



EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**INVESTIGACION ESPECIAL PRACTICADA A LA EVALUACIÓN DEL
PROCESO DE CONTRATACIÓN DIRECTA PARA SUMINISTRO DE 250 MW
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

INFORME No. 04/2008-DASII

**PERÍODO COMPRENDIDO
DE JULIO 2007 AL 28 DE FEBRERO**

**DEPARTAMENTO DE AUDITORIA
SECTOR INFRAESTRUCTURA
E INVERSIONES**



**INVESTIGACIÓN ESPECIAL PRACTICADA A LA EVALUACION DEL
PROCESO DE CONTRATACION DIRECTA PARA SUMINISTRO DE 250 MW
DE ENERGIA ELECTRICA**

INFORME DE INVESTIGACION ESPECIAL No.04/2008 - DASII

**PERÍODO COMPRENDIDO
DE JULIO 2007 AL 28 DE FEBRERO DE 2008**

**DEPARTAMENTO DE AUDITORIA
SECTOR INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES**

CONTENIDO

INFORMACIÓN GENERAL

Página

CARTA DE ENVÍO DEL INFORME

CAPÍTULO I

INFORMACIÓN INTRODUCTORIA

A. MOTIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 1

B. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 1

C. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN 2

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES 3-5

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE HECHOS 6-13

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES 14

CAPÍTULO V

RECOMENDACIONES 15

Tegucigalpa, MDC, 11 de abril, 2008
Oficio Presidencia N°1125-2008

Licenciado
Roberto Micheletti Bain
Presidente del Congreso Nacional
Su Despacho

Estimado Licenciado Micheletti:

Adjunto encontrará el Informe **No. 04/2008-DASII**, sobre la evaluación del proceso de contratación directa para suministro de 250 mw de energía eléctrica en el marco del Decreto Ejecutivo PCM-12-2007, durante el período de julio 2007 al 28 de febrero de 2008, fecha en que se firmaron los contratos respectivos. El examen se efectuó en ejercicio de las atribuciones contenidas en el Artículo 222 reformado de la Constitución de la República; y los Artículos 3, 4 y 5 numeral 4; 37, 41, 45 Y 46 de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas y conforme a las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas aplicables al Sector Público de Honduras.

Nos permitimos presentarle las conclusiones y recomendaciones que deben ser analizadas oportunamente por los funcionarios encargados de su implementación y aplicación, mismas que ayudarán a mejorar la gestión de la institución a su cargo. Conforme al Artículo 79 de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas, las recomendaciones son de obligatoria implementación bajo la vigilancia del Tribunal.

Atentamente,

Fernando D. Montes M.
Presidente

CC. Manuel Zelaya Rosales/ Presidente de la República de Honduras
Rixi Moncada/ Ministra Asesora en Materia de Energía
Rebeca Santos/ Ministra de Finanzas
Archivo



EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SIGLAS Y/O ABREVIATURAS UTILIZADAS

TSC	Tribunal Superior de Cuenta
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
ENVASA	Energía y Vapor Sociedad Anónima
CECHSA	Comercializadora de Electricidad Centroamericana de Honduras Sociedad Anónima de Capital Variable.
AES	Compañía Multinacional Norteamericana.
mW	Mega watt.
Btu	Cantidad de energía que se requiere para elevar un grado Fahrenheit.
MBtu	Millones de Btu.
US\$/MWh	Dólares por mega watts-hora.
LNG	Gas Natural Líquido.

CAPÍTULO I

INFORMACIÓN INTRODUCTORIA

A. MOTIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se realizó en ejercicio de las atribuciones conferidas en el Artículo 222 reformado de la Constitución de la República; y los Artículos 3, 4, 5 numeral 4; 37, 41, 45 y 46 de la Ley Orgánica del Tribunal Superior de Cuentas y en cumplimiento al plan de Auditorías del año 2008 y de la orden de trabajo No.06/2007-DASII del 16 de agosto de 2007.

B. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivos Generales

- 1.- Vigilar y verificar que los recursos públicos se inviertan correctamente en el cumplimiento oportuno de las políticas, programas, proyectos y la prestación de servicios y adquisición de bienes del sector público.
- 2.- Fortalecer los mecanismos necesarios para prevenir, detectar, sancionar y combatir los actos de corrupción en cualquiera de sus formas.
- 3.- Supervisar el registro, custodia, administración, posesión y uso de los bienes del Estado.
- 4.- Desarrollar y fortalecer la capacidad administrativa para prevenir, investigar, comprobar y sancionar el manejo incorrecto de los recursos del Estado.

Objetivos Específicos

1. Análisis y verificación del proceso de licitación, evaluación de las ofertas y sus costos financieros
2. Efectuar un análisis comparativo de costos de generación de una central a carbón y de una central con motores de bunker C.
3. Análisis para la elaboración e implementación de un plan de emergencia de generación de energía.
4. Determinar posibles alternativas de solución que contribuyan al saneamiento financiero de la ENEE.

C. ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación, efectuada por el Tribunal Superior de Cuentas contó con el apoyo de un técnico internacional especialista en la generación de energía especialmente en el uso del carbón y sus costos. Esta auditoría comprendió la revisión de las bases de licitación, proceso de evaluación de las ofertas y todos los documentos legales producidos en el proceso mismo de la licitación, contrato de suministro de 100 mw de capacidad y energía asociada No. 014/2008 entre la ENEE y ENVASA contrato de suministro de 150 mw de capacidad y energía asociada No. 013/2008 entre la ENEE y CECHSA y la documentación de respaldo presentada por los funcionarios y empleados de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), cubriendo el período comprendido de julio de 2007 al 28 de febrero de 2008, con énfasis en los montos de los contratos suscritos.

CAPÍTULO II

ANTECEDENTES

1.1 NECESIDAD

El Plan de 2007 de capacidad de generación eléctrica en mW de la ENEE, derivado de sus proyecciones de demanda, sintetizado en la Tabla No.1, estableció la necesidad de contratar 250 Mw para el año 2009.

Para enfrentar la eventual crisis de suministro de energía eléctrica en los años 2008, 2009 y 2010, el Gobierno de la República autorizó a la ENEE, mediante Decreto Ejecutivo No. PCM-12-2007, la contratación directa de 250 mW y la rehabilitación, operación y mantenimiento de las Centrales Termoeléctricas Sulzer y Alstom ubicadas en Puerto Cortés.

En Julio de 2007 la ENEE publicó un aviso en los periódicos invitando a participar en un proceso de contratación directa para suministro de energía eléctrica consistente en 250 mW y la rehabilitación, operación y mantenimiento de las Centrales termoeléctricas Sulzer y Alstom, ubicadas en Puerto Cortés, en cumplimiento del Decreto Ejecutivo PCM-12-2007.

Con las empresas que manifestaron su interés en participar, la ENEE formó dos grupos uno de 42 empresas y otro de 29 empresas. Así los 250 mW se dividieron en dos contratos, uno de 100 mW (para ser instalados en el área de Puerto Cortés) y otro de 150 mW (para ser instalados en el área de Trujillo). Las empresas que ya tenían contratos con la ENEE quedaron en el grupo de la contratación de 100 mW. El 8 de Octubre de 2007, la ENEE publicó un aviso en los periódicos invitando a presentar ofertas al grupo de 42 empresas para la contratación directa de 100 mW y al grupo de 29 empresas para la contratación directa de 100 mW y la rehabilitación, operación y mantenimiento de las Centrales Termoeléctricas Sulzer y Alstom.

El 7 de Diciembre de 2007 se recibieron las ofertas y el 19 de Diciembre de 2007, el grupo evaluador de la ENEE entregó su informe de evaluación para los contratos de generación de 100 mW y 150 mW, recomendando la adjudicación a las empresas ENVASA y CEHSA, respectivamente. El 28 de febrero de 2008, la ENEE firmó los contratos respectivos con ENVASA y CEHSA. Estos contratos deben ser refrendados por el Congreso de la República para que tengan validez. A la fecha de este informe, el contrato de rehabilitación, operación y mantenimiento de las Centrales Termoeléctricas Sulzer y Alstom no se ha adjudicado.

TABLA 1 PLAN DE EXPANSION DE GENERACIÓN (mW) DE LA ENEE (REVISION 2007)

2008 – 2022

Nº	PROYECTOS	Tecnología	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Ampliación de Enersa	Motores diesel	28.0														
2	Alsthom	Motores diesel	30.0														
3	Sulzer	Motores diesel	30.0														
4	Coronado	Hidro	6.0														
5	Peña Blanca	Hidro	0.9														
6	Ecopalsa biomasa	Biomasa	3.2														
7	Contrato Decreto Ejecutivo PCM-12-2007	Carbón		250													
8	Mangungo I	Hidro		1.2													
9	Matarrás I	Hidro		1.0													
10	Río Frío	Hidro		1.2													
11	Mezapa	Hidro		1.1													
12	Ecoenergy	Biomasa		10.8													
13	San Juan	Hidro			6.1												
14	Texiguat	Hidro			3.4												
15	Bloque 80 (Renovable)	Renovable				80.00											
16	Motores diesel media vel.	Motores diesel				230.00							500				
17	Planta carbón (PFBC)2	Carbón						300				100		300		200	
18	Tablón	Hidro							20								
19	Patuca 3	Hidro								100							
20	Tornillito	Hidro								160							
21	Llanitos	Hidro								98							
22	Jicatuyo	Hidro									173						
23	Patuca 2	Hidro													270		
	TOTAL		98.1	265.3	9.5	310	0	300	20	358	173	100	500	300	270	200	0

RETIRO DE PLANTAS (MW)

Nº	PROYECTOS	Tecnología	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Green Valley	Motores diesel		10													
2	Santa Fe	Motores diesel		5													
3	Ceiba	Motores diesel			26.6												
4	Elcosa	Motores diesel			80.0												
5	Lufussa 1	Turbina de gas			40.0												
6	Nacional de Ingenieros	Motores diesel						20									
7	La Puerta Hitacgi	Turbina de gas								18							
8	La Puerta General	Turbina de gas								15							
9	Alsthom	Motores diesel											30				
10	Sulzer	Motores diesel											30				
11	Lufussa 3	Motores diesel											210.0				
12	Enersa	Motores diesel											200.00				
13	Emce 2	Motores diesel												60.0			
14	Lufussa 2	Motores diesel												80.0			
	TOTAL		0	15	146.6	0	0	20	0	33	0	0	470	140	0	0	0

1.2. BASES DE LA LICITACIÓN

Las bases de una contratación (o de una licitación) constituyen el cuerpo vertebral de la misma y del contrato que se genere a partir de ellas. Es muy difícil enmendar “a posteriori” sus deficiencias y omisiones, y los resultados mismos de un proyecto están ya definidos de antemano por ellas. Para esta contratación directa que busca cubrir un eventual déficit de energía en el país entre el 2008 y el 2010, la ENEE usó las bases de la última licitación realizada por ellos para suministro de energía eléctrica a partir de motores de Bunker C, con resultados que se presume fueron satisfactorios, por cuanto volvieron a usar las mismas bases. Sin embargo, las ofertas de energía de menor precio, en este caso, fueron hechas a partir de generación con carbón y en este escenario, las bases presentan las debilidades que señalamos a continuación:

- No se especifican las características de los equipos de la central a carbón, ni de los equipos de control ambiental. Sólo se especifican las características técnicas de la interconexión al anillo nacional.
- Los cuadros para la evaluación técnica de la experiencia de los oferentes, consignada en las bases, son muy generales y no cumplieron con el propósito de evaluar la experiencia real de los oferentes en generación con centrales de vapor a carbón. Dado que, a la fecha, no hay generación eléctrica importante a carbón en el país¹, ninguna de las compañías participantes tiene, en realidad, experiencia en este tipo de proyectos, por lo que su calificación terminó haciéndose por extrapolación de su experiencia en las áreas de generación con motores de bunker C, generación hidroeléctrica y transmisión y distribución.
- Tampoco se estableció, en las bases, ninguna metodología para evaluar la capacidad financiera de las compañías oferentes.

1.3. OFERTAS. ADJUDICACIÓN CONTRATOS.

Para la contratación de la compra de 100 mW de energía se recibieron 6 ofertas. Se adjudicó el contrato a la empresa ENVASA que hizo la oferta de venta de energía a la ENEE de menor precio. Para la contratación de la compra de 150 mW de energía se recibieron dos ofertas. Una de las ofertas no se evaluó pues el oferente no entregó la garantía de cumplimiento de la oferta. Por lo tanto, dado que la única oferta evaluable, cumplió con los requisitos técnicos y legales, según concepto del comité evaluador, el contrato se adjudicó a esta empresa (CECHSA).

1.4. PLAZOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA DE LOS CONTRATOS

Ambas empresas presentaron un cronograma de generación temprana, de 33 mW en el caso de ENVASA y de 50 Mw en el caso de CECHSA, para un año después de la fecha de iniciación del contrato. Las dos empresas presentaron un cronograma en el que 36 meses después de la fecha de iniciación del contrato, tendrán la totalidad de la energía contratada en operación comercial.

