

**Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña  
Facultad de Ciencia y Tecnología  
Escuela de Ingeniería Industrial**

**“Estudio de Factibilidad para la Instalación de una Planta Termoeléