1%, pero en valores absolutos siempre en orden descendentes la ciudades se ubican de la siguiente forma, Tegucigalpa, Juticalpa y Catacamas, Choluteca, Comayagua, San Lorenzo, Guaimaca, Danlí y El Paraíso y Siguatepeque. Dado que el porcentaje de pérdidas en Tegucigalpa es del orden del 11.7% la estrategia es continuar haciendo lo que se está haciendo (Business as usual), en el resto de las ciudades prevalece el orden que establecen los valores absolutos y entre las estrategias se considera el involucramiento de las fuerzas vivas de cada ciudad para concientizar a los abonados que el alto nivel de pérdidas conlleva consecuencias en la calidad y confiabilidad del servicio.

SUB GERENCIA CENTRO SUR
Contribución por ciudad Región Centro Sur kWh
Valores promedios a 12 meses

Ciudad	Energía entregada	Energía facturada	Energía perdida	% pérdida
Tegucigalpa	113,360,607	100,097,921	13,262,685	11.70%
Choluteca	20,278,714	14,702,953	5,575,761	27.50%
Comayagua	19,912,748	14,440,679	5,472,069	27.48%
Juticalpa y Catacamas	13,908,352	7,748,220	6,160,132	44.29%
San Lorenzo	11,011,451	7,297,143	3,714,308	33.73%
Danli y El Paraiso	8,362,748	6,347,020	2,015,729	24.10%
Piedras Azules	7,037,896	7,037,896	0	0.00%
Siguatepeque	6,281,794	4,707,700	1,574,094	25.06%
Guaymaca	5,975,571	3,902,153	2,073,418	34.70%
El Zamorano	2,585,667	1,843,102	742,565	28.72%
Total	208,715,548	168,219,896	40,495,652	19.4%

El programa de reducción de pérdidas que se propone desarrollar contempla las actividades descritas en la siguiente tabla:

PROYECTO DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS		
Nº	Descripción de acciones	Costo en US\$
Con financiamiento del Banco Mundial		
1	Sistema de gestión de datos de medición	4,000,000.00
2	Vínculo cliente red y sistema de control de incidencias	2,965,000.00
	Sub total	6,965,000.00
Sin financiamiento		
3	Organización gerencial del control y reducción de pérdidas	631,000.00
4	Legalización de instalaciones conectadas ilegalmente	27,013,406.00
5	Reimplementación de la red antifraude	3,000,000.00
6	Reforzamiento de personal de campo y equipo	1,700,000.00
7	Adquisición de medidores y materiales asociados	6,298,670.00
8	Operativos de reducción de pérdidas	469,000.00
9	Medición Inteligente	600,000.00
10	Implementación del sistema prepago	750,000.00
	Sub total	40,462,076.00
	Total	47,427,076.00

Para el logro de esta meta se completará la conformación de 40 cuadrillas, para el mes de octubre, con el equipamiento y capacitación necesaria, para detectar fraudes, concentrándose en los grandes consumidores de los diferentes sectores.

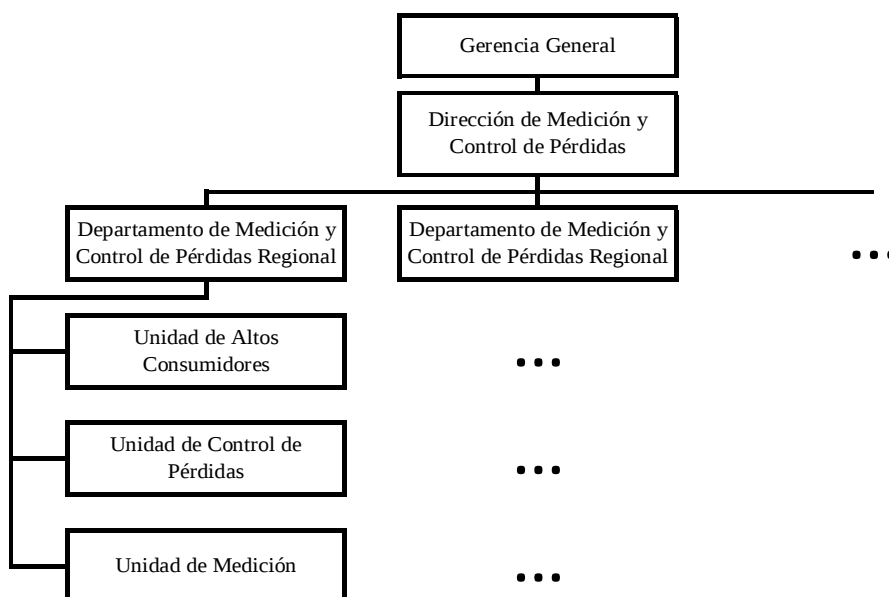
Las cuadrillas podrán visitar unos 15,000 consumidores por mes. Las acciones incluirán la contratación de cuadrillas privadas a fin de acelerar la meta de reducción de pérdidas.

El plan de reducción de pérdidas se basa en el estudio desarrollado por la consultoría contratada mediante financiamiento no reembolsable otorgado por el BID. Los resultados esperados y el costo se resumen en el cuadro siguiente:

DESCRIPCIÓN	2011	2012	2013	2014
Inversión reducción de pérdidas US\$ millones		10	30	7.5
Pérdidas totales %	25.41	22.41	19.41	16.41
Reducción		6%	6%	1.0%

7.1.1 Organización gerencial del control y reducción de pérdidas

Se propone una organización gerencial que atienda el tema de forma transversal en todas las regiones de distribución a un costo de USD \$ 631,000.00, la estructura se presenta a continuación:



Detalles de la estructura propuesta se pueden ver en el Anexo 2

7.1.2 Vínculo cliente red y sistema de control de incidencias

Incorporación de un Sistema de Gestión de Incidencias (SGI) el cual debe ser acompañado con la construcción de una nueva Base de Datos de la red mediante una campaña de recolección de información requerida, con la cual se levantan todos y cada uno de los puntos de suministro y su vinculación con las redes de distribución.

Esta inversión está contemplada dentro del préstamo del Banco Mundial IDA 4536-HO ó Proyecto de mejora del sector eléctrico (PROMEFE) con cobertura nacional de aproximadamente 1,400,000 usuarios. Costo del proyecto de US\$ 2,965,000.00

7.1.3 Legalización de instalaciones conectadas ilegalmente

Legalización a través de normalización de redes de distribución, instalación de medidores individuales, instalación de macro medición, para 412 colonias y 36,554 viviendas en la región noroccidental, redes de distribución denominadas como instalaciones subnormales, cuya energía no está siendo medida, por lo tanto no es facturada, este tipo de instalaciones se concentran en colonias en vías de desarrollo.

Esta inversión no tiene fondos asignados. Costo del proyecto de USD \$ 27,013,406

7.1.4 Reimplementación de la red antifraude

Adquisición de los accesorios para la red anti fraude con cajas herméticas para conexión de acometidas, cable blindado de distribución y acometidas concéntricas anti fraude para ser instalados en barrios y colonias con alto índice de reincidencia de hurto de energía y con difícil acceso para las cuadrillas de inspección de campo.

Esta inversión no tiene fondos asignados. Costo del proyecto de US\$ 3,000,000.00

7.1.5 Reforzamiento de personal de campo y equipo

Para combatir el nivel de pérdidas actual para la gran masa de usuarios con consumos menores de 300 kWh hay que intensificar y generalizar la inspección, aumentando el personal de campo a aproximadamente a 40 cuadrillas, esto acompañado con el equipamiento necesario

Esta inversión no tiene fondos asignados. Costo del proyecto en vehículos y equipo de US\$ 1,700,000.00

7.1.6 Adquisición de medidores y materiales asociados

Adquisición de medidores monofásicos electrónicos clase 200, transformadores de corriente, cable de control, aros de seguridad para medidores, sellos de seguridad.

Adquisición de 180,000 medidores óSuministro de Medidores Monofásicos Electrónicos clase 200ô US\$ 5,400,000.00 (L. 102,747,960.00).

Adquisición de sellos óSuministro de Sellos de seguridad tipo candado de cierre manual sin herramientaô. US \$ 15,370.00 (L. 292,000.00).

Adquisición de candados de seguridad óSuministro de candados de seguridad para bases de medidoresô US\$110,300.00 (L. 2,100,000.00).

Adquisición de transformadores de corriente. US\$ 200,000.00

Adquisición de cable de control. US\$ 158,000.00.

Adquisición de bases para medidores. US\$ 415,000.00

7.1.7 Operativos de reducción de pérdidas

Realización de operativos de reducción de pérdidas. Costo del proyecto: US\$ 469,000.00

Costo operativos reducción de pérdidas	
Región	Lempiras
Centro Sur	1,422,582.83
Noroccidental	4,462,655.46
Litoral Atlántico	3,036,927.45
Total	8,922,165.74

7.1.8 Sistema de gestión de datos de medición

Un Sistema de administración, gestión de información flexible, resuelve de forma eficiente el control de evolución de consumo de grandes clientes, sirve de herramienta en la gestión de anomalías presentadas en los registros de parámetros eléctricos del servicio técnico, mediante un sistema de gestión de información de medición remota.

Esta inversión está contemplada dentro del préstamo del Banco Mundial IDA 4536-HO óProyecto de mejora del sector eléctrico (PROMEF)ô con cobertura nacional de aproximadamente 5,000 medidores. Costo del proyecto de USD \$ 4,000,000.00

7.1.9 Medición Inteligente

Infraestructura de medición avanzada (IMA) (inglés: Advanced Metering Infrastructure o AMI) se refiere a los sistemas que miden, recolectan y analizan el uso de la energía, e interactúan con dispositivos como los medidores inteligentes de electricidad, de gas, o de agua. Dichos sistemas están en capacidad de gestionar toda la información recolectada y tomar decisiones, para ello la infraestructura (que usualmente es de propiedad de las empresas de servicios) incluye el hardware, software, equipos de comunicaciones, pantallas con información de consumo para los usuarios, etc.

IMA se diferencia de los sistemas de lectura automática de medidores (inglés: Automatic Meter Reading o AMR), en que permite la comunicación bidireccional entre medidor y el centro de control de la empresa. También se habla de sistema IMA cuando se cuenta con una red de medidores inteligentes. Los sistemas que sólo son capaces de tomar lecturas de los medidores no se consideran sistemas IMA.

La red inteligente en conjunción con la medición avanzada o inteligente, abren paso a nuevas posibilidades que los sistemas convencionales de distribución no están preparados para soportar: generación distribuida, control de carga, mediciones remotas, detección de fraude, vehículos híbridos eléctricos y otras, que significan beneficios para las empresas de servicios públicos y para los usuarios, y que dado su potencial para modificar los hábitos de consumo y para detectar fallas y pérdidas, pueden redundar en un mejor uso de la energía eléctrica, teniendo por ello un sinnúmero de implicaciones económicas y ambientales.

Adquisición de medidores inteligentes y accesorios para instalación de medición para balance de transformadores particularmente en áreas que sean objeto de inspecciones y regularizaciones masivas.

Esta inversión no tiene fondos asignados. Costo del proyecto de USD \$ 600,000.00

7.1.10 Implementación del sistema prepago

El sistema prepago consiste en la venta a los clientes de un derecho de energía anticipado, el cual debe ser transferido a un medidor electrónico tipo prepago, que habilita el uso del servicio hasta agotar la cantidad de energía otorgada al momento de la compra, la transferencia del valor de la energía comprada al medidor puede realizarse mediante la expedición de un código encriptado, tarjetas magnéticas recargables, tarjetas magnéticas inteligentes o a través de la comunicación establecida entre la empresa distribuidora de energía y los medidores de los clientes.

Este sistema es muy práctico y tiene grandes ventajas para los usuarios como el poder decidir cuánta energía comprar en función de sus ingresos y no tener que pensar en el pago de la factura mensual, además pueden hacer un seguimiento permanente de su consumo.

La oferta de energía prepago, tiene en cuenta la realidad de los clientes que presentan dificultades de pago y una primera fase está diseñada para atender a los clientes residenciales de estratos que se encuentren en estado suspendido, cortado o en riesgo de no pago. Para los clientes temporales o provisionales, la energía prepago se constituye en una gran solución.

Al poder hacer seguimiento al consumo, los clientes reducen el gasto de energía en cerca de un 10%, organiza la economía familiar, innova, moderniza la relación comercial a través de nuevas tecnologías de pago y crea un escenario de confianza y afecto en la relación cliente-empresa.

La implementación de este sistema también ayudará a resolver el problema de los arrendatarios, quienes ya no volverán a dejar cuentas pendientes de pago a los propietarios de los inmuebles porque la energía se cancela antes de consumirla.

La implementación de este proyecto piloto requiere la adquisición de 5,000 medidores inteligentes, inicialmente éstos serán instalados a los clientes reincidentes en el uso ilícito de la energía (hurto de energía) y con reincidencia en mora con un piloto de 5,000 medidores.

Esta inversión no tiene fondos asignados. Costo del proyecto de US\$ 750,000.00

CRONOGRAMA PLAN NACIONAL DE REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS AÑO 2011-2013

[illegible]

7.2 Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional

El saldo al mes de julio de 2011 es de L. 3,252,622,505.35, restando a este valor las cuentas inactivas y las cuentas con consumo cero, la mora en los sectores residencial, comercial e industrial desciende a L. 1,305,341,597.45, valor considerado como mora recuperable. Se propone recuperar L. 435,113,865.82 anuales. Los valores correspondientes por Subgerencia son los que se detallan a continuación:

RECUPERACIÓN DE CUENTAS POR COBRAR Lempiras

REGION	2012	2013	2014	Total
Centro Sur	163,351,224	163,351,224	163,351,224	490,053,672
Noroccidental	235,658,293	235,658,293	235,658,293	706,974,879
Litoral Atlántico	36,104,349	36,104,349	36,104,349	108,313,046
TOTAL	435,113,866	435,113,866	435,113,866	1,305,341,597

Para cumplir la meta propuesta se debe ejecutar el operativo de cortes en un período mínimo de 20 días hábiles y 120 días para la depuración consumo cero, involucrando a la empresa contratista SEMEH en regionales, al personal técnico, las unidades de la ENEE.

Plan de Operativos de Cortes

Objetivo	Actividades	Recursos	Responsable
Realizar operativo de cortes para los abonados que tienen una deuda específica con la empresa, ya sea por incumplimiento de contratos y/o factura vencida.	1. Depurar de las cuentas sujetas a cortes. (contratos incumplidos y facturas vencidas)	Base de datos de informática	Unidad control y emisión de cortes
	2. Emisión de listados con las rutas, colonias, con número de abonados y monto de las deudas.	Base de datos de informática	Unidad emisión y control de cortes
	3. Publicación en los medios de comunicación.	Spots publicitarios	Relaciones públicas
	4. Emisión diaria de los listados de cortes por libro.	Sistema de Facturación	Unidad cortes y SEMEH.
	5. Ejecución de cortes por las parejas de electricistas de ENEE y SEMEH.	Personal Técnico	Unidad de Cortes, Control de pérdidas, SA, Medición / SEMEH
	6. Reconexión del servicio a los abonados que pagaron o contrato.	Personal Técnico	Unidad de Cortes / SEMEH
	7. Seguimiento con el call center, mediante llamadas que garanticen el pronto pago de	Base de datos y personal administrativo	Call Center

	los clientes.		
	8. Emisión de informes diarios de cortes emitidos por ENEE y SEMEH.	Formatos de registro	Unidad de cortes y SEMEH
	9. Emisión de informes de los ingresos por cortes.	Sistema de pago ENEE ñ SEMEH	SEMEH y cobranzas
	10. Emisión de informe contratos elaborados.	Aplicación en el sistema de contratos	SEMEH y cobranzas

EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES OPERATIVO DE CORTES

	ACTIVIDADES	DIAS HABILES DEL MES																				Observaciones
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Depurar de las cuentas sujetas a cortes. (contratos incumplidos y facturas vencidas)																					
2	Emisión de listados con las rutas, abonados y monto de las deudas.																					
3	Publicación en los medios de comunicación																					
4	Emisión diaria de los listados de cortes.																					
5	Ejecución de los cortes por las parejas de electricistas de ENEE y SEMEH.																					
6	Reconexión del servicio a los abonados que pagaron sus deudas o firmaron compromiso.																					Se realizará en paralelo con la ejecución del corte.
7	Seguimiento con el call center, mediante llamadas que garanticen el pronto pago.																					
8	Emisión de informe diario de cortés emitido.																					Semanal
9	Emisión de informe ingreso por cortés.																					Semanal
10	Emisión de informe contratos realizados.																					Semanal

El seguimiento al operativo de cortes se realizará mediante la implementación de un Call Center que inicialmente contactará a los abonados con contratos de financiamiento incumplidos. El costo de las acciones para reducir la mora se estima por L. 924,849.6 a nivel nacional, el monto es muy bajo debido a que se prevé trabajar en conjunto con la compañía SEMEH.

7.3 *Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución*

Durante el año 2010 las redes de distribución presentaron 2,594 fallas, para un total de 2,194.7 horas de tiempo fuera de servicio, se estima que en los circuitos en que se presentaron las fallas, considerando la demanda interrumpida y el tiempo fuera de servicio equivale a una energía no suministrada de 6.9 GWh, lo que representó el 0.14% de las consumo total de energía del mismo año.

A mayo de 2011 se presentaron 872 fallas, 724.47 Horas, que se estima equivale a una energía no suministrada de 2.2 GWh, los valores a mayo de 2010 fueron 1009 fallas, 831.7 Horas y 2.7 GWh.

El caso específico de la zona de occidente se ha analizado detenidamente y se ha propuesto acciones concretas inmediatas como limpieza de las trochas para evitar que la vegetación alcance distancias menores a los libramientos establecidos para evitar arcos de línea. Adicionalmente se debe sustituir los postes, crucetas, aisladores, aterrizajes y otros equipos en mal estado para asegurar una mejor operación de los circuitos de distribución. También, se debe dotar equipamiento de apertura y cierre automática para evitar el traslado de personal para la reparación de fallas transitorias.

De acuerdo con las estimaciones de la División de Distribución Noroccidental, el costo de limpieza de 509 kilómetros de líneas de distribución en el occidente del país, es de 1.5 Millones de Lempiras, y el costo de los materiales para los 6 sistemas que conforman la zona Occidental es de 84 millones de Lempiras. Si estimamos el costo de mano de obra como un 60% del costo de los materiales, este ascendería al valor de 50.5 Millones de Lempiras Total de 134.5 Millones de Lempiras (7 millones de US\$) para materiales y mano de obra. Ver detalle en el Anexo 3.

En la región Centro Sur el monto requerido para materiales y obras de emergencia es de 134.5 Millones de lempiras, para limpieza de brechas es de L. 7,897,680.00, ver detalle en Anexo 4.

En la región del Litoral Atlántico el monto requerido para materiales y obras de emergencia es de 53.8 Millones de Lempiras otros montos necesarios son de 4.8 Millones de Lempiras para limpieza de brecha de 1600 kilómetros de líneas de distribución y 1.6 Millones de lempiras para el comaleo de 13,600 Postes.

7.4 *Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica*

Se estima que el proyecto de Ley fue sometido al Congreso Nacional será aprobado para el mes de octubre de 2011. El proyecto de ley quiere introducir cambios legislativos para que el consumo *ilícito* de energía eléctrica sea más fácilmente perseguible penalmente.

7.5 *Ejecutar programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla y alumbrado público*

El alcance de la acción inmediata en materia de mantenimiento correctivo no incluye una rehabilitación completa sino la mínima necesaria para asegurar una operación aceptable de los circuitos de distribución.

Un aspecto importante de esta acción es el mantenimiento y sustitución de las lámparas de alumbrado público para iluminar las principales avenidas y las comunidades de alto riesgo delincriminal, como una medida de incentivo a la seguridad a la ciudadana, los costos por subgerencia son los siguientes:

COSTOS DE MANTENIMIENTO Y SUSTITUCIÓN DE LÁMPARAS DE ALUMBRADO PÚBLICO	
Descripción	Monto en Lempiras
Subgerencia Centro Sur	30,000,000
Subgerencia Nor occidental	24,000,000
Subgerencia Litoral Atlántico	12,000,000
Total	66,000,000

Para determinar los alcances de la rehabilitación completa de los circuitos se debe inspeccionar en campo el estado de los circuitos a fin de determinar las necesidades de reemplazo de postes, el cambio de aisladores y la sustitución de crucetas, entre otros trabajos menores.

Esta fase de rehabilitación se puede llevar a cabo en un plazo de aproximadamente tres años.

La inspección debe ir acompañada de un levantamiento del circuito que indique los equipos instalados (indicando los datos de placa y marca) y calibre de conductores.

Es importante mencionar que se debe aprovechar la oportunidad para balancear las cargas en las fases de los circuitos de distribución.

Las Subgerencias de Distribución requieren invertir durante los años 2012 al 2014 los siguientes montos, en engrosamiento de conductores, cambio de postes cambio de aisladores dañados, adquisición de equipo de regulación de tensión, de apertura y recierre de fallas, transformadores, etc.

Inversiones en circuitos de distribución y equipo (Lempiras)				
Región	2012	2013	2014	Total
Noroccidental	52,965,800.00	55,093,890.00	66,953,728.00	175,013,418.0
Litoral Atlántico	86,349,324.34	86,349,324.34	86,349,324.34	259,047,973.0
Centro Sur	22,351,666.67	22,351,666.67	22,351,666.67	67,055,000.0
Total	161,666,791.01	163,794,881.01	175,654,719.01	501,116,391.0

Esta inversión será redistribuida una vez creadas nuevas Subgerencias de Distribución

El detalle de las inversiones se encuentra en el Anexo 4.

7.6 *Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación*

El éxito del plan de acción depende de la manera con la que el Gobierno y la ENEE afronten los consumidores de electricidad informando sobre los retos del sector, la importancia del pago puntual de las facturas y las consecuencias del robo de la energía y las ineficiencias de la ENEE. Relaciones con los barrios marginales son también importantes para comunicar y escuchar en forma apropiada los problemas de las comunidades y de la ENEE para encontrar soluciones sostenibles. Para estos fines, es necesario diseñar y ejecutar una campaña de comunicación que permita concienciar al consumidor sobre los objetivos de la ENEE y el Gobierno Central, así como el uso racional de la energía eléctrica, servicio que cada día se encarece por los precios internacionales de los combustibles.

Se estima que el diseño estará listo en 90 días, para que el inicio de la campaña se efectúe a partir de mediados del mes de noviembre de 2011, se estima un costo total de la estrategia de comunicación de 50,000.00 US\$

7.7 *Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión*

Se identificaron inversiones críticas en transformación y transmisión para evitar racionamiento de energía en localidades puntuales como San Pedro Sula y Tegucigalpa.

El cuadro a continuación presenta las inversiones:

DESCRIPCIÓN	TENSION (KV)	MVA	AÑO	MILES DE US\$
Ampliación S/E Toncontín Etapa I	230/138 y 230/13.8	150 y 50	2013	11,762
Construcción S/E Cerro Grande	230/13.8	50	2013	3,175
Construcción S/E Centro SPS, Línea Bellavista ñ Centro, 2.5 km y ampliación S/E Bellavista	138/13.8	50	2013	7,146
Compensación capacitiva	138/69/34.5/13.8	250	2012	5,400
Total				27,483

Las inversiones que entrarán en operación durante el año 2012 son consideradas como extraordinarias, sin los cuales no se podría atender los casos de extrema urgencia que actualmente enfrenta el Sistema de transmisión y que aún no tienen fuente de financiamiento.

7.8 Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema

Mediante el proyecto Generación Autónoma y Uso Racional de la Energía (GAUREE II) la ENEE cuenta con el apoyo de consultores internacionales que han realizado en forma conjunta con el personal de la Dirección de Planificación y Desarrollo la estructura de la actual tarifa. Las conclusiones son claras:

- El 75% de la energía es consumida por abonados que no perciben un cargo por demanda diferenciado, por lo que no tiene interés alguno en reducir sus puntas de demanda.
- El precio de la energía es único para todas las horas del día. Esto hace que los consumidores no perciban que el coste de generar esa energía y transportarla hasta ellos a las diferentes horas del día no es el mismo. En las horas de mayor consumo el coste se incrementa y en la horas de menor consumo el coste baja.
- La actual estructura de tarifas presenta transiciones entre tarifas que más que promover el manejo de demanda lo desincentiva.

Esto está suponiendo que en Honduras el incremento de las puntas de demanda respecto al incremento del PIB, esté siendo con mucho el más elevado de todos los países de la región.

Este mayor crecimiento de las puntas de demanda conlleva un mayor esfuerzo inversor en generación e infraestructuras que en el resto de países, a pesar de los muy limitados recursos de Honduras.

Por ello la primera medida para contención del crecimiento de la demanda es la implantación de una nueva estructura tarifaria que penalice el consumo en horas punta y prime el consumo en horas valle, diferenciando el costo de la energía en los diferentes periodos horarios y haciendo que un mayor número de consumidores perciban que deben pagar por la demanda punta que reservan en el sistema.

Debido a que los sectores industrial y comercial son los que más se van a ver impactados, se propone la realización de un plan para su adaptación. Para ello se va crear una Unidad de Manejo de Demanda y Uso Racional de la Energía dentro de ENEE que vehicule y coordine todos estos esfuerzos.

Se espera que los trabajos para la definición de la nueva tarifa estén finalizados en el mes de septiembre de 2011, estando previsto que sea socializada a los diferentes representantes del sector el 8 de Septiembre, y tras su aprobación por parte de ENEE, elevarla a la Comisión Nacional Energía y Gabinete Energético para su implantación.

7.9 *Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE*

La ENEE fue fundada en 1957 y en la actualidad no posee un edificio propio que le permita funcionar de manera integrada, por lo que se busca la construcción de un edificio funcional, moderno, eficiente energéticamente e inteligente en un terreno de 8.5 manzanas propiedad de la ENEE ubicado en los predios del Centro Cívico Gubernamental.

Se ha previsto que cuente con espacio disponible de aproximadamente 40,000 m², estacionamiento techado, cuarto de máquinas, bodega, taller de mantenimiento, vestíbulo, gradas, gradas de emergencia, elevadores, locales comerciales, oficinas, oficinas privadas, y todos los servicios requeridos por una institución líder para el desarrollo del país.



La construcción de este plantel es de vital importancia, ya que actualmente la empresa eroga cantidades sustanciales en concepto de pago de alquileres, comunicación, vigilancia y movilización de personal entre instalaciones, por tener las oficinas administrativas y técnicas de su personal en diferentes edificios.

Los beneficios que traerá dicha construcción será:

- Disminuir los costos y tiempos de movilización entre dependencias.
- Facilitar y disminuir los costos de comunicación entre dependencias.
- Ofrecer un ambiente adecuado para el personal.
- Ofrecer facilidades de atención al público.
- Seguridad para el personal y los visitantes.

El presupuesto actual está entre los 40 millones de dólares con un tiempo de construcción de 24 meses.

7.10 *Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas (Patuca 3)*

El Proyecto Patuca 3 es un desarrollo hidroeléctrico convencional con un embalse estacional, el cual almacenará y derivará el agua del Río Patuca por medio de una presa de concreto a gravedad de 54.5 metros de altura con una toma y una tubería a presión creando una caída neta de 42.2 m.

Al final de la tubería se encontrará una casa de máquinas superficial donde se instalarán dos turbinas tipo Kaplan. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 104 MW y una producción de energía promedio anual de 326 GWh los cuales se entregarán en la Subestación de Juticalpa, la cual conectará la central de generación por medio de una línea de transmisión de 46.26 kilómetros.

Entre septiembre de 2008 y septiembre de 2009, la Consultora SINOTECH ejecutó el Diseño Básico y Especificaciones Técnicas para el proyecto. Las actividades realizadas por la compañía Taipower fueron financiadas por el Gobierno de la República China -Taiwán, en carácter de fondos no reembolsable, por un monto de más de 5 millones de Dólares de los Estados Unidos. El Estado de Honduras comenzó la socialización del proyecto, para lo cual estableció una oficina en el área del proyecto y en la cual se realizan diversas actividades como ser: i) avalúos de tierras, ii) asistencia legal a los propietarios y iii) asistencia para la escrituración por el Instituto de la Propiedad (IP).

En días recientes el Gobierno de la República firmó un memorando de entendimiento con SINOHYDRO empresa estatal de la República Popular China para la construcción del Proyecto Patuca 3 o Piedras Amarillas y se espera que en el corto plazo se pueda concretizar con la misma compañía la construcción de dos proyectos más sobre el mismo río: Patuca 2A o La Tarrosa (150 MW) y Valencia o Patuca 2 (270 MW) para totalizar una capacidad total prevista de 524 MW.

7.11 Proyecto hidroeléctrico Jicatuyo

En conjunto con el proyecto de Los Llanitos, la empresa TYPESA también estudió un proyecto aguas abajo denominado Jicatuyo. Para promover un desarrollo privado, especialmente por los resultados financieros del proyecto Los Llanitos, el estudio de TYPESA recomienda un desarrollo en cascada de ambos proyectos.

El proyecto Jicatuyo tiene una capacidad instalada de 172.9 MW y una producción de energía anual promedio de 667.2 GWh. Consta de cuatro turbinas tipo Francis. El volumen útil del embalse es de 516 millones de m³.

La presa es de tipo escollera con pantalla de hormigón, y contempla todas las obras necesarias para su funcionamiento, como son el desvío del río, la toma y desagües con sus elementos de control y aliviadero. Aguas abajo de la presa se sitúa la central hidroeléctrica con sus correspondientes tuberías forzadas, edificio de alojamiento de apoyos y canal de restitución.

El costo de la central para el año 2001 es de US\$ 277,100,000. La evaluación realizada por TYPESA, demuestra que el proyecto tiene un valor presente neto de US\$ 646 millones, una tasa interna de retorno de 17.21% y un período de recuperación de la inversión 7.0 años.

7.12 Proyecto hidroeléctrico Los Llanitos

El Proyecto hidroeléctrico Los Llanitos se localiza en el Departamento de Santa Bárbara, en el Río Ulúa. Según los datos del estudio realizado en el año 2001 por la empresa española TYPESA (Técnica y Proyectos S.A.), la capacidad instalada es de 98.186 MW y su generación promedio anual es de 370.4 GWh. El volumen útil del embalse es de 397 millones de m³. El proyecto considera dos turbinas tipo Francis.

La presa de Los Llanitos es de hormigón compactado, la cual resultó ser factible durante la investigación geológica y geotécnica. La presa contempla todas las obras necesarias para su funcionamiento, como son el desvío del río, tomas y desagües con sus elementos de control y el aliviadero. Aguas abajo de la presa se sitúan la central hidroeléctrica con sus correspondientes tuberías forzadas, edificio de alojamiento de grupos y canal de restitución.

El costo de la planta, estimado por TYPESA en el año 2001, es de US\$ 268,600,000. El análisis realizado demuestra que el proyecto tiene un valor presente neto de 313 millones de US\$, una tasa interna de retorno de 12.23% y un período de recuperación de la inversión 10.3 años.

7.13 Proyectos del Complejo Energético del Aguán

El complejo energético del Aguán contempla el desarrollo de diferentes plantas de generación de electricidad con fuentes de energía renovable, que potenciarán el desarrollo de la zona y el país.

7.13.1 Proyecto hidroeléctrico Río Aguán

Fisiográficamente la cuenca del Río Aguán representa una de las más importantes y de las más extensas de Honduras alcanzando una superficie cercana de los 11,005 Km². El proyecto hidroeléctrico Río Aguán se encuentra actualmente en la etapa de estudio de Factibilidad e inicialmente ha sido concebido como un proyecto en cascada para generar energía en tres fases, estimando un potencial de generación total de entre 60 y 75 MW de potencia.

El área del proyecto de aprovechamiento de energía hidroeléctrica Aguán se encuentra localizado en los municipios de Olanchito, Arenal, Jocón y Yoro todos en el departamento de Yoro.

Este proyecto tiene un costo aproximado a los \$ 200 millones considerando la totalidad del proyecto.

7.13.2 Proyecto hidroeléctrico Río Mame

La cuenca del Río Aguán está formada por la cordillera Nombre de Dios y al Sur por la montaña de Botaderos y la Sierra de la Esperanza, recibe más de 45 afluentes en su curso, siendo el Río Mame uno de los principales, con un área de captación de 2,085 Km².

La precipitación media anual es de 1,200 mm en los meses de julio ñ septiembre, los meses más secos son enero y febrero, La temperatura media anual es de 26.1 °C, Humedad relativa del 74%. La red hídrica está conformada por tres afluentes primarios: Río Chiquito, Río Guata y Río Alao, Los que a su vez están conformados por varios micros cuencas o afluentes secundarios. Potencia Total 36.46 MW

7.13.3 Proyecto hidroeléctrico Río Yaguala

La Cuenca del Río Yaguala se localiza en la región centro Occidental de la cuenca del Río Aguán. La orientación general del Río es de Este a Oeste y luego toma dirección norte hasta la confluencia con el Río Viejo. Potencia Total 71.39 MW

7.13.4 Proyecto planta solar fotovoltaica Arenal

En el municipio de Arenal, Yoro se planea aprovechar el alto potencial fotovoltaico que posee nuestro país, y construir la primera planta solar fotovoltaica.

En la zona de Arenal se tiene una radiación solar de 4.62kWh/m² y tiene un total de 5 horas sol diarias, condiciones ideales para un proyecto de este tipo. Se utilizará la tecnología óFlat Freeô que consiste en un panel fotovoltaico estático sin seguidores, esto por su bajo costo en comparación con otras tecnologías.

El Proyecto tendrá una potencia instalada de 8 MW, y ocupara un área de 22 hectáreas y ya cuenta con un estudio de factibilidad.

Esta planta tiene un costo de instalación de \$40 millones, una inversión alta, la ventaja de esta planta se refleja en los costos de operación y mantenimiento, que alcanzan aproximadamente de USD 100,000 anuales. Actualmente se está negociando el financiamiento por medio de un préstamo del Exim Bank de Korea.

7.13.5 Proyecto planta de biomasa Arenal

Uno de los recursos más utilizados en nuestro país para la generación de energía eléctrica es la generación utilizando biomasa como combustible, con base en la experiencia adquirida, actualmente se están realizando estudios para la construcción de un planta de biomasa que utilice especies nativas de la zona.

La ubicación prevista de la es la ciudad de Arenal en el departamento de Yoro, en una zona cercana al Río Aguán, sin embargo, su ubicación exacta no está definida. Actualmente se realizan pruebas de potencial calorífico de las especies a utilizar, así como estudios para determinar la densidad de siembra de los cultivos, todo esto para determinar la energía que generará la planta, que se espera sea de 5 MW.

Se tiene planeado utilizar los siguientes tipos de biomasa:

- ÇJamacuao (Acacia Deimi o Acacia Piachensis)
- ÇBrasilete (Heamytoxylon)
- ÇEspino Verde (Chloroleucon Magnensi)
- ÇGuewecho (Guaterdia Deimi)
- ÇKing Grass
- ÇAserrín proveniente de los aserraderos cercanos.
- ÇLirio

La generación por biomasa tiene un costo de instalación entre 1 a 1.5 millones de Dólares por Megavatio, si es controlado correctamente sus emisiones de carbono pueden ser muy bajas y al ser la biomasa producida naturalmente se reduce los costos de operación.

Mediano Plazo

7.14 Finalizar la ejecución del proyecto de Mejora de la Eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial

Este proyecto tiene tres componentes:

Componente I: Mejoramiento de la gestión comercial y recursos corporativos de la ENEE

Componente II: Rehabilitación de redes de distribución

Componente III: Fortalecimiento de la capacidad institucional y gobernabilidad corporativa de la ENEE y complementos a la implementación del Sistema de Gestión Comercial, Sistema de Gestión de Incidencias, Sistema de Gestión de Recursos Corporativos.

Componente I

- a. Instalar sistemas de lectura de medición automática para medir consumo de los clientes en todo el país
- b. Instalación de un Sistema automatizado de Gestión Comercial que permita la gestión en línea de la base de datos de clientes, la gestión efectiva de órdenes de servicio y registro (interrupciones, reconexión, sustitución de medidor y nuevas conexiones); implementación de un Sistema de Registro y Gestión de Incidencias; y desarrollo de un Sistema de Información de Gestión de Recursos Corporativos, integrados en una sola plataforma tecnológica con interfaces
- c. Creación y mantenimiento de una base de datos de clientes; Construcción de una base de datos de instalación y suministro
- d. Creación de un centro de llamadas

Componente II

- a. Sustitución de transformadores, compra de equipo de distribución, identificación y sustitución de equipo conteniendo PCB, y eliminación de PCBs. Apoyar la implementación del Plan para la sustitución y manejo de PCBs
- b. Compra de equipo de mantenimiento, principalmente vehículos pesados.

Componente III

- a. Aumentar la transparencia, responsabilidad y atención a los clientes. Apoyo a la Oficina de Transparencia

- b. Fortalecer la gobernabilidad del sector energético, organizar las unidades estratégicas de negocios de la ENEE generación, transmisión, distribución y lograr su separación contable.
- c. Evaluar los resultados alcanzados por la contratación de SEMEH y asistir a la ENEE a desarrollar su proceso de licitación internacional para contratar aquellas funciones comerciales para las que la ENEE no disponga de recursos suficientes.
- d. Revisar las prácticas y procedimiento de la ENEE para contratar proveedores privados de energía
- e. Asistencia técnica para apoyar estudios de sostenimiento financiero a largo plazo de la ENEE: examinar el sostenimiento financiero a largo plazo de la ENEE. I) una estructura sólida y más sostenible de tarifas y subsidios; ii) el desarrollo de una estrategia y plan de negocios para la nueva unidad de distribución y comercialización.
- f. Extensión social para consumidores y participación de ellos; comunicación y transparencia; fortalecimiento institucional.

7.15 Reforzar la estructura de las regiones de distribución

Los objetivos de reforzar la estructura de las Regiones de Distribución son los siguientes:

- a) Garantizar la continuidad y calidad del servicio de energía a los clientes, dotando los sistemas de distribución con equipo, materiales y personal técnico calificado;
- b) Modernizar y actualizar el modelo de gestión técnica en los sistemas regionales, creando nuevos sistemas con mejoras en la operación de la red de distribución y alumbrado público;
- c) Ampliar la cobertura eléctrica de las áreas de interés social conforme al Plan de Gobierno, Plan de Nación y Visión de País; y
- d) Implementar una alternativa funcional que conlleve a la modernización del Sistema de Distribución de ENEE.

En la actualidad el Sistema de Distribución cuenta con 3 Subgerencias Regionales de Distribución, las cuales atienden los sistemas eléctricos regionales. Debido el crecimiento poblacional el número de abonados por sistema en cada una de estas regiones ha crecido de tal forma que limita la gestión técnico-administrativa. Por esta razón se hace necesario la implementación de una estructura adecuada de los sistemas de distribución a nivel nacional, basados en los problemas descritos en el diagnostico y considerando los siguientes elementos:

- a) Carencia de equipo y materiales para el adecuado mantenimiento de las redes eléctricas;
- b) La centralización de las actividades prioriza las grandes ciudades, creando en las ciudades más pequeñas problemas de logística, como falta de vehículos, vehículos en mal estado, viáticos, etc.;
- c) El crecimiento poblacional y el desarrollo de las comunidades crean la necesidad de Áreas y Sistemas con al menos 2,000 abonados;

- d) Desde 1995 no se habían creado nuevas cuadrillas, hasta el 2010 los sistemas de distribución fueron reforzados con la creación de algunas cuadrillas, pero no se les dotó de equipo y materiales para su funcionamiento;
- e) Se ha contratado en mayor medida personal administrativo, en comparación al personal técnico requerido para tareas de campo;
- f) El incremento del número de consumidores exige una pronta respuesta;
- g) La gran cantidad de proyectos de electrificación rural no legalizados y la falta de personal técnico, ha incidido en el aumento de las pérdidas de energía y las interrupciones del servicio;
- h) Las grandes distancias entre las comunidades obligan a tiempos de traslado de aproximadamente 3 o 4 horas, en carreteras en mal estado

Por otra parte, es obligación de las autoridades contribuir a hacer posible que la población tenga acceso a un nivel de bienestar acorde con sus expectativas de una vida digna, segura y saludable, que mejore en cada generación y para ello, es imprescindible comenzar en el presente a construir el bienestar del futuro.

En ese sentido, la ENEE como parte del engranaje del Gobierno, y prestadora del servicio de energía eléctrica en el país, su accionar debe ir encaminado a prestar un servicio eficiente, oportuno y de calidad.

En el marco de la Visión de País orientado en un horizonte de planeamiento de largo plazo, donde cada Gobierno debe tener un compromiso primario de gestión, de cumplimiento y de desempeño, alrededor de los 4 grandes objetivos planteado en dicha Visión, la ENEE debe contribuir con el desarrollo integral del país, en lo económico y en lo social. Por lo que atendiendo esa Visión, se propone la división y reordenamiento de las subgerencias de Distribución, como a continuación se detalla:

PROPUESTA DE SUBGERENCIAS DE DISTRIBUCIÓN

Se propone crear tres (3) nuevas subgerencias regionales de distribución, que sumadas a las tres existentes suman seis, estas son las siguientes:

SUBGERENCIA	SEDE	No. Municipios
1. Subgerencia Occidente	Santa Rosa de Copán	113
2. Subgerencia Norte	San Pedro Sula	22
3. Subgerencia Litoral	La Ceiba	7
4. Subgerencia Aguan	Tocoa	16
5. Subgerencia Olancho	Juticalpa	28
6. Subgerencia Centro Sur	Distrito Central	108

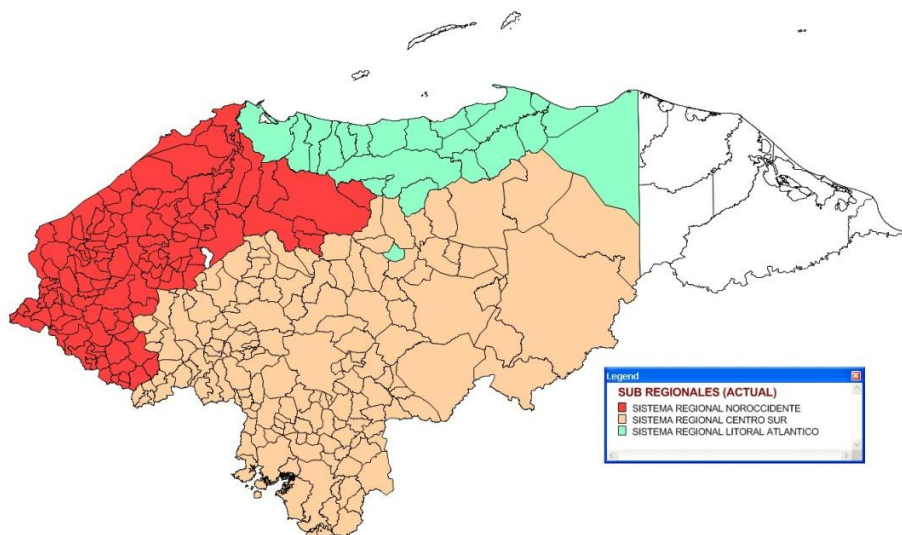
Con la creación de las nuevas tres subgerencias, se pretende disminuir los problemas descritos con anterioridad, y que han sido persistentes a lo largo de los años con la estructura administrativa actual.

La inversión del reforzamiento se presenta a continuación

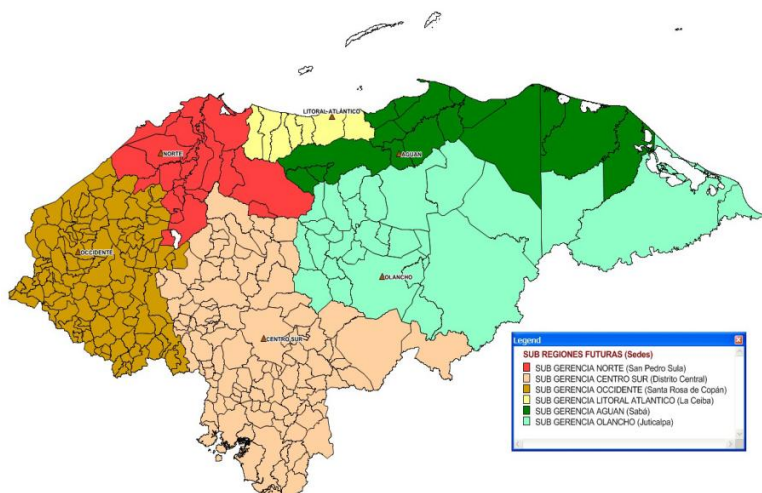
Costo del reforzamiento de Regiones de Distribución	
Subgerencia	Lempiras
Occidente	3,707,950
Norte	42,067,300
Litoral	4,976,814
Aguán	3,140,700
Olancho	2,107,300
Centro Sur	34,781,020
Total	90,781,084

El Mapa No. 1 muestra que las tres subgerencias regionales actuales cubren todas las operaciones de operación y mantenimiento; por otro lado, el mapa 2 muestra la reorganización administrativa de la ENEE con tres nuevas subgerencias, lo que disminuye el áreas atendida por región, lo que debería permitir una mejor atención a los clientes de la institución.

MAPA No. 1: SUBGERENCIAS REGIONALES (DISTRIBUCION ACTUAL)



MAPA No. 2: SUBGERENCIAS REGIONALES (DISTRIBUCION FUTURA)



7.16 Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula

SCADA, proviene de las siglas óSupervisory Control And Data Acquisition (Control Supervisorio y Adquisición de Datos): Es una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre computadoras en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, PLC, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del computador. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

En este tipo de sistemas usualmente existe una computadora principal, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

El conjunto de software y hardware utilizado para este propósito se denomina en general sistema SCADA.

La disponibilidad de un sistema SCADA para el mayor centro de carga del país representa una oportunidad para potenciar una gestión eficiente, oportuna y facilitando el control de pérdidas. Las funciones básicas de un sistema SCADA son las que se describen a continuación:

- a. Supervisión Remota de Instalaciones
- b. Control Remoto de Instalaciones
- c. Procesamiento de Información
- d. Presentación de Gráficos Dinámicos
- e. Generación de Reportes
- f. Presentación de Alarmas
- g. Almacenamiento de Información Histórica
- h. Presentación de Gráficos de Tendencias
- i. Programación de Eventos

Se estima que el costo del sistema SCADA para San Pedro Sula es de US\$ 1,500,000

7.17 Licitar programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos BT

Se ha desarrollado análisis con base a las 16 regiones establecidas por el Plan de Nación, para determinar programas de desarrollo de zonas que identifican los proyectos y obras a nivel de líneas de transmisión y subestaciones necesarias para asegurar el suministro de la demanda de electricidad en cada zona

Las regiones establecidas en el Plan de Nación se observan gráficamente en el siguiente mapa.



REGIONES	
No.	NOMBRE
1	Valle de Sula
2	Valle de Comayagua
3	Occidente
4	Valle de Lean
5	Valle de Aguán
6	Cordillera Nombre de Dios
7	Norte de Olancho
8	Valles de Olancho
9	Biosfera Río Plátano
10	La Mosquitia
11	El Paraíso
12	Distrito Central
13	Golfo de Fonseca
14	Río Lempa
15	Arrecife Mesoamericano
16	Santa Bárbara

Las regiones de desarrollo propuestas se muestran en el siguiente mapa:



Las inversiones por Zonas de desarrollo se describen en las siguientes tablas:

Zona 1: Norte

Subestaciones

Nombre	Obra	Departamento	Municipio	Voltaje kV	No Transformadores	MVA Distribución	MVA Transmisión	Año Entrada	Inversión Millones US\$
Buenos Aires	Construcción	Cortés	Puerto Cortés	138	1	50	0	2022	5.55
Calpules	Construcción	Cortés	San Pedro Sula	138	2	100	0	2013	9.56
Caracol Knits	Ampliación	Cortés	Potrerrillos	138	1	50	0	2012	1.25
Choloma	Ampliación	Cortés	Choloma	138	0	0	0	2013	3.25
Cuyamel	Construcción	Cortés	Omoa	138	1	50	0	2013	11.57
El Centro	Construcción	Cortés	San Pedro Sula	138	1	50	0	2014	6.68
Guaimas	Ampliación	Yoro	El Negrito	138	1	25	0	2013	3.21
La Victoria	Construcción	Cortés	Choloma	138	1	50	0	2012	5.55
Masca	Ampliación	Cortés	Puerto Cortés	138	1	50	0	2014	6.52
Ocotillo	Construcción	Cortés	San Pedro Sula	138	1	50	0	2016	5.51
Río Nance	Ampliación	Cortés	Choloma	138	1	50	0	2013	4.71
SPSS	Ampliación	Cortés	San Pedro Sula	230	3	100	150	2015	16.20
TOTAL									79.56

Líneas de transmisión

Nombre	Tensión kV	Capacidad MVA	Longitud km	Conductor	Arreglo	Año Entrada	Inversión Millones US\$
SPSS - San Buenaventura	230	250	51	477 MCM	Terna Sencilla	2015	10.89
SPSS-Progreso	230	320	45	477 MCM	Terna Sencilla	2016	8.83
Bellavista-Centro	138	150	2.5	477 MCM	Terna sencilla	2014	0.39
La Puerta-Naco	138	150	26	477 MCM	Terna sencilla	2013	3.24
Masca-Cuyamel	138	150	40	477 MCM	Terna sencilla	2013	6.23
TOTAL							29.58

Compensación Reactiva/Capacitiva

<i>Subestación</i>	<i>Barra</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Capacidad (MVAR)</i>	<i>Costos (Miles US\$)</i>
Villa Nueva	VNU B322	34.5	5.5	132.0
Villa Nueva	VNU B323	34.5	9.0	216.0
Santa Marta	SMT B234	13.8	6.0	144.0
Morazán	MOR B435	69	7.0	140.0
Progreso	PGR B422	69	8.0	160.0
Río Lindo	RNL B521	138	9.0	180.0
Progreso	PGR B509	138	9.0	180.0
San Pedro Sula Sur	SPSS 138	138	8.0	160.0
Guaimas	GUA B537	138	9.0	180.0
Tela	TEL B511	138	9.0	180.0
Río Nance	RNA B333	34.5	8.5	204.0
Total			88.0	1,876.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	79.56
Líneas Transmisión	29.58
Compensación Reactiva Capacitiva	1.88
Total	111.02

Zona 2: Occidente

Subestaciones

Nombre	Obra	Departamento	Municipio	Voltaje kV	No Transformadores	MVA Distribución	MVA Transmisión	Año Entrada	Inversión Millones US\$
La Entrada	Construcción	Copán	Nueva Arcadia	230	2	50	100	2014	13.97
San Marcos	Construcción	Ocotepeque	La Labor	69	1	25	0	2014	2.68
TOTAL									16.65

Líneas de Transmisión

Nombre	Tensión kV	Capacidad MVA	Longitud km	Conductor	Arreglo	Año Entrada	Inversión US\$
La Entrada - Santa Rosa	69	80	35	477 MCM	Terna Sencilla	2014	4.99
Las Flores ñErandique*	69	80	60	477 MCM	Terna Sencilla	2013	4.14
Santa Rosa-San Marcos	69	80	45	477 MCM	Terna sencilla	2014	6.42
TOTAL							15.55

*En el costo de la línea Las Flores-Erandique se incluye el costo de ampliación de la Subestación Las Flores

Compensación Reactiva/Capacitiva

Subestación	Barra	Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)	Costos (Miles US\$)
Santa Rosa	SRS B332	34.5	6.0	144.0
Las Flores	LFL B434	69	7.0	140.0
		Total	13.0	284.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	16.65
Líneas Transmisión	15.55
Compensación Reactiva Capacitiva	0.28
Total	32.48

*Zona 3: Valle del Aguan**Subestaciones*

<i>Nombre</i>	<i>Obra</i>	<i>Departamento</i>	<i>Municipio</i>	<i>Voltaje kV</i>	<i>No Transformadores</i>	<i>MVA Distribución</i>	<i>MVA Transmisión</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Isletas	Ampliación	Colón	Sonaguera	138	1	25	0	2014	1.54
Lean	Construcción	Atlántida	Esparta	138	0	0	0	2014	7.43
Reguleto	Ampliación	Colón	Sonaguera	230	1	50	150	2014	8.98
San Isidro	Ampliación	BUF0805	La Ceiba	138	0	0	0	2012	3.01
Tocoa	Construcción	Colón	Tocoa	138	1	50	0	2016	4.85
TOTAL									25.81

Líneas de Transmisión

<i>Nombre</i>	<i>Tensión kV</i>	<i>Capacidad MVA</i>	<i>Longitud km</i>	<i>Conductor</i>	<i>Arreglo</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Reguleto-Juticalpa	230	600	150	477 MCM	Terna doble	2014	41.61
TOTAL							41.61

Compensación Reactiva/Capacitiva

<i>Subestación</i>	<i>Barra</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Capacidad (MVAR)</i>	<i>Costos (Miles US\$)</i>
Yoro	YOR B436	69	3.0	60.0
Ceiba Térmica	CTE B307	34.5	9.5	228.0
San Isidro	SIS B548	138	9.0	180.0
Coyoles Central	CCE B565	138	9.0	180.0
Reguleto	REG B518	138	9.0	180.0
Tocoa	TCA 138	138	9.0	180.0
Isletas	ISL B520	138	9.0	180.0
Bonito Oriental	BON B571	138	9.0	180.0
		Total	66.5	1,368.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	25.81
Líneas de Transmisión	41.61
Compensación Reactiva Capacitiva	1.37
Total	68.79

Zona 4: Centro*Subestaciones*

<i>Nombre</i>	<i>Obra</i>	<i>Departamento</i>	<i>Municipio</i>	<i>Voltaje kV</i>	<i>No Transformadores</i>	<i>MVA Distribución</i>	<i>MVA Transmisión</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Amarateca	Construcción	Francisco Morazán	Distrito Central	230	2	50	150	2013	22.73
Cerro Grande	Construcción	Francisco Morazán	Distrito Central	230	2	100	0	2014	9.71
El Sitio	Construcción	Francisco Morazán	Distrito Central	230	2	100	0	2016	7.51
Toncontin I	Ampliación	Francisco Morazán	Distrito Central	230	2	50	150	2014	11.76
Toncontin II	Ampliación	Francisco Morazán	Distrito Central	230	1		150	2016	7.70
TOTAL									59.41

Líneas de Transmisión

<i>Nombre</i>	<i>Tensión kV</i>	<i>Capacidad MVA</i>	<i>Longitud km</i>	<i>Conductor</i>	<i>Arreglo</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Amarateca-Juticalpa	230	600	157	477 MCM	Terna doble	2014	43.55
TOTAL							43.55

Compensación Reactiva/Capacitiva

<i>Subestación</i>	<i>Barra</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Capacidad (MVAR)</i>	<i>Costos (Miles US\$)</i>
Zamorano	ZAM 34.5	34.5	2.5	60.0
Toncontín	TON B535	138	8.0	160.0
Laínez	LNZ B227	13.8	4.0	96.0
Suyapa	SUY B418	69	9.0	180.0
Siguatopeque	SGT B375	34.5	4.5	108.0
La Paz	PAZ B126	4.16	4.5	108.0
Laínez	LNZ B228	13.8	4.0	96.0

Comayagua	CYG B506	138	9.0	180.0
Amarateca	AMT 138	138	9.0	180.0
Miraflores	MFL B212	13.8	8.0	192.0
	Total		62.5	1,360.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	59.41
Líneas Transmisión	43.55
Compensación Reactiva Capacitiva	1.36
Total	104.32

Zona 5: Sur

Subestaciones

<i>Nombre</i>	<i>Obra</i>	<i>Departamento</i>	<i>Municipio</i>	<i>Voltaje kV</i>	<i>No Transformadores</i>	<i>MVA Distribución</i>	<i>MVA Transmisión</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Nacaome*	Construcción	Valle	Nacaome	230	1	40	0	2014	3.80
Santa Lucía	Ampliación	Choluteca	Choluteca	230	1	100	0	2013	6.60
San Marcos de Colón	Construcción	Choluteca	San Marcos de Colón	230	1	50	0	2013	3.77
TOTAL									14.17

*En la Subestación Nacaome se instalará el transformador que viene de Subestación Agua caliente.

Líneas de Transmisión

<i>Nombre</i>	<i>Tensión kV</i>	<i>Capacidad MVA</i>	<i>Longitud km</i>	<i>Conductor</i>	<i>Arreglo</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Santa Lucía-San Marcos de Colón	230	320	49	477 MCM	Terna sencilla	2013	9.60
TOTAL							9.60

Compensación Reactiva/Capacitiva

<i>Subestación</i>	<i>Barra</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Capacidad (MVAR)</i>	<i>Costos (Miles US\$)</i>
Pavana	PAV B363	34.5	7.5	180.0
Total			7.5	180.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	14.17
Líneas Transmisión	9.60
Compensación Reactiva Capacitiva	0.18
Total	23.95

*Zona 6: Oriente**Subestaciones*

<i>Nombre</i>	<i>Obra</i>	<i>Departamento</i>	<i>Municipio</i>	<i>Voltaje kV</i>	<i>No Transformadores</i>	<i>MVA Distribución</i>	<i>MVA Transmisión</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Catacamas*	Construcción	Olancho	Catacamas	69	1	30	0	2012	3.70
Danlí	Ampliación	El Paraíso	Danlí	230	2	50	75	2013	4.34
Guaimaca	Ampliación	Francisco Morazán	Guaimaca	69	1	12.5	0	2011	1.74
TOTAL									9.78

*En el costo de la Subestación Catacamas se incluye el costo de la ampliación de la Subestación Juticalpa.

Líneas de Transmisión

<i>Nombre</i>	<i>Tensión kV</i>	<i>Capacidad MVA</i>	<i>Longitud km</i>	<i>Conductor</i>	<i>Arreglo</i>	<i>Año Entrada</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Catacamas-Valencia	138	320	117	477 MCM	Terna Sencilla	2022	21.65
Juticalpa-Catacamas	138	320	40	477 MCM	Terna Sencilla	2022	7.40
Santa Ana-Danlí	230	260	93	477 MCM	Terna Sencilla	2014	19.87
Juticalpa-Piedras Amarillas	138	160	45	477 MCM	Terna sencilla	2014	8.83
Piedras Amarillas-La Tarrosa	138	150	47	477 MCM	Terna sencilla	2022	9.22
Danlín Chichicaste*	69	80	30	477 MCM	Terna Sencilla	2013	2.17
Juticalpa - Catacamas	69	80	40	477 MCM	Terna Sencilla	2012	4.39
TOTAL							73.53

*En el costo de la línea Danlí-Chichicaste se incluye el costo de ampliación de la Subestación Danlí en 69 kV.

Compensación Reactiva/Capacitiva

<i>Subestación</i>	<i>Barra</i>	<i>Tensión (kV)</i>	<i>Capacidad (MVAR)</i>	<i>Costos (Miles US\$)</i>
Danlí	DAN B331	34.5	1.5	36.0
Danlí	DAN B332	34.5	1.5	36.0
Juticalpa	JUT B338	34.5	6.0	144.0
Guaimaca	GMC B347	34.5	3.0	72.0
		Total	12.0	288.0

Resumen

<i>Tipo de Proyecto</i>	<i>Inversión Millones US\$</i>
Subestaciones	9.78
Líneas Transmisión	73.53
Compensación Reactiva Capacitiva	0.29
Total	83.60

Zona 7: Biosfera

En esta zona de desarrollo se contempla la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, como el Patuca 3, Patuca 2^a, Patuca 2 y los Chorros (iniciativa privada) que crearán trabajos directos y traerán desarrollo a la zona.

Zona 8: Arrecife Mesoamericano

Esta zona de desarrollo está siendo atendida por la empresa privada y alcaldías, se prevé asesoramiento técnico para apoyarles en sus funciones y en la investigación de proyectos de generación renovable como el eólico.

7.18 Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón

7.18.1 Proyecto hidroeléctrico La Tarrosa

El proyecto se localiza en la misma región de otro proyecto en desarrollo denominado Valencia, constituyendo un desarrollo en cascada que comienza aguas arriba con el proyecto Patuca 3. El Proyecto la Tarrosa , se localiza aproximadamente a 60 kilómetros aguas abajo de Piedras Amarillas o Patuca 3 en el Departamento de Olancho, zona oriental de Honduras, aproximadamente a unos 51 kilómetros del poblado de Nueva Palestina y en donde la elevación del cauce del Río Patuca es aproximadamente 200 msnm.

El proyecto lo conforman las siguientes estructuras principales: Presa de 69 metros de altura de Concreto Compactado por Rodillo (Roller-Compacted Concrete RCC), con vertedero central controlado con compuertas. Casa de máquinas subterránea. Área del embalse alrededor de 20 km², capacidad del embalse de entre 360 y 600 MMC.

La Potencia Instalada es de 150 MW con 3 turbinas Francis, y la generación promedio: Entre 691 y 800 GWh/año.

En la actualidad, el proyecto La Tarrosa carece de información básica. Los estudios técnicos existentes son solamente de evaluación que corresponden a un estudio a nivel de inventario y a una visita técnica multidisciplinaria realizada en el 2007, en la cual se identificaron cuatro sitios potenciales para la presa. Es necesario realizar las primeras investigaciones de campo en geología, topografía e hidrología que servirán de base para la definición de un esquema de desarrollo.

Los estudios a realizar consisten en investigaciones básicas para evaluar diferentes esquemas de desarrollo y determinar el potencial energético de cada uno de ellos, estimar las cantidades y costos a precios de mercado y elaborar las correspondientes evaluaciones económicas y financieras para determinar la viabilidad del mismo.

El costo de inversión de este proyecto es de US\$ 375 millones, a precios de 2008 y un factor de conversión de Lps.18.89/1US\$, la duración estimada para la construcción de las obras es entre cuatro y cinco años.

CATEGORÍAS DE INVERSIÓN	MONTO US \$
Presa de 69 m de altura de RCC con vertedero central controlado con compuertas	100,629,996.34
Casa de máquinas subterráneas	17,171,618.12
Otros Costos	257,198,385.54
Total Inversión, Dólares	375,000,000.00

Otros costos, incluye: obras electromecánicas, supervisión de la obra, estudios, consultorías

7.18.2 Proyecto hidroeléctrico Valencia

El proyecto Valencia se localiza en la misma región y aguas abajo de otro proyecto en desarrollo denominado LA Tarrosa, en el Departamento de Olancho, zona oriental de Honduras, a unos 205 kilómetros en distancia horizontal desde Tegucigalpa y a unos 97 Km de la ciudad de Catacamas.

El proyecto está compuesto por las siguientes estructuras principales: Una Presa de 105 metros de altura tipo RCC con vertedero central controlado con compuertas, la que se ubica alrededor de 3.5 kilómetros aguas debajo de la confluencia del Río Cuyamel y el Río Patuca, casa de máquinas subterránea, sistema de conducción; un túnel de 140 metros de longitud y 9.6 metros de diámetro.

La caída neta promedio es de 74 metros, el área del embalse de 45.4 km², capacidad del embalse de 1390 MMC de los cuales 930 constituyen el embalse útil.

El caudal promedio anual de 270 m³/s, caudal regulado de 162 m³/s para una regulación del 60%.

La construcción de este proyecto tiene una duración aproximada de entre cinco y seis años, incluyendo la contratación de la empresa consultora, su costo estimado es de 675 millones de dólares a precios del año 2008 y un factor de cambio de Lps.18.89/1US\$, y se encuentra en una etapa de pre factibilidad.

El Proyecto Valencia es un aprovechamiento hidroeléctrico de 270 MW cuya generación promedio será de 1,337 GWh, con una potencia firme de 209 MW y una Generación Firme de 973 GWh/año, el factor de planta variará entre un 56% y un 65.7%, y se interconectará con una línea de 230 kV de 160 kilómetros desde el proyecto Patuca 3

CATEGORÍAS DE INVERSIÓN	TOTAL US \$
Presa de 105 Metros de altura de RCC con vertedero central controlado con compuertas	181,133,993.42
Casa de Maquinas subterránea	30,908,912.62
Sistema de conducción; Túnel de 140 m de longitud y 9.6 m de diámetro.	81,907,618.80
Otros costos	381,049,475.16
Total Inversión, Dólares	675,000,000.00

*Otros Costos: Obras civiles, supervisión, consultorías, etc.

7.18.3 Proyecto hidroeléctrico El Tablón

El sitio del Proyecto Hidroeléctrico de Usos Múltiples El Tablón, se encuentra en el Río Chamelecón, aproximadamente a 30 kilómetros al suroeste de San Pedro Sula y 2.5 kilómetros aguas abajo de la confluencia con la quebrada La Mina en el municipio de Quimistán, Departamento de Santa Bárbara.

El objetivo principal del proyecto es brindar un control de crecidas en el Valle de Sula. Otros componentes que elevarían el valor del proyecto son la generación hidroeléctrica, la oportunidad de una mejor irrigación en el Valle de Naco debida a mayores caudales en el río durante estaciones secas, y un potencial futuro para suministrar agua a San Pedro Sula y otras municipalidades.

Aunque la generación de energía es sólo un componente del concepto global del proyecto, ésta brindaría una fuente importante de ingresos directos e indirectos al desarrollador de la obra, lo cual tendría un gran impacto en la viabilidad del proyecto.

El proyecto hidroeléctrico de usos múltiples El Tablón, se ha concebido como dos proyectos: la presa (construida por el Gobierno de Honduras) y la central de generación (construida por un Inversionista Privado). La presa se ubica sobre el Río Chamelecón, la misma sería construida del tipo RCC con una altura, desde la fundación, de 76 metros, con un vertedero central sin control. La bocatoma está ubicada en la margen derecha y se conecta con la central de generación, la cual es superficial y la misma albergara dos turbinas tipo Francis de eje vertical. La capacidad instalada es de 20 MW y una potencia firme de 4.14 MW. La generación promedio anual de la central es de 96.3 GWh. Área del embalse de 23 km², capacidad del embalse de 460 MMC de los cuales 310 constituyen el embalse útil.

Caudal promedio anual de 38 m³/s. Caudal de diseño 24.0 m³/s por unidad.

El costo de inversión de la presa asciende a 54.704 millones de Dólares. Se debe agregar el costo de limpieza del embalse, reubicación carretera CA-4 e indemnización a los habitantes del área del embalse, costos estimados 28.549 millones de Dólares.

El costo de inversión de la central hidroeléctrica asciende a 22.7 millones de Dólares. Incluye línea de transmisión, imprevistos, supervisión y administración, Intereses Durante la Construcción (IDC). No considera el derecho de la línea de transmisión de 10 km.

CATEGORÍAS DE INVERSIÓN	TOTAL US \$
Presa y vertedero integrado de RCC/CCR	54,704.460
Costos sociales incluyendo compra de terrenos, limpieza embalse y reubicación de carretera	28,549,000
Central hidroeléctrica de 20 MW incluyendo 10 km de línea de transmisión en 138 Kv	22,683,437
Total Inversión, Dólares	105,936,897

8.- Análisis de sensibilidad y resumen

El análisis de sensibilidad efectuado e incluido en el cuadro indicado abajo, demuestra los siguientes:

- Una reducción de pérdidas agresiva garantiza la recuperación financiera de la empresa.
- Un programa de mejora de gestión aumentaría la productividad de la empresa, resultando en una más rápida recuperación financiera.
- Se podría reducir la inversión de mediano plazo en transmisión y distribución en los primeros años para facilitar su financiamiento en los siguientes años.
- Se estima que con todas las acciones sería posible revertir la tendencia deficitaria que experimentaría la empresa para los próximos tres años.
- El impacto combinado de las otras acciones podría evitar otro aumento del precio medio de venta, principalmente si se redujera en más de un 6% el nivel de reducción de pérdidas.

RESULTADOS FINANCIEROS (En millones de Lempiras)

ESCENARIOS	UTILIDAD NETA					FLUJO DE CAJA ACUMULADO				
	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
Caso 1: con acciones mínimas	-2271	-3797	-628	1104	-116	-1058	-3180	-2388	600	2251
Caso 2: caso 1 + inversiones totales	-2271	-3754	-1059	425	1026	-1397	-3616	-3166	-1319	638
caso 3: caso 2 + recuperación de mora L. 1305 millones.	-2271	-3754	-1059	425	1026	-1397	-3181	-2296	-14	1944
Caso 4: caso3 + reducción moderada de pérdidas de 1% anual.	-2271	-3651	-950	538	1146	-1397	-3090	-2096	299	2376
Caso 5: caso 4 + reducción agresiva de pérdidas de 3% anual primeros 3 años y 1% hasta llegar a 11%.	-2271	-3135	-409	1107	1146	-1397	-2636	-1101	1863	4010
Caso 6: caso 5 + reducción máxima de pérdidas de 6%,para los años 2012 y 2013 y 1.0% para 2014.	-2271	-2362	404	538	844	-1397	-1954	393	2956	4767
caso 7(Todas las acciones): caso 6 + ajuste tarifario	-2271	-142	86	-1896	-1699	-1397	2	2344	2723	1991

La descripción de cada escenario indicado arriba es el siguiente:

- Caso 1: Sin Acciones, es decir manteniendo niveles de precio de energía, de inversiones y de pérdidas sin ningún esfuerzo adicional de inversiones en relación a los valores históricos.

- Caso 2: Base más inversiones totales, incluyendo todo el plan de transmisión y distribución, inversión en el mejoramiento y eficiencia de ENEE, incluyendo la construcción del Edificio de la Empresa.
- Caso 3: caso 2 + recuperación de mora de 1,305 MM de L, constituye un impacto importante en el flujo de caja.
- Caso 4: caso3 + reducción moderada de pérdidas de 1% anual.
- Caso 5: caso4 + reducción agresiva de pérdidas de 3% anual, los primeros 3 años y 1% hasta llegar a 11%. Este escenario significa un gran impacto en las finanzas de la Empresa y conduce a la Empresa a una paulatina recuperación.
- Caso 6: caso 5 + reducción máxima de pérdidas de 6% para 2012 y 2013 y 1.0% para 2014; se observa un impacto superior al anterior caso, logrando llegar al superávit un año antes que los otros escenarios.
- Caso 7: caso 6 + ajuste tarifario, con un incremento de 17.4 puntos porcentuales al factor de ajuste del año 2012, para situarse en un ajuste global de 40.4%, luego baja 15 y 12 puntos porcentuales en los años 2013 y 2014, manteniendo el mismo ajuste para el año 2015; se puede observar un gran cambio en la situación financiera de la Empresa, logrando cifras positivas en el flujo acumulado de caja a partir del año 2012. Dependiendo del plazo de recuperación financiera de la misma, se podría incrementar o disminuir más el factor de ajuste a las tarifas.

ANEXOS

<u>Anexo 1: Cronograma y presupuesto del Plan estratégico</u>	53
<u>Anexo 2: Proyecciones financieras con acciones mínimas y con todas las acciones</u>	56
<u>Anexo 2: Estructura para Control y Reducción de Pérdidas</u>	62
<u>Anexo 3: Acciones de emergencia en circuitos de distribución área de occidente</u>	63
<u>Anexo 4: Inversiones en Regiones de Distribución</u>	68

Anexo 1: Cronograma y presupuesto del Plan Estratégico

Cronograma Plan Estratégico Empresa Nacional de Energía Eléctrica 2011 - 2014

		Año 2011				Año 2012								Año 2013								Año 2014								Presupuesto						
		sept	Oct	Nov	Dic	Ene	feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	sept	Oct	Nov	Dic	Ene	Jul	Ago	sept	Oct	Nov	Dic	Ene	feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	sept	Oct	Nov	Dic
1	Ejecutar durante los años 2011 al 2014 el Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas																																			47.50
2	Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional																																			0.05
3	Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución																																			17.80
4	Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica																																			
5	Ejecutar programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla y alumbrado público																																			29.81
6	Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación																																			0.10
7	Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión																																			27.50
8	Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema																																			
9	Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE																																			40.00
10	Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas																																			50.00
11	Iniciar la construcción de los proyectos Llanitos y Jicatuyo																																			100.00
12	Iniciar la construcción de los Proyectos del Complejo Energético del Aguán																																			50.00
13	Finalizar la ejecutar el proyecto de mejora de la eficiencia del sector energía (PROMEF)																																			
14	Reforzar la estructura de las regiones de distribución																																			4.77
15	Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula																																			1.50
16	Licitar programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos de Construcción y Transferencia BT																																			279.69
17	Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón.																																			0.95
18	Unidad de Monitoreo																																			0.07
																														TOTAL				649.73		

PLAN ESTRATEGICO - PRESUPUESTO

Prioridad : Emergencia

No.	Descripción	Lempiras	US\$
1	Proyecto de reducción de Pérdidas	902,413,945.88	47,427,076.00
	Con financiamiento del Banco Mundial		
1.1	Sistema de gestión de datos de medición	76,109,600.00	4,000,000.00
1.2	Vinculo cliente red y sistema de control de incidencias	56,416,241.00	2,965,000.00
	Sub total	132,525,841.00	6,965,000.00
	Sin financiamiento		
1.3	Organización gerencial del control y reducción de pérdidas	12,006,289.40	631,000.00
1.4	Legalización de instalaciones conectadas ilegalmente	513,994,881.32	27,013,406.00
1.5	Reimplementación de la red antifraude	57,082,200.00	3,000,000.00
1.6	Reforzamiento de personal de campo y equipo	32,346,580.00	1,700,000.00
1.7	Adquisición de medidores y materiales asociados	119,847,313.56	6,298,670.00
1.8	Operativos de reducción de perdidas	8,923,850.60	469,000.00
1.9	Medición Inteligente	11,416,440.00	600,000.00
1.10	Implementación del sistema prepago	14,270,550.00	750,000.00
	Sub total	769,888,104.88	40,462,076.00
2	Ejecutar un programa de reducción de la mora a nivel nacional	924,849.60	48,606.20
2.1	Programa de reducción de mora a nivel nacional	924,849.60	48,606.20
3	Comprar materiales y equipos de emergencia para la red de distribución	338,597,680.00	17,795,267.88
3.1	Limpieza de brecha Nor Occidental	1,500,000.00	78,833.68
3.2	Limpieza de brecha Centro Sur	7,897,680.00	415,068.80
3.3	Limpieza de brecha Litoral atlántico	6,400,000.00	336,357.04
	<i>Subtotal limpieza de brechas</i>	<i>15,797,680.00</i>	<i>830,259.52</i>
3.4	Materiales y equipos Nor Occidental	134,500,000.00	7,068,753.48
3.5	Materiales y equipos Centro sur	134,500,000.00	7,068,753.48
3.6	Materiales y equipos Litoral Atlántico	53,800,000.00	2,827,501.39
	<i>Subtotal materiales y equipos</i>	<i>322,800,000.00</i>	<i>16,965,008.36</i>
4	Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica	0.00	0.00
4.1	Aprobación por el Congreso Nacional de la Ley del delito del consumo ilícito de energía eléctrica		
5	Ejecutar programa de mantenimiento correctivo de circuitos de distribución en zonas de alta incidencia de falla y alumbrado público	567,116,391.03	29,805,248.8
5.1	Alumbrado público Subgerencia Centro Sur	30,000,000.00	1,576,673.64
5.2	Alumbrado público Subgerencia Nor occidental	24,000,000.00	1,261,338.91
5.3	Alumbrado público Subgerencia Litoral Atlántico	12,000,000.00	630,669.46
	<i>Subtotal Alumbrado público</i>	<i>66,000,000.00</i>	<i>3,468,682.01</i>
5.4	Mantenimiento correctivo Noroccidental	175,013,418.00	9,197,968.09
5.5	Mantenimiento correctivo Litoral Atlántico	259,047,973.02	13,614,470.34
5.6	Mantenimiento correctivo Centro Sur	67,055,000.01	3,524,128.36
	<i>Sub total mantenimiento</i>	<i>501,116,391.03</i>	<i>26,336,566.79</i>
6	Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación	1,902,740.00	100,000.00
6.1	Diseño y lanzamiento de una estrategia de comunicación	1,902,740.00	100,000.00
Total Emergencia		1,307,962,995.88	68,741,025.88

Prioridad : 1

No.	Descripción	Lempiras	US\$
7	Ejecutar las inversiones de emergencias en transformación y transmisión	522,930,034.20	27,483,000.00
7.1	Ampliación S/E Toncontín Etapa I	223,800,278.80	11,762,000.00
7.2	Construcción S/E Cerro Grande	60,411,995.00	3,175,000.00
7.3	Construcción S/E Centro SPS, Línea Bellavista – Centro, 2.5 km y ampliación S/E Bellavista	135,969,800.40	7,146,000.00
7.4	Compensación capacitiva	102,747,960.00	5,400,000.00
8	Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas (Patuca 3)	951,370,000.00	50,000,000.00
8.1	Iniciar la construcción del proyecto Piedras Amarillas (Patuca 3)	951,370,000.00	50,000,000.00
Total Prioridad 1		1,474,300,034.20	77,483,000.00

Prioridad : 2

No.	Descripción	Lempiras	US\$
9	Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema	0.00	0.00
9.1	Promover la aprobación de un nuevo pliego tarifario con tarifas horarias que mejoren el factor de carga del sistema	0.00	0.00
10	Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE	761,096,000.00	40,000,000.00
10.1	Iniciar la construcción de las oficinas centrales de la ENEE	761,096,000.00	40,000,000.00
11	Proyecto Hidroeléctrico Jicatuyo y Llanitos	1,902,740,000.00	100,000,000.00
11.1	Proyectos Hidroeléctricos Jicatuyo y los Llanitos	1,902,740,000.00	100,000,000.00
12	Proyectos del Complejo Energético del Aguán	951,370,000.00	50,000,000.00
12.1	Proyectos del Complejo Energético del Aguán	951,370,000.00	50,000,000.00
13	Finalizar la ejecución del proyecto de Mejora de la Eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial	0.00	0.00
13.1	Finalizar la ejecución del proyecto de Mejora de la Eficiencia del sector energía (PROMEF) financiado por el Banco Mundial	0.00	0.00
14	Reforzar la estructura de las regiones de distribución	90,760,698.00	4,770,000.00
14.1	Reforzar la estructura de las regiones de distribución	90,760,698.00	4,770,000.00
15	Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula	28,541,100.00	1,500,000.00
15.1	Construcción de un sistema SCADA para la ciudad de San Pedro Sula	28,541,100.00	1,500,000.00
16	Licitación programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos BT	5,321,773,506.00	279,690,000.00
16.1	Licitación programas de desarrollo de zonas, que incluyen obras en distribución y transmisión mediante contratos BT	5,321,773,506.00	279,690,000.00
17	Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón	18,076,030.00	950,000.00
17.1	Desarrollar la preinversión de los proyectos La Tarrosa, Valencia, El Tablón	18,076,030.00	950,000.00
18	Monitoreo del Plan	1,331,918.00	70,000.00
18.1	Monitoreo del Plan	1,331,918.00	70,000.00
Total Prioridad 2		9,075,689,252.00	476,980,000.00
Gran Total		12,359,993,522.71	649,589,198.88

Anexo 2: Proyecciones financieras con acciones mínimas y con todas las acciones

CON ACCIONES MÍNIMAS**ESTADO DE RESULTADOS****Escenario con Inversión (104.440 US\$/bbl para el búnker, 133.59 US\$/bbl diesel y 119.80 US\$/tm carbón)**

(En millones de Lempiras)

	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por Servicios	18,420	20,413	21,599	22,848	22,229
Ventas Subsid. cons. menores 300 KWh	0	0	0	0	0
Subtotal Ventas de Energía	18,420	20,413	21,599	22,848	22,229
Otros ingresos de Explotación	3	3	3	3	3
Total Ingresos	18,424	20,416	21,603	22,851	22,232
Costos y Gastos de Operación:					
Combustibles	156	0	0	0	0
Compra de Energía y arrendamientos	15,985	19,285	17,232	16,344	16,851
Negociación Contratos Energía	0	0	0	0	0
Contribución Marginal	2,283	1,131	4,371	6,507	5,382
Personal	1,411	1,697	1,699	1,818	1,945
Materiales	121	130	139	149	159
Servicios de Terceros	553	612	648	685	667
Otros gastos	79	84	90	96	103
Provisión p/Ctas por Cobrar	92	102	108	114	111
Depreciación Bienes e Instal.	1,868	1,905	1,931	1,949	1,922
Total Costos y Gastos de Operación	20,263	23,816	21,846	21,155	21,758
Resultado neto operativo	-1,840	-3,400	-244	1,696	475
EBITDA	28	-1,494	1,687	3,645	2,396
Resultado Financiero					
Intereses ganados	0	0	0	0	0
Intereses Deuda Externa	-27	-3	-2	-2	-7
Intereses nueva Deuda Externa	0	0	0	-213	-213
Intereses y Comisiones BCP-2005	-54	0	0	0	0
Intereses Banca Nacional	-15	-14	-12	-11	-10
Inter. Prést.Banc. -conv deuda a ERP Club					
P	-38	-83	-73	-69	-65
Intereses pagados a Generadores	0	0	0	0	0
Diferencias fluctuación cambiaria	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	0	0	0	0	0
Otros egresos	-297	-297	-297	-297	-297
Total Resultado Financiero	-431	-397	-384	-592	-591
Utilidad antes de impuestos	-2,271	-3,797	-628	1,104	-116
Impuestos	0	0	0	0	0
Utilidad (Pérdida) final del Ejercicio	-2,271	-3,797	-628	1,104	-116
Utilidad (Pérdida) final Ej.en mill.US\$	-119	-200	-33	58	-6

CON ACCIONES MÍNIMAS**ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS****Escenario con Inversión (104.440 US\$/bbl para el búnker, 133.59 US\$/bbl diesel y 119.80 US\$/tm carbón)**

(En millones de Lempiras)

	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Netos de Operación	-1,840	3,400	-244	1,696	475
Otros Ingresos (egresos)	-297	-297	-297	-297	-297
Depreciación y Amortización	1,868	1,905	1,931	1,949	1,922
Impuestos diferidos	0	0	0	0	0
Otros No Caja	0	0	0	0	0
Total Ingresos de operación	-269	1,791	1,390	3,348	2,100
Aportes de Capital (Inver.Fosode)	29	25	25	25	25
Pago Gob.Central (Bonochenta y energía)					
Recuperacion mora		220	220	220	
Aportes de Gobierno ERP (deuda)	0	0	0	0	0
APORTES CAPITAL ESTADO	0	51	0	0	0
APORTES CAPITAL MUNICIPAL	0	0	0	0	0
Reinversión de dividendos	0	0	0	0	0
Aportes de Gob. (compensaciones) (Deuda)	0	0	0	0	0
Préstamos BID Proyecto (1584 y FN)	338	337	436	258	65
Préstamo Banco Mundial	962	0	0	0	0
Otros Prestamos (BOT y otros)	151	3,816	1,636	0	0
Nuevo Financ.Inversión	0	0	0	0	0
Prestamo Transitorio	0	0	0	0	0
Total Otras Fuentes	1,479	4,449	2,317	503	90
TOTAL FUENTES	1,211	2,658	3,707	3,851	2,190
APLICACIONES					
Servicio de Deuda					
Intereses					
Intereses Deuda Externa vigente a 2007	15	14	12	11	10
Intereses Proyectos Nuevos (incluye BID)	0	0	0	213	213
GTS.FIN.L/P.PROY.OTRO PTM	0	0	0	0	0
GTOS.FIN.CONST.NO FINANC.	0	0	0	0	0
Intereses y comisiones BCP-2005	54	0	0	0	0
Intereses Banca Nacional (conv deuda)	27	3	2	2	7
Intereses Prést.Bancarios -conv deuda a ERP Club					
P	38	83	73	69	65
Intereses pagados generadores	0	0	0	0	0
Amortizaciones					
Amortización Préstamos BM	0	0	0	0	0
Amort.Otros Prestamos BOT y otros	0	0	0	0	0
Amortizacion Préstamos externos vig.2007	48	0	0	0	0
Amortización Prést.Bancarios -BDP 2005	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Amortización Prést.Bancarios -conv deuda a ERP	173	203	196	191	201
Amortización Prést.Bancarios -conv deuda a ERP Club P	87	50	1	1	7
Pago Deuda con Generadores (LC y Deuda)	0	0	0	0	0
Fluctuacion Cambiaria					
Cancelación Préstamos Transitorios	0	0	0	0	0

Total Servicio de Deuda	443	353	284	486	503
Inversión					
PROYECTO INVERSION BID Y BCIE	489	337	436	258	65
PROYECTO INVERSION BM	0	0	0	0	0
GASTOS FINANCIEROS PTMO.BID	0	0	0	0	0
GTS.FIN.OTRS.PTM.PROY.BID	0	0	0	0	0
OTROS PROYECTOS DE INVERSION	1,576	4,199	1,977	197	197
Total Inversiones	2,064	4,536	2,413	455	263
Otras Aplicaciones					
Impuestos sobre la renta	0	0	0	0	0
Costos Diferidos	0	0	0	0	0
Incremento (Disminución) Capital Trabajo	-239	-108	217	-78	-227
TOTAL OTRAS APLICACIONES	-239	-108	217	-78	-227
TOTAL APLICACIONES	2,268	4,781	2,915	864	538
SUPERAVIT (DEFICIT) ANUAL	-1,058	2,123	793	2,987	1,651
SUPERAVIT (DEFICIT) ACUM.	-1,058	3,180	-2,388	600	2,251

CON TODAS LAS ACCIONES DEL PLAN ESTRATÉGICO**ESTADO DE RESULTADOS****Escenario con Inversión (104.440 US\$/bbl para el búnker, 133.59 US\$/bbl diesel y 119.80 US\$/tm carbón)**

(En millones de Lempiras)

	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos por Servicios	18,420	24,437	23,080	20,752	21,677
Ventas Subsid. cons. menores 300 KWh	0	0	0	0	0
Subtotal Ventas de Energía	18,420	24,437	23,080	20,752	21,677
Otros ingresos de Explotación	3	3	3	3	3
Total Ingresos	18,424	24,440	23,083	20,755	21,680
Costos y Gastos de Operación:					
Combustibles	156	0	0	0	0
Compra de Energía y arrendamientos	15,985	19,285	17,232	16,344	16,851
Negociación Contratos Energía	0	0	0	0	0
Contribución Marginal	2,283	5,154	5,851	4,411	4,830
Personal	1,411	1,697	1,699	1,818	1,945
Materiales	121	130	139	149	159
Servicios de Terceros	553	733	692	623	650
Otros gastos	79	84	90	96	103
Provisión p/Ctas por Cobrar	92	122	115	104	108
Depreciación Bienes e Instal.	1,868	1,905	1,931	1,949	1,922
Total Costos y Gastos de Operación	20,263	23,957	21,898	21,082	21,738
Resultado neto operativo	-1,840	483	1,185	-327	-58
EBITDA	28	2,388	3,116	1,622	1,864
Resultado Financiero					
Intereses ganados	0	0	0	0	0
Intereses Deuda Externa	-27	-3	-2	-2	-7
Intereses nueva Deuda Externa	0	-228	-715	-1,191	-1,263
Intereses y Comisiones BCP-2005	-54	0	0	0	0
Intereses Banca Nacional	-15	-14	-12	-11	-10
Inter. Prést.Banc. -conv deuda a ERP Club P	-38	-83	-73	-69	-65
Intereses pagados a Generadores	0	0	0	0	0
Diferencias fluctuación cambiaria	0	0	0	0	0
Otros Ingresos	0	0	0	0	0
Otros egresos	-297	-297	-297	-297	-297
Total Resultado Financiero	-431	-625	-1,099	-1,569	-1,641
Utilidad antes de impuestos	-2,271	-142	86	-1,896	-1,699
Impuestos	0	0	0	0	0
Utilidad (Pérdida) final del Ejercicio	-2,271	-142	86	-1,896	-1,699

**CON TODAS LAS ACCIONES DEL PLAN ESTRATÉGICO
ESTADO DE ORIGEN Y APLICACIÓN DE FONDOS**

Escenario con Inversión (104.440 US\$/bbl para el búnker, 133.59 US\$/bbl diesel y 119.80 US\$/tm carbón)
(En millones de Lempiras)

	2011	2012	2013	2014	2015
Ingresos Netos de Operación	-1,840	483	1,185	-327	-58
Otros Ingresos (egresos)	-297	-297	-297	-297	-297
Depreciación y Amortización	1,868	1,905	1,931	1,949	1,922
Impuestos diferidos	0	0	0	0	0
Otros No Caja	0	0	0	0	0
Total Ingresos de operación	-269	2,092	2,819	1,325	1,567
Aportes de Capital (Inver.Fosode)	29	25	25	25	25
Pago Gob.Central (Bonochenta y energía)					
Recuperacion mora		435	435	435	
Aportes de Gobierno ERP (deuda)	0	0	0	0	0
APORTES CAPITAL ESTADO	0	51	0	0	0
APORTES CAPITAL MUNICIPAL	0	0	0	0	0
Reinversión de dividendos	0	0	0	0	0
Aportes de Gob. (compensaciones) (Deuda)	0	0	0	0	0
Préstamos BID Proyecto (1584 y FN)	338	337	436	258	65
Préstamo Banco Mundial	962	402	402	0	0
Otros Prestamos (BOT y otros)	151	3,816	1,636	0	0
Nuevo Financ.Inversión	0	5,510	2,319	909	304
Prestamo Transitorio	0	0	0	0	0
Total Otras Fuentes	1,479	10,577	5,254	1,626	394
TOTAL FUENTES	1,211	12,668	8,073	2,952	1,961
APLICACIONES					
Servicio de Deuda					
Intereses					
Intereses Deuda Externa vigente a 2007	15	14	12	11	10
Intereses Proyectos Nuevos (incluye BID)	0	228	715	1,191	1,263
GTS.FIN.L/P.PROY.OTRO PTM	0	0	0	0	0
GTOS.FIN.CONST.NO FINANC.	0	0	0	0	0
Intereses y comisiones BCP-2005	54	0	0	0	0
Intereses Banca Nacional (conv deuda)	27	3	2	2	7
Intereses Prést.Bancarios -conv deuda a ERP Club P	38	83	73	69	65
Intereses pagados generadores	0	0	0	0	0
Amortizaciones					
Amortización Préstamos BM	0	0	0	0	0
Amort.Otros Prestamos BOT y otros	0	0	135	483	684
Amortizacion Préstamos externos vig.2007	48	0	0	0	0
Amortización Prést.Bancarios -BDP 2005	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Amortización Prést.Bancarios -conv deuda a ERP	173	203	196	191	201
Amortización Prést.Bancarios -conv deuda a ERP Club P	87	50	1	1	7
Pago Deuda con Generadores (LC y Deuda)	0	0	0	0	0
Fluctuacion Cambiaria					
Cancelación Préstamos Transitorios	0	0	0	0	0
Total Servicio de Deuda	443	581	1,134	1,947	2,237
Inversión					

PROYECTO INVERSION BID Y BCIE	496	337	436	258	65
PROYECTO INVERSION BM	0	402	402	0	0
GASTOS FINANC.PTMO.BID	0	0	0	0	0
GTS.FIN.OTRS.PTM.PROY.BID	0	0	0	0	0
OTROS PROYECTOS DE INVERSION	1,908	9,801	4,290	1,100	495
Total Inversiones	2,404	10,540	5,129	1,358	561
Otras Aplicaciones					
Impuestos sobre la renta	0	0	0	0	0
Costos Diferidos	0	0	0	0	0
Increment.(Dismin.) Capital Trabajo	-239	148	-533	-732	-104
TOTAL OTRAS APLICACIONES	-239	148	-533	-732	-104
TOTAL APLICACIONES	2,608	11,269	5,731	2,573	2,693
SUPERAVIT(DEFICIT)ANUAL	-1,397	1,399	2,342	379	-732
SUPERAVIT(DEFICIT)ACUM.	-1,397	2	2,344	2,723	1,991

Anexo 3: Acciones de emergencia en circuitos de distribución área de occidente

LIMPIEZA DE BRECHAS EN NOROCCIDENTE			
CIRCUITO	DIRECCION	CANTIDAD (km)	COSTO ESTIMADO (L.)
331	Circuito Troncal varios sectores.	10	30,000.00
	subtotal L-331	10	30,000.00
334	Ramal a Coalaca (5 km) y circuito troncal varios sectores (15 km).	20	60,000.00
334	Ramal hacia Lepaera (13 km) y ramal hacia San Juan y Erandique, Lempira (15 km).	28	84,000.00
	subtotal L-334	48	144,000.00
336	Ramal hacia Dulce Nombre copán y Dulce Nombre-San Agustín, Copán (15km).	30	90,000.00
336	Ramal a Nueva Arcadia Copán (10 km) y ramal a San Nicolas Copán (10 km).	20	60,000.00
336	Derivación desde Dulce Nombre hacia Dolores Copan (8 km), San José-Quezailica Copán (10 km) y San Juanes y ramales aledaños (7 km).	25	75,000.00
336	De La Entrada a Sula, Sta. Barbara	15	45,000.00
336	Línea troncal (15 km) y ramal a La Fraternidad Ocotepeque (15 km).	30	90,000.00
336	Derivacion hacia El Paraíso , Copán	25	75,000.00
336	Ramal hacia El Cisne Copa Ruinas (17 km) y ramal a Cerro Negro (8 km).	25	75,000.00
	subtotal L-336	170	510,000.00
337	Troncal y ramales varios de línea L-337, del Sistema Eléctrico de Sta. Rosa	28	84,000.00
	subtotal L-337	28	84,000.00
338	Troncal y ramales varios de línea L-338, del Sistema Eléctrico de Sta. Rosa y línea troncal hacia San Juan de Opoa	23	69,000.00
	subtotal L-338	23	69,000.00
339	Derivacion desde La Virtud Lempira hasta Piraera, Lempira	15	45,000.00
339	Ramal hacia San Ramon, Lempira (20 km) y ramal hacia Talgua (8 km)	28	84,000.00
339	Ramal a San Francisco, Sta. Cruz Lempira (13 km), ramal a El Sile (7 km) y desde Lepaera hasta La Estancia (8 km).	28	84,000.00
339	Derivacion hacia Yaruconte Cucuyagua (6 km) y ramal a Corquín, Capucas, Yaunera, San Pedro Copan y Belén Gualcho (24 km).	30	90,000.00
339	Ramal a San Marcos Ocotepeque (15 km) y ramal hacia San José de Las Palmas Cucuyagua Copán.	30	90,000.00
339	Derivacion de San Marcos a Valladolid, Lempira	25	75,000.00
339	Ramal a La Fraternidad Ocotepeque (15 km) y ramal a Sinuapa (14 km).	29	87,000.00
339	Ramal de Valladolid hasta La Virtud, Lempira	20	60,000.00
339	Línea Troncal desde Pashapa hasta Ocotepeque	25	75,000.00
	subtotal L-339	230	690,000.00
	TOTAL L.	509.00	1527,000.00

NECESIDADES DE MATERIALES PARA EL PERIODO JUNIO-DICIEMBRE 2011 OCCIDENTE						
Item	DESCRIPCION	UNIDA D	Necesid ades	Costo unitario L.	Total L.	Subtotales L.
	AISLAMIENTO					
1	Aislador de carrete 3-1/8" clase 53-2	c/u	2,400	8.34	20,016.00	301 6,476.00
2	Aislador de ojo	c/u	1,800	5.20	9,360.00	
3	Aislador de suspensión 6 1/4" clase 52.9	c/u	12,000	134.86	1618,320.00	
4	Aislador para espiga de 34.5 Kv Clase 56-3	c/u	6,000	228.13	1368,780.00	
	CABLES					
1	Cable de acero para retenida 1/4 EHS	pies	30,000	3.70	111,000.00	12157,080.00
2	Cable de acero para retenida 5/16 EHS	pies	12,000	4.60	55,200.00	
3	Cable de alum. Desnudo # 2 ACSR	pies	60,000	3.91	234,600.00	
4	Cable de alum. Desnudo # 1/0 ACSR	pies	600,000	6.51	3906,000.00	
5	Cable de alum. Desnudo # 3/0 ACSR	pies	600,000	10.45	6270,000.00	
6	Cable de alum. Forrado # 2	pies	60,000	4.57	274,200.00	
7	Cable de alum. Forrado # 3/0	pies	60,000	18.80	1128,000.00	
8	Cable de alum. Triplex # 6	pies	12,000	9.80	117,600.00	
9	Cable de cobre desnudo # 6	pies	6,000	10.08	60,480.00	
	CONECTORES					
1	Conector de Compresion YC28A2	c/u	12,000	39.64	475,680.00	5118,720.00
2	Conector de Compresion YC25A25	c/u	12,000	43.20	518,400.00	
3	Conector de Compresion YC28A25.	c/u	12,000	32.65	391,800.00	
4	Conector de Compresion YC28A28	c/u	12,000	30.50	366,000.00	
5	Conector de Compresion YC2A2	c/u	12,000	9.60	115,200.00	
6	Conector de Compresion YC2A4	c/u	12,000	10.57	126,840.00	
7	Conector de Compresion YC2A6	c/u	12,000	11.20	134,400.00	
8	Conector de Compresion YC44A44	c/u	12,000	13.44	161,280.00	
9	Conector de Compresion YC4A6	c/u	12,000	10.30	123,600.00	
10	Conector de Compresion YP27AU4	c/u	12,000	23.90	286,800.00	
11	Conector de Compresion YPC26R8U	c/u	12,000	10.30	123,600.00	
12	Conector de Compresion. YC25A2	c/u	12,000	15.90	190,800.00	
13	Conector de varilla polo a tierra 5/8"	c/u	12,000	175.36	2104,320.00	
	CORTACIRCUITOS					
1	Cortacircuito de 27 kv. 100 amp. con rompearco	c/u	360	2,671.20	961,632.00	1484,985.60
2	Cortacircuito de 27 Kv. 100 amp. sin rompearco	c/u	360	1,453.76	523,353.60	
	FUSIBLES					
1	Fusible alta tension 1 amp. tipo K	c/u	600	19.14	11,484.00	621,900.00
2	Fusible alta tension 2 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
3	Fusible alta tension 3 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
4	Fusible alta tension 4 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
5	Fusible alta tension 5 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
6	Fusible alta tension 6 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
7	Fusible alta tension 8 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	

8	Fusible alta tension 10 amp. tipo K	c/u	1,200	19.14	22,968.00	
9	Fusible alta tension 12 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
10	Fusible alta tension 15 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
11	Fusible alta tension 20 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
12	Fusible alta tension 25 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
13	Fusible alta tension 30 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
14	Fusible alta tension 40 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
15	Fusible alta tension 50 amp. tipo K	c/u	1,200	25.70	30,840.00	
16	Fusible alta tension 65 amp. tipo K	c/u	1,200	48.70	58,440.00	
17	Fusible alta tension 80 amp. tipo K	c/u	1,200	48.70	58,440.00	
18	Fusible alta tension 100 amp. tipo K	c/u	1,200	48.70	58,440.00	
19	Fusible alta tension 140 amp. tipo K	c/u	1,200	48.70	58,440.00	
	HERRAJE					
1	Alambre de aluminio para amarre # 4	pies	6,000	4.17	25,020.00	
2	Alambre de aluminio para amarre #6	pies	6,000	1.95	11,700.00	
3	Ancla para retenida 1613 cm. cuadrados (250 plg cuadradas)	clu	600	231.84	139,104.00	
4	Ancla para retenida 968 cm. cuadrados	clu	600	170.60	102,360.00	
5	Arandela cuadrada de 11/16"	clu	12,000	8.85	106,200.00	
6	Bastidor de 1 línea	clu	600	68.32	40,992.00	
7	Bastidor de 3 líneas	clu	600	263.20	157,920.00	
8	Brazo corto p/retenida de banco long.4 piesx2 pulg. Diam.con su resp.base y grapa retenida	clu	150	72.86	10,929.00	
9	Espiga de bayoneta de 34.5 kv. de 20"	clu	600	200.66	120,396.00	
10	Espiga p/punta de poste 34.5kv. Rca. 1-3/8"	clu	600	253.12	151,872.00	
11	Grapa para Línea Viva 6-3/0 ACSR	clu	600	175.84	105,504.00	
12	Grapa terminal tipo escuadra para cable 4-4/0 ACSR	clu	600	154.56	92,736.00	
13	Guardacabo de Acero para cable 3/8"	clu	600	56.20	33,720.00	
14	Perno con tuerca de 1/2" x 10"	clu	3,000	8.70	26,100.00	
15	Perno con tuerca de 1/2X3"	clu	3,000	6.50	19,500.00	
16	Perno con tuerca de 3/8"X5	clu	3,000	9.52	28,560.00	
17	Perno con tuerca de 5/8 x 10"	clu	3,000	44.80	134,400.00	
18	Perno con tuerca de 5/8 X12"	clu	3,000	28.91	86,730.00	
19	Perno con tuerca de 5/8" X 6"	clu	3,000	27.80	83,400.00	
20	Perno con tuerca de 5/8"x12"	clu	3,000	49.28	147,840.00	
21	Perno con tuerca de 5/8"x14"	clu	3,000	43.12	129,360.00	
22	Perno con tuerca de 5/8"x16"	clu	3,000	52.80	158,400.00	
23	Perno con tuerca de 5/8"x18"	clu	3,000	56.70	170,100.00	
24	Perno de carruaje de 1/2"X 6"	clu	3,000	9.80	29,400.00	
25	Perno de carruaje de 1/2x5"	clu	3,000	8.20	24,600.00	
26	Perno de ojo 5/8 x 16 (tipo Thimbleye)	clu	3,000	64.80	194,400.00	
27	Perno de ojo de 5/8"x10" (tipo thimbleye)	clu	3,000	44.80	134,400.00	
28	Perno de ojo de 5/8"x12" (tipo thimbleye)	clu	3,000	68.90	206,700.00	
29	Perno de ojo de 5/8"x14" (tipo thimbleye)	clu	3,000	70.40	211,200.00	
					6729,240.00	

30	Perno goloso de 4"	clu	3,000	43.80	131,400.00	
31	Perno rosca Corrida de 5/8"x18"	clu	3,000	56.70	170,100.00	
32	Perno Rosca corrida de 5/8 x 12"	clu	3,000	49.28	147,840.00	
33	Perno Rosca corrida de 5/8 x 14"	clu	3,000	38.56	115,680.00	
34	Perno Rosca corrida de 5/8 x 16"	clu	3,000	54.80	164,400.00	
35	Perno Rosca Corrida de 5/8 X 22"	clu	3,000	60.50	181,500.00	
36	Perno Rosca Corrida de 5/8 X20"	clu	3,000	60.42	181,260.00	
37	Perno Rosca Corrida de 5/8X 24"	clu	3,000	66.80	200,400.00	
38	Preformado para retenida de 1/4	clu	900	32.28	29,052.00	
39	Preformado para retenida de 5/16	clu	900	43.30	38,970.00	
40	Separador de espiga en crucete de madera	clu	250	178.08	44,520.00	
41	Terminal para linea recta 1/0- 4/0 ACSR	clu	900	145.60	131,040.00	
42	Tirante angular de 1-3/4"X1-3/4"X3/16"X60	clu	600	96.60	57,960.00	
43	Tirante de platina galvanizada de 1/4"X1-1/4"X30"(76 cm)	clu	1,800	84.56	152,208.00	
44	Tuerca de ojo 5/8 galvanizada	clu	900	40.67	36,603.00	
45	Varilla para ancla (Thimbleye) galvanizada	clu	1,200	203.43	244,116.00	
46	Varilla para ancla (Twineye) galvanizada	clu	600	248.40	149,040.00	
47	Varilla polo a tierra 5/8"X8	clu	6,000	175.36	1052,160.00	
48	Varilla Preformado p/cable 1/0 ACSR	clu	1,200	200.40	240,480.00	
49	Varilla Preformado para cable # 2 acsr	clu	600	209.40	125,640.00	
50	Varilla Preformado para cable 3/0 ACSR	clu	1,200	209.44	251,328.00	
	PARARRAYOS					
1	Pararrayo de 27 Kv. Metal Oxido Varistor	c/u	600	1,568.00	940,800.00	940,800.00
	POSTES Y CRUCETES DE MADERA					
1	Crucete de madera de 4"X5"X10'(120")	c/u	1,800	580.80	1045,440.00	
2	Crucete de madera de 4"X5"X8'(96")	c/u	1,200	412.72	495,264.00	
3	Crucete de madera de 5"X6"X20'(240")	c/u	600	740.90	444,540.00	
4	Poste de madera de 30' clase 5	c/u	300	4,200.00	1260,000.00	
5	Poste de madera de 35' clase 5	c/u	600	5,134.60	3080,760.00	
6	Poste de madera de 40' clase 4	c/u	900	6,636.60	5972,940.00	
7	Poste de madera de 45' clase 4	c/u	300	8,530.00	2559,000.00	
8	Poste de madera de 50' clase 3	c/u	60	10,264.00	615,840.00	15473,784.00
	POSTES DE CONCRETO					
1	Poste de concreto de 12 m (40 pies)	c/u	39	8,636.54	336,825.06	
2	Poste de concreto de 14 m (45 pies)	c/u	39	10,260.80	400,171.20	
3	Poste de concreto de 9 m (30 pies)	c/u	120	4,598.16	551,779.20	1288,775.46
	POSTES METÁLICOS					
1	Poste metálico ensamblable de 40 pies	c/u	300	10,560.00	3168,000.00	3168,000.00
	TRANSFORMADORES					
1	Transformador 15 Kva. 19920/34500-120/240 V	c/u	30	39,200.00	1176,000.00	
2	Transformador 25 Kva. 19920/34500-120/240 V	c/u	30	45,864.00	1375,920.00	
3	Transformador 37.5 Kva. 19920/34500-120/240 V	c/u	120	56,940.00	6832,800.00	23706,720.00

4	Transformador 50 Kva. 19920/34500-120/240 V	c/u	180	65,380.00	11768,400.00	
5	Transformador 75 Kva. 19920/34500-120/240 V	c/u	30	85,120.00	2553,600.00	
	ALUMBRADO PÚBLICO					
1	Balastro para luminaria de vapor sodio 100 w.	c/u	300	840.30	252,090.00	
2	Balastro para luminaria de vapor sodio 250 w.	c/u	300	1,214.70	364,410.00	
3	Balastro para luminaria de vapor sodio 400 w.	c/u	80	2,068.70	165,496.00	
4	Bases para fotoceldas	c/u	600	159.70	95,820.00	
5	Bombillo vapor de sodio 100 w.	c/u	1,200	650.20	780,240.00	
6	Bombillo vapor de sodio 250 w.	c/u	360	884.80	318,528.00	
7	Bombillo vapor de sodio 400 w.	c/u	100	1,200.30	120,030.00	
8	Cinta Aislante	c/u	600	69.70	41,820.00	
9	Control de 60 amp. 240 voltios para alumbrado publico	c/u	60	1,960.00	117,600.00	
10	Fotocontrol para luminaria multivoltaje de 105-285 V.	c/u	3,000	117.60	352,800.00	
11	Luminaria Completa vapor de sodio 100 w.	c/u	6,000	1,176.00	7056,000.00	
12	Luminaria Completa vapor de sodio 250 w.	c/u	200	2,520.00	504,000.00	
13	Refractores para Luminaria 100 w.	c/u	600	280.60	168,360.00	
14	Refractores para luminaria 250 w.	c/u	60	400.20	24,012.00	10361,206.00
					TOTAL L.	84,067,687.06

RESUMEN

materiales	L.	84,067,687.06
mano de obra (60%de Mat)	L.	50,440,612.24
Total	L.	134,508,299.30

Anexo 4: Inversiones en Regiones de Distribución

PROYECTOS DE INVERSIÓN PARA 2012-2014 UE-020 DIVISIÓN DISTRIBUCIÓN NOROCCIDENTE

No.	Descripción del Proyecto	Km.	Ubicación	Municipio	Departamento	Valor Estimado L.
1	Circuito troncal (2 ternas) desde Subestación S.P.S. Sur hasta Bulevar del Sur frente a instalaciones de Clover Brand. Búfalo, Villanueva. Extensión de 1982 metros circuito troncal doble terna 2 (3X266.8 ACSR + 3/0 ACSR) + HG (1/4 Acero), 673 metros circuito troncal una terna (3X266.8) ACSR+3/0 ACSR) + HG(1/4 Acero).	1.9	Sector Búfalo	Villanueva	Cortés	4,306,600.00
2	Extensión de 1892 metros de línea primaria 3F+N para mejorar servicio de Energía Eléctrica en Colonia Edilberto Solano, Armando Galle II, SINOR, Sector López, Choloma, Cortés	1.9	Sector López Arellano	Choloma	Cortés	1,743,400.00
3	Reemplazo de 423 metros de línea primaria 3F+N (10 existe, 266 proyecto) Ext. de 4911 metros línea primaria 3F+N (3X266 ACSR+1X3/0) y cambio de 196 metros de línea primaria 1F+N a 2F+N (1/0 existente, 3/0 proyecto) circuito troncal 3F+N desde el Bulevar del Norte (Gasolinera Dippsa) hasta Aldea La Jutosa, Choloma, Cortés. .	5.5	La Jutosa	Choloma	Cortés	3,910,000.00
4	Construcción de segunda Terna consistente en la Extensión de 215 mts. De Línea Neutro, 456 metros línea primaria 3F+HG, 7197 metros de línea primaria 3F+N, 2da. Terna, y 3031 metros 3F+HG+N desde Subestación Valle de Naco en Col. San Jerónimo, Cofradia, Cortés hasta la Cuesta de La Vaca (frente a Rosquillería de Occidente).	10.9	Naco	sps	Cortés	8,693,000.00
5	Alimentar la zona de Quebrada Seca,Choloma en voltaje 34.5Kv para reducir pérdidas técnicas y habilitar su sistema eléctrico para interconexión en ese mismo voltaje con las Subestaciones cercanas (Rio Nance, Choloma y Masca, Puerto Cortés).	5	Qubrada Seca	Choloma	Cortés	2,615,100.00
6	Construcción de 1.5 Km de línea trifásica doble terna en 13.8kv, 477 MCM y 3/0 ACSR, desde Subestación Bellavista	1.5	San Pedro Sula (S.O.)	San Pedro Sula	Cortés	3,399,950.00
7	Construcción de 3 Km de línea trifásica doble terna en 13.8kv, 477 MCM y 3/0 ACSR, desde Subestación La Victoria	3	Sector López Arellano	Choloma	Cortés	3,399,950.00
8	Construcción de 1.9 Km de línea trifásica doble terna en 13.8kv, 477 MCM y 3/0 ACSR, desde Subestación El Retorno.	1.9	San Pedro Sula (S.E.)	San Pedro Sula	Cortés	4,306,600.00

9	Extension de 16,901 metros de línea primaria troncal 3F+HG (3X3/0 ACSR+1/4 Acero) en el sector Rio Lindo- San Antonio de Cortés.	16.9	Rio Lindo-San Antonio de Cortés	San Antonio de Cortés	Cortés	8,284,300.00
10	Conversión de Línea 1F a 3 F 12,140 mts línea de distribución Santa Rita-Cabañas Copán	4	Sta. Rita y Cabañas	Santa Rita	Copán	728,500.00
11	Extension de 23 Km de línea primaria en 34.5 kv de Santa Rosa de Copán a La Unión, Copán	23	Sta. Rosa-La Unión	Sta. Rosa	Copán	25,300,000.00
12	Completación de la tercera fase en 25 km de la línea L399 desde el Medio, Yoro hasta El Desmonte Sulaco, Yoro.	25	El Medio-El Desmonte	Sulaco	Yoro	9,200,000.00
13	Cambio de 400 postes de madera de 40 pies por postes metálicos ensamblables, en la red de los sistemas regionales.	200	Zona Occidental	varios	Copán, Ocotepeque	10,000,000.00
14	Reubicación de 10 km de la línea L324 desde bordo del río ulúa hasta Guanchías, sector de Azunosa	8	Sector de Guanchías	El Progreso	Yoro	2,500,000.00
15	Extensión de 25,399 metros de línea primaria troncal 3F+HG desde la Subestación de San Juan en la Ciudad de El Progreso, Yoro hasta la entrada a la Ciudad de Santa Rita, Yoro.	25.4	Subestación San Juan hasta Santa Rita	El Progreso	Yoro	27,378,840.00
16	Extensión de 13,052 metros de línea primaria 3F+Hilo de Guarda Sector entre Santa Rita y La Barca.	13.1	Sta. Rita -La Barca	El Progreso	Yoro	14,247,178.00
17	Extension de 40 Km de línea para interconectar la L376 con L304 en Ceibita, Santa Barbara.	40	Desvío Sta. Bárbara-La Ceibita	Petoa	Sta. Bárbara	10,000,000.00
18	Reubicación de 50 Km de línea de Green Valley a Sula, L376 , Quimistan, Santa Barbara.	50	Cuesta La Vaca-Quimistán	varios	Sta. Bárbara	35,000,000.00
	TOTAL DE INVERSIÓN L.					175,013,418.00

Región Centro Sur

DETALLE DE LIMPIEZA DE BRECHAS			
ÁREA	Mts	Lps/Mts	Lps.
ORIENTE	285,590.00	15	4,283,850.00
CENTRO	47,351.00	15	710,265.00
PARAISO	22,812.00	15	342,180.00
SUR	20,759.00	15	311,385.00
DISTRIBUCION C.S	150,000.00	15	2,250,000.00
TOTAL	526,512.00		7,897,680.00

Inversiones en Distribución Centro Sur
2011 ñ 2014

		Monto en Lempiras
1	CONSTRUCCION DE NUEVO CIRCUITO SUBESTACION TONCONTIN	12,000,000.00
2	CONSTRUCCION DE NUEVO CIRCUITO SUBESTACION MIRAFLORES	5,500,000.00
3	CONSTRUCCION TERCERA FASE CIRCUITO L-384	1,000,000.00
4	CONSTRUCCION DE TERCERA FASE CIRCUITO L-251 RAMAL A VILLANUEVA	1,000,000.00
5	REMODELACION DE OFICINAS DEPTO. SCADA	500,000.00
6	CONSTRUCCION Y PAVIMENTACION DE CALLE ACCESO SUBESTACION CAÑADA Y EDIFICIO SCADA.	2,500,000.00
7	ADQUISICION DE MAQUINA CALIBRADORA PARA MEDICION CENTRO SUR.	2,855,000.00
8	MEJORAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCION	2,600,000.00
9	ZONIFICACIONES DE VOLTAJE	1,200,000.00
10	MEJORAS DE ALUMBRADO PUBLICO	1,700,000.00
11	INSTALACION DE EQUIPO DE DISTRIBUCION	2,200,000.00
12	AUTOMATIZACION DE EQUIPO DE DISTRIBUCION	1,500,000.00
17	CONSTRUCCION DE CUATRO CIRCUITOS SUBESTACION AMARATECA	5,000,000.00
18	CONSTRUCCION DE SIETE CIRCUITOS SUBESTACION CERRO GRANDE	23,500,000.00
19	CONSTRUCCION NUEVO CIRCUITO SUYAPA-DESVIO PLANETARIO	4000,000.00

TOTAL	67,055,000.00
-------	---------------

RESUMEN DE LAS OBRAS EN RED DE DISTRIBUCIÓN EN OLANCHO		
Ítem	Actividad	Costo
1	REALIZAR GESTION CONTRATACION DE LIMPIEZA DE BRECHA TRONCALES Y RAMALES (CKTS L-377, L-378, L-379,L-380, L-381, L-382)	L. 597,000.00
2	ADQUISICION DE MATERIALES ELECTRICOS PARA MANTENIMIENTO DE LA RED DISTRIBUCION (HERRAJES, FUSIBLES,ETC.)	L. 7287,446.00
3	ADQUISICION DE EQUIPO DE REGULACION DE VOLTAJE (CAPACITORES Y REGULADORES).	L. 8475,000.00
4	ADQUISICION DE TRANSFORMADORES PARA MEJORAS DE VOLTAJE Y CAMBIO DE TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION	L. 7925,400.00
5	INSTALACION DE EQUIPO DE PROTECCION EN TRONCALES Y RAMALES DE CKTOS L-377, L-378, L-379,L-380, L-381, L-382	L. 1435,400.00
6	ESTUDIO Y CONSTRUCCION SALIDA DE 4 NUEVOS CIRCUITOS SUBESTACION NUEVA DE CATACAMAS (30 MVA)	L. 16000,000.00
7	ADQUISICION E INSTALACION DE ESTRUCTURAS (TORRES) PARA MEJORAR CRUCE DE LINEAS SOBRE CAUCE DE RIOS. (L-381 Y L382)	L. 240,000.00
8	ADQUISICION DE VEHICULOS Y VEHICULOS TIPO CANASTA	L. 11600,000.00
9	ESTUDIO Y MEJORA DE LA RED DE COMUNICACIÓN (REPETIDORAS, RADIOS DE COMUNICACIÓN)	L. 400,000.00
10	MEJORA DE OFICINAS EN EL SISTEMA DE JUTICALPA Y ACONDICIONAMIENTO DE OFICINA DE COD EN SUBESTACION JUTICALPA.	L. 1500,000.00
11	ESTUDIO Y ADQUISICION PARA LA AUTOMATIZACION Y CONTROL DE EQUIPOS DE DISTRIBUCION (RESTAURADORES) E INTERRUPTORES DE SUBESTACION	L. 2200,000.00
12	CREACION DE PLAZAS DE DESPACHADORES DE CARGA LOCAL EN SUBESTACIONES DE GUAIMACA Y ACONDICIONAMIENTO DE OFICINA EN SUBESTACION GUAIMACA.	L. 552,000.00
13	MEJORA Y MANTENIMIENTO DEL ALUMBRADO PUBLICO EN CIUDADES, BARRIOS Y BULEVARES EN MUNICIPIOS DE OLANCHO.	L. 6544,440.00
14	ADQUISICION DE POSTES PARA REEMPLAZO DE POSTES MAL ESTADO (PODRIDOS, PICADOS POR PAJAROS ETC)	L. 3963,321.92
15	CONSTRUCCION DE NUEVO CKTO EN SALIDA SUBESTACION GUAIMACA PARA ALIMENTAR MUNICIPIOS DEL AREA DE OLANCHO (L-377)	L. 600,000.00
		L. 69,320,007.92

SUBGERENCIA REGIONAL DEL LITORAL ATLANTICO
PLAN ACCION ENEE 2011 2014

No. PROY	PROYECTOS PROGRAMADOS	UNIDAD	CANT	MONTO DEL PROYECTO	AVANCE POR AÑO		
					2011-2012	2012-2013	2013-2014
1	REDUCCION DE PERDIDAS NO TECNICAS	%	1	L. 19,800,000.00	L. 6,000,000.00	L. 6,600,000.00	L. 7,200,000.00
2	REDUCCION DE MORA	LPS	1	L. 1,800,000.00	L. 500,000.00	L. 600,000.00	L. 700,000.00
3	RESTRUCTURACION SIST EL, UNID, DPTO.	LPS	1	L. 55,822,850.00	L. 55,822,850.00		
4	NUEVOS SISTEMAS ELECTRICOS Y UNIDADES	LPS	1	L. 58,458,390.00		L. 58,458,390.00	L. 32,566,624.00
5	ENGROSAMIENTO CONDUCTOR DEL CIRCUITO	KMS	86	L. 24,200,000.00	17.2	43	25.8
5.1	CIRCUITO L-330 (CBA-BARCELO)	KMS	40	L. 12,000,000.00	8	20	12
5.2	CIRCUITO L-346 (TOCOA)	KMS	19	L. 5,700,000.00	3.8	9.5	5.7
5.3	CIRCUITO L-347 (SONAGUERA)	KMS	11	L. 3,300,000.00	2.2	5.5	3.3
5.4	CIRCUITO L-310 (SAN ALEJO)	KMS	10	L. 2,000,000.00	2	5	3
5.5	CIRCUITO L-309 (SECTOR ALDEA TRIUNFO DE LA CRUZ)	KMS	6	L. 1,200,000.00	1.2	3	1.8
6	CAMBIO DE POSTES DAÑADOS	PC	2600	L. 8,581,385.35	520	1300	780
6.1	DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION	PC	1400	L. 547,185.66	280	700	420
6.1.1	CEIBA (L308,L311,L312,L313,L327,L328,L329,L330)	PC	1400	L. 547,185.66	280	700	420
6.2	DEPARTAMENTO DE SISTEMAS REGIONALES	PC	1200	L. 8,034,199.69	240	600	360
6.2.1	L342, (VALLE ABAJO)	PC	750	L. 4,874,999.69	150	375	225
6.2.2	L350(MARGEN IZQUIERDA)	PC	130	L. 966,784.04	26	65	39

6.2.3	L344(CENTRO SABA)	PC	200	L. 1,299,999.92	40	100	60
6.2.4	L309(LEAN)	PC	60	L. 446,208.02	12	30	18
6.2.5	CIRCUITO L-310 (SAN ALEJO)	PC	60	L. 446,208.02	12	30	18
7	CAMBIO DE AISLADORES DAÑADOS	C/U	4300	L. 529,369.49	860	2150	1290
7.1	DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION	C/U	1900	L. 233,907.44	380	950	570
7.1.1	CEIBA (L308,L311,L312,L313,L327,L328,L329,L330)	C/U	1900	L. 233,907.44	380	950	570
7.2	DEPARTAMENTO DE SISTEMAS REGIONALES	C/U	2400	L. 295,462.05	480	1200	720
7.2.1	L309(LEAN)	C/U	750	L. 92,331.89	150	375	225
7.2.2	CIRCUITO L-310 (SAN ALEJO)	C/U	750	L. 92,331.89	150	375	225
7.2.3	L349 (RAMAL LIMON)	C/U	150	L. 18,466.38	30	75	45
7.2.4	L350(TRUJILLO Y RAMAL DE CASTILLA)	C/U	750	L. 92,331.89	150	375	225
8	PROYECTOS DE INVERSION (OPERACIÓN, MEDICION Y PROTECCION)	C/U	100249	L. 218,737,218.18			
8.1	DEPARTAMENTO DE DISTRIBUCION	C/U	50113	L. 89,995,075.76			
8.1.1	REGULADORES DE VOLTAJE	C/U	2	L. 760,800.00		1	1
8.1.2	RECLOSERS	C/U	12	L. 4,108,320.00		6	6
8.1.3	BANCO DE CAPACITORES	C/U	16	L. 16,000,000.00		8	8
8.1.4	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	C/U	51	L. 2,109,289.09	16	17	18
8.1.5	LOGGERS	C/U	21	L. 1,166,666.67		21	
8.1.6	VCE	C/U	10	L. 1,250,000.00	4	3	3
8.1.7	MAQUINA CALIBRADORA	C/U	1	L. 1,600,000.00		1	
8.1.8	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION)	C/U	25000	L. 31,500,000.00	7000	9000	9000
8.1.8.1	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION) MECANICOS	C/U	20000	L. 14,000,000.00	6000	7000	7000
8.1.8.2	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION) ELECTRONICOS	C/U	5000	L. 17,500,000.00	1000	2000	2000

8.2	DEPARTAMENTO DE SISTEMAS REGIONALES	C/U	50136	L. 73,692,142.42			
8.2.1	REGULADORES DE VOLTAGE	C/U	3	L. 1,141,200.00		1	2
8.2.2	RECLOSERS	C/U	12	L. 4,108,320.00		6	6
8.2.3	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	C/U	51	L. 2,109,289.09	16	17	18
8.2.4	LOGGERS	C/U	24	L. 1,333,333.33		24	
8.2.5	VCE	C/U	16	L. 2,000,000.00	4	6	6
8.2.6	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION)	C/U	25000	L. 31,500,000.00	7000	9000	9000
8.2.6.1	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION) MECANICOS	C/U	20000	L. 14,000,000.00	6000	7000	7000
8.2.6.2	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION) ELECTRONICOS	C/U	5000	L. 17,500,000.00	1000	2000	2000
8.3	UNIDAD DE ALTOS CONSUMIDORES	C/U		L. 55,050,000.00			
8.3.1	MEDIDORES ENERGIA (ALTA TENSION COMPACTOS)	C/U	30	L. 9,000,000.00	10	10	10
8.3.2	MEDIDORES ENERGIA (BAJA TENSION) ELECTRONICOS Y ACCS	C/U	6500	L. 43,550,000.00	2000	2500	2000
8.3.3	MEDIDORES ENERGIA INSTANTANEA ALTA TENSION Y ACCS	C/U	3	L. 1,500,000.00	500000	500000	500000
8.3.4	MEDIDORES ENERGIA INSTANTANEA BAJA TENSION Y ACCS	C/U	10	L. 1,000,000.00	3	4	3
9	BRECHA Y COMALEOS			L. 6,432,000.00	0	0	0
9.1	BRECHA	KMS	1600	L. 4,800,000.00	320	800	480
9.2	COMALEOS	POSTE	13600	L. 1,632,000.00	2720	6800	4080
10	INSTALACION SVC EN 138 KV	C/U	1	L. 114,000,000.00	0.2	0.5	0.3
11	SISTEMA SCADA	C/U	1	L. 7,000,000.00	L. 1,400,000.00	L. 3,500,000.00	L. 2,100,000.00
	Total			L. 515,361,213.02			