¹ Aunque se están construyendo dos proyectos de cogeneración con carbón para los Parques Industriales de Naco y Comayagua, que permitirían contar en el mediano plazo con 8 mW y 15 mW de generación eléctrica, estos son proyectos pequeños comparados a los 100 mW y 150 mW que estamos analizando.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE HECHOS

1. COSTOS DE DIFERENTES COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Con base a nuestra revisión y el apoyo del especialista internacional se llegaron a conclusiones y de acuerdo a la tabla No. 2 se muestran los costos (valor puesto en la central de generación) de diferentes combustibles tomando como referencia los costos de los mismos en el mercado internacional a septiembre de 2007, que fueron los precios que la ENEE tomó para hacer la evaluación de las ofertas. A los precios del carbón y el bunker C se le agregó el valor del transporte desde el puerto de importación del combustible hasta la central de generación.

COMBUSTIBLE	PRECIO	TRANSPORTE	PRECIO TOTAL	PRECIO/MBtu
Carbón	US\$63,06/Ton	US\$20,00/Ton	US\$83,06/Ton	US\$3,25/MBtu
Bunker C	US\$58,02/Barril	US\$6,00/Barril	US\$64,082/Barril	US\$10,70/MBtu
Diesel			US\$2,95/galón	US\$22,40/MBtu
Gas natural				US\$5,00/MBtu

Tabla No. 2 – Comparación de precios de hidrocarburos y carbón

Actualmente, el precio del carbón por millón de Btu es menos de la tercera parte del precio del bunker C por millón de Btu.

2. COSTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN

La tabla No. 3 muestra los costos unitarios de generación eléctrica de una central de vapor con carbón pulverizado (línea base a carbón).

LÍNEA BASE A CARBÓN CARBÓN A US\$63,06/Ton – FLETE MARÍTIMO A US\$20,00/Ton		
CARGO FIJO FINANCIERO, US\$/mW-h	37,00	
CARGO FIJO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, US\$/mW-h	2,28	
TOTAL CARGOS FIJOS		39,28
CARGO VARIABLE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO, US\$/mW-h	4,00	
CARGO VARIABLE DE COMBUSTIBLE, US\$/mW-h	25,92	
CARGO VARIABLE DE FLETE MARÍTIMO DEL COMBUSTIBLE, US\$/mW-h	8,22	
TOTAL CARGOS VARIABLES		38,14
COSTO UNITARIO TOTAL, US\$/mW-h	77,42	77,42

Tabla No. 3-Línea base a carbón

3. ANÁLISIS DE LAS OFERTAS

La tabla No.4 muestra los costos variables de combustible y flete marítimo del carbón de las ofertas de ENVASA y CECHSA.

ÍTEM	LÍNEA BASE A CARBÓN	OFERTA ENVASA	OFERTA CECHSA
Costo variable de combustible, US\$/mW-h	25,92	42,6228	35,9168
Costo variable de flete marítimo	8,22	21,9572	18,7369

Tabla No. 4 – Costos variables de ofertas

El carbón de la oferta de ENVASA tiene un costo promedio 64% mayor que el costo actual del carbón de la línea base. El flete marítimo del carbón de la oferta de ENVASA es 1,7 veces mayor que el flete marítimo de la línea base. El carbón de la oferta de CECHSA tiene un costo promedio 39% mayor que el carbón de la línea base. El flete marítimo del carbón de la oferta de CECHSA es 1,3 veces mayor que el flete marítimo de la línea base.

Para que el beneficio de sustituir combustibles caros como el bunker C y el diesel por combustibles baratos como el carbón, es necesario que los contratos de generación con carbón estén alrededor de la línea base de generación con carbón mostrada, lo que no es el caso ni de la oferta de ENVASA ni de la oferta de CECHSA.

4. ASPECTOS AMBIENTALES DE LOS CONTRATOS

En las bases de la contratación directa no se especificaron las características de los equipos de la central a carbón, ni de los equipos de control ambiental. Sólo se especificaron las características técnicas de la interconexión al anillo nacional. Por lo tanto las ofertas no incluyen el suministro de estos equipos.

Un buen manejo ambiental es crucial para una operación fluida de una central de hidrocarburos o carbón. Si revisamos la evolución de los límites de emisiones permitidos para la generación con carbón, en la mayoría de los países del mundo, vemos que estos se reducen año tras año. Por lo tanto, es imprescindible que las calderas de vapor que se instalen cuenten con un precipitador electrostático que reduzca las emisiones de material particulado a un máximo de 45 mg/Nm³ de gas. Actualmente en el mundo este límite puede oscilar entre 100 mg/Nm³ y 300 mg/Nm³. Sin embargo hay países que ya tienen este límite en 20 mg/Nm³.

Para este caso y a fin de prevenir la contaminación y tener un adecuado manejo ambiental se recomienda 45 mg/Nm³ como un valor que no haga demasiado especial el precipitador y pueda llegar a tener tiempos de entrega muy largos por parte de los fabricantes, pero que al menos en este momento esté en un rango favorable de protección ambiental.

Igualmente importante para una mejor operación del proyecto, es que los carbones que se compren tengan asociado a un contenido máximo de azufre del 0,8% (en peso) un alto poder calorífico. Por ejemplo un carbón con 0.7% de azufre y un poder calorífico superior de 12.000 Btu/lb, producirá unas emisiones de 1,2 libras de SO₂ por millón de Btu (carbón tipo “compliance coal”). Por lo tanto, para un mismo contenido de

azufre, se preferirá entre dos carbones, el que tenga un mayor poder calorífico. Como tampoco se puso esta restricción en las bases de la contratación directa, se haría necesaria la instalación de un lavador de gases (“wet scrubber”).

El costo actual de un precipitador electrostático puede estar del orden de US\$70 millones y el costo de un lavador de azufre (“wet scrubber”) puede estar del orden de US\$65 millones. Estas inversiones necesarias significarían un mayor costo del proyecto de US\$135 millones para la ENEE por control ambiental.

5. FIDEICOMISO

En el proceso de negociación directa con ENVASA se hicieron algunas modificaciones al modelo de contrato que formaba parte de la invitación a presentar ofertas para el suministro de energía eléctrica. Estas condiciones incluidas en el contrato que la ENEE firmó con ENVASA y con CECHSA no estaban establecidas en las bases ni en el modelo de contrato que se entregó a las empresas invitadas a participar en la contratación directa.

De estas modificaciones, la de mayor trascendencia fue establecer en los contratos firmados un fideicomiso para garantizar el pago a los contratistas. La cláusula 9.6 de los contratos firmados por la ENEE establece un fideicomiso para el pago al vendedor, constituido en el Banco Central de Honduras pignorando los ingresos de la ENEE a favor de tal fideicomiso; adicionalmente requiere el Acuerdo de Apoyo del Estado (que suscribe la Procuraduría General de la República).

La creación de un fideicomiso no existía en el modelo de contrato que formaba parte integral de las bases entregadas a los oferentes y el riesgo de pago se presentaba como uno de los riesgos para las empresas interesadas en cotizar.

Los cambios a los modelos de contrato de las bases, en general, afectan la transparencia de los procesos de contratación, y en particular, en este caso, el costo de oportunidad de la propuesta financiera (al tener que incluirse una tasa por factor de riesgo de pago) y por lo tanto no disponible inicialmente para todos los demás oferentes, y en consecuencia quedando en desventaja sus ofertas. El fideicomiso también va en detrimento de la ENEE y del gobierno de Honduras, ya que le quita flexibilidad financiera a la empresa y al gobierno, en el momento de establecer la prioridad de pagos según sus necesidades operativas.

El establecimiento de esta figura de pago afecta el principio de igualdad consignado en la Constitución de la República, en la Ley Marco del Subsector eléctrico y en la Ley de Contratación del Estado y podría generar precedentes, y ser reclamado también por otros contratistas, en perjuicio del Estado de Honduras.

6. OBRAS ADICIONALES A LOS CONTRATOS

Como se dijo en el ítem 6 anterior, en el proceso de negociación directa con ENVASA se hicieron algunas modificaciones a las bases y al modelo de contrato que formaba parte integral de las mismas. La siguiente modificación en importancia (después de la del fideicomiso) fue aceptar a costo de la ENEE las obras de refuerzo al sistema de interconexión al sistema nacional.

El punto de entrega de la energía vendida en la Subestación Sulzer de Puerto Cortés, es un punto del Sistema Interconectado Nacional que no tiene la capacidad de

transportar la capacidad actual instalada en la zona (82 mW de Lechosa, 60 mW de Alstom y Sulzer y tres proyectos hidroeléctricos de la zona de Cuyamel) más la nueva capacidad (100 mW) por problemas de estabilidad; si se aplica el criterio de n-1 elementos (todas las líneas de transmisión entre Puerto Cortés y San Pedro Sula menos una) será imposible transportar la capacidad total. Las prácticas prudentes de

la industria eléctrica recomiendan que toda la capacidad pueda ser transportada aun cuando falle una línea o un elemento en serie de la ruta seguida por la energía (por ejemplo, un transformador o un interruptor).

Aunque las cláusulas 2 y 7 del modelo de contrato que formaba parte integral de las bases, establecían claramente el refuerzo al sistema interconectado a costo del oferente, la ENEE aceptó la construcción de una línea de transmisión de circuito sencillo entre la planta y el punto de entrega ofrecido. De fallar esa línea no habrá forma de transportar esa energía de la planta al punto de entrega.

Además de lo anterior se dejó a costo de la ENEE como obras adicionales de transmisión (cláusula 2.3 del contrato firmado) la construcción de la línea de refuerzo que se requerirá para contar con un sistema seguro de transmisión de esta energía.

7. ALTERNATIVAS DE LA ENEE PARA SOLVENTAR LA NO APROBACIÓN DE LOS CONTRATOS CON ENVASA Y CECHSA

La ENEE debe elaborar un plan de emergencia para sustituir los 83 mW de la entrada de generación temprana de los contratos de ENVASA y CECHSA en el 2009 (Ver Tabla 5). El plan de emergencia debe prever la extensión del contrato de Elcosa que vence en el 2010. El plan debe definir por cuántos años se extendería el contrato de Elcosa de generación con motores de bunker que se tiene previsto retirar en el 2010. En principio una extensión por tres años de este contrato, parece suficiente.

TABLA 5 PLAN DE EXPANSION DE GENERACIÓN DE LA ENEE (REVISIÓN MARZO 2008)

2008 – 2022

ADICIÓN DE PLANTAS AL SISTEMA (MW)

Nº	PROYECTOS	Tecnología	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Alsthom	Búnker/Carbón	30.0														
2	Sulzer	Búnker/Carbón	30.0														
3	Coronado	Mini hidro	6.0														
4	Peña blanca	Mini hidro	0.9														
5	Eecopalsa biomasa	Biomasa	3.2														
6	Envasa	Carbón		33		67											
7	Cecsa	Búnker/Carbón		50		100											
8	Mangungo I	Mini hidro		1.2													
9	Matarrás I	Mini hidro		1.0													
10	Río Frío	Mini hidro		1.2													
11	Mezapa	Mini hidro		1.1													
12	Ecoenergy	Biomasa		10.8													
13	San Juan	Mini hidro			6.1												
14	Texiguat	Mini hidro			3.4												
15	Motores diesel media vel.	Búnker				230							500				
16	Planta carbón (PFBC)2	Carbón						300				100		300		200	
17	Tablón	Hidro							20								
18	Piedras amarillas	Hidro								100							
19	Tomillito	Hidro								160							
20	Llanitos	Hidro								98							
21	Jicatuyo	Hidro									173						
22	Valencia	Hidro													270		
	TOTAL		70.1	98.3	9.5	397	0	300	20	358	173	100	500	300	270	200	0

RETIRO DE PLANTAS (MW)

Nº	PROYECTOS	Tecnología	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	Green Valley	Búnker		10													
2	Santa Fe	Diesel		5													
3	Ceiba	Búnker			26.6												
4	Elcosa	Búnker			80.0												
5	Lufussa 1	Diesel			40.0												
6	Nacional de Ingenieros	Diesel						20									
7	La Puerta Hitacgi	Diesel							18								
8	La Puerta General	Diesel							15								
9	Lufussa 3	Búnker											210.0				
10	Enersa	Motores diesel											200.0				
11	Emce 2	Motores diesel												60.0			
12	Lufussa 2	Motores diesel												80.0			
	TOTAL		0	15	146.6	0	0	20	0	33	0	0	410	140	0	0	0

En el 2010, habría que mantener el retiro de 26,6 mW de generación propia de la ENEE en la Ceiba, con motores de bunker C, pues se estima que estos equipos ya cumplieron su vida útil. También el retiro de los 40 mW de generación eléctrica con Diesel de Lufussa 1, pues los costos de generación con este combustible son muy altos.

Debe considerarse que a pesar de que la comisión de evaluación de la ENEE ha recomendado la adjudicación del contrato a Elcosa para la rehabilitación de las Centrales termoeléctricas Sulzer y Alstom, ubicadas en Puerto Cortés, se prevé que no entrarán en funcionamiento en el 2008.

Además de lo anterior, Elcosa ha presentado una oferta de sustitución a carbón de esta generación con motores de bunker C en el mediano plazo, pero a precios mucho más altos de la línea base de generación con carbón pulverizado que hemos presentado aquí, recomendamos que la ENEE tome los costos presentados como referencia tanto para esta evaluación de la oferta de Elcosa, como para las evaluaciones futuras de las ofertas de generación con carbón pulverizado y las medidas de protección al medio ambiente correspondientes.

Consideramos además que como en el año 2011 no se contaría con los 167 mW a carbón que generaría ENVASA y CECHSA deben tomarse las medidas necesarias para solventar este déficit de energía. De esta manera, el plan de emergencia deberá contratar 85 mW para el 2009 (generación temprana de los contratos de ENVASA y CECHSA) por cuatro años; y 90 mW para el 2011 (167 mW adicionales de los contratos de ENVASA y CECHSA, menos 80 mW de la extensión del contrato de Elcosa) por dos años. En este plan de emergencia estamos asumiendo que los 60 mW de la rehabilitación de las Centrales termoeléctricas Sulzer y Alstom, ubicadas en Puerto Cortés, van a entrar en el 2008 como está previsto en el plan de expansión de generación de la ENEE (Ver Tabla 5). De no ser así hay que sumar esos 60 mW a los 85 mW del plan de emergencia del 2009, convirtiéndolo en un plan de emergencia de 145 mW.

Para las fechas y las capacidades establecidas, la generación de pequeñas centrales hidroeléctricas, no podrían hacer un aporte significativo al plan de emergencia. La generación eólica, aunque es muy atractiva por su bajo impacto ambiental, requeriría tener de respaldo una generación de la misma capacidad ya fuera con agua, hidrocarburos o carbón, para poder contar con ella como carga base; por lo tanto, esta tecnología no es una solución viable en una situación de déficit de generación como la que enfrenta el plan de emergencia.

Tampoco los países vecinos cuentan con sobrantes de energía que se pudieran aprovechar. La línea de transmisión de 230 kV del Siepac que interconectará a Panamá con Guatemala, está previsto que entre en servicio en el 2009, pero para poder contar con suministro de energía desde Colombia (que es un exportador neto de energía eléctrica a Suramérica) se tendría que contar con los 614 kilómetros adicionales de la línea entre Panamá y Colombia (incluidos 55 km submarinos), cuya construcción no se ha iniciado.

Otras alternativas como la compra de gas natural comprimido transportado por barco, aunque se estima que en el mediano plazo se contará con ella en la canasta de ofertas de hidrocarburos, no es en este momento una realidad.

Existe otra tecnología para transporte por barco de gas natural, desarrollada por la multinacional norteamericana AES, que consiste en transportar el gas natural líquido a una temperatura de -161 grados Centígrados y a presión atmosférica (Liquefied Natural Gas – LNG). En la actualidad, usando esta tecnología, República Dominicana está comprando en Trinidad Tobago 145.000 m³ de LNG cada dos meses, equivalentes a 87 Millones de m³ de gas natural (equivalentes a una generación eléctrica del orden de 500 millones de kilovatios-hora; las ofertas de ENVASA y CECHSA cubren una generación del orden de 2.000 millones de kilovatios-hora en un año). Como la ENEE ya conoce a AES y alcanzó a firmar un contrato con AES para la fabricación de un tanque de almacenamiento de LNG en el litoral atlántico hondureño, que desafortunadamente para la ENEE no se pudo materializar, en ese momento, por problemas financieros de la multinacional americana, el plan de emergencia debe incluir la recuperación de este proyecto.

Finalmente, el plan de emergencia debe basarse en la compra de energía generada por barcas equipadas con motores de bunker C. Las barcas podrían localizarse en La Ceiba y Tela y conectarse directamente a la línea existente de 138 kV. En Tela, además se contaría con tanques de combustible para las barcas.

Los sanos criterios de gobernabilidad siempre recomiendan una licitación pública internacional frente a una contratación directa. Por lo tanto, recomendamos que la ENEE abra una licitación pública internacional para contratar las barcas. Además la ENEE debe hacer una investigación del mercado internacional de las barcas de generación eléctrica (incluyendo Asia) para identificar un número grande de estas empresas y las invite a participar (por ejemplo, Optimal Integrated Energy Service, de Gran Bretaña; la compañía brasilera Ulysseas Inc, entre muchas otras).

8. REDUCCION DE COSTOS DE LA ENEE POR SUSTITUCION DE GENERACION DE BUNKER C Y DIESEL POR CARBON.

La tabla 6 muestra los precios del carbón, el diesel y el bunker C por millón de Btu:

.COMBUSTIBLE	PRECIO	TRANSPORTE	PRECIO TOTAL	PRECIO/MBtu
Carbón	US\$63,06/Ton	US\$20,00/Ton	US\$83,06/Ton	US\$3,25/MBtu
Bunker C	US\$58,02/Barril	US\$6,00/Barril	US\$64,082/Barril	US\$10,70/MBtu
Diesel			US\$2,95/galón	US\$22,40/Mbtu

Tabla 6. Precios de hidrocarburos líquidos y carbón

La tabla 7 muestra los costos unitarios de generación para centrales termoeléctricas generando con estos combustibles, expresado el costo unitario en US\$/mW-h generado.

COMPARACIÓN DE COSTOS UNITARIOS TOTALES	
Línea base con carbón pulverizado, US\$/mW-h	77,42
Línea base con motores de Bunker C de 18 Mw, US\$/mW-h	130,94
Línea base con motores diesel (1), US\$/mW-h	246,02

(1) Precio del diesel en las gasolineras en Honduras en Septiembre de 2007.

Tabla 7. Comparación de costos unitarios entre hidrocarburos líquidos y carbón

La tabla 8 muestra el ahorro en los costos de generación por la sustitución del bunker C y el diesel por carbón (ver en la tabla 5, lo correspondiente al retiro de estas plantas) y por la instalación de plantas nuevas a carbón en vez de plantas con motores de bunker C.

Año	Capacidad a instalar en mW	Menor valor por uso de carbón, US\$ millones	Menor valor por sustitución a carbón, US\$ millones	Total Acumulado, US\$ millones
2012	250	211		211
2013	300	253		464
2013	20		53	517
2015	33		88	605
2017	100	84		689
2018	210		177	866
2018	200		419	1285
2019	300	253		1538
2019	140		293	1831
2021	200	169		2000

Tabla 8. Ahorro en millones de dólares al usar carbón

El ahorro total para la ENEE en su programa de generación al usar carbón estará del orden de US\$2.000 millones a valor actual de 20 años.



CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

El proceso de contratación desarrollado por la ENEE con ENVASA y CECHSA, a partir de las deficiencias de las bases que hemos señalado y de las negociaciones realizadas, desembocó en la firma de unos contratos a unos precios del carbón tan altos que en vez de ayudar a solventar la crisis financiera de la ENEE se traduciría en agravamiento.

Así mismo, las bases no incluyeron otras condiciones importantes como las medidas para preservación del medio ambiente, se aceptó como obra adicional una línea de transmisión y se negoció la inclusión de un fideicomiso que representaron ventajas finalmente incluidas en los contratos y que significa costos y riesgos financieros que no corren por cuenta de las empresas, creando un precedente que sería requerido por otros contratistas del estado.

Considerando lo anterior, y en el caso de que estos contratos no sean aprobados por el Congreso, la ENEE puede y debe implementar un plan de emergencia para reemplazar el retraso de un año en la generación de la energía requerida por el plan de expansión eléctrica de la ENEE. En este informe se presentan las alternativas, que además conllevan al mejoramiento financiero de la ENEE mediante generación de energía de un costo menor.

CAPÍTULO V

RECOMENDACIONES

AI PRESIDENTE DEL CONGRESO NACIONAL

1. El Tribunal Superior de Cuentas, en consideración a los análisis expuestos, recomienda no aprobar los contratos de compra de energía (013-2008 y 014-2008) firmados por la ENEE, por no ser adecuados a los intereses de la nación y porque no contribuyen a solventar la crisis financiera de la ENEE, por el contrario le agregarían un sobre costo del orden de US\$614 millones en el término de los 20 años de los contratos.
2. La ENEE debe iniciar lo antes posible el proceso de licitación pública internacional para la contratación de 300 mW de compra de energía generada con vapor a partir de carbón pulverizado. Las bases de la nueva licitación deben ser específicas para carbón y se deben mejorar las deficiencias que en este informe se señalaron a las que usó para el proceso de contratación objeto de este informe. En las bases de la nueva licitación se debe dar un tratamiento cuidadoso a los aspectos ambientales, como lo ha señalado el Tribunal Superior de Cuentas en este informe.
3. La ENEE debe elaborar un Plan de Emergencia de generación eléctrica siguiendo los lineamientos dados en este informe de investigación especial y tomar todas las acciones para su implementación.
4. La ENEE debe incluir en todos los contratos de compra de energía generada con carbón, como parte de los equipos a ser instalados por los vendedores de energía, los equipos de control ambiental consistentes en Precipitadores electrostáticos y lavadores de gases ("wet scrubbers").
5. En adelante la ENEE debe tomar para las evaluaciones económicas de las ofertas de compra de energía generada con carbón, la línea base a carbón pulverizado presentada por el Tribunal Superior de Cuentas en este informe y garantizar que no se adjudiquen contratos de compra de energía a ofertas en la que los precios del carbón y del flete marítimo no correspondan a los precios internacionales del carbón y de los fletes para el mes de referencia establecido en las bases de las licitaciones respectivas.

Tegucigalpa, MDC. 11 de abril de 2008

Hortencia Rubio Reyes
Jefe Sector Infraestructura e Inversiones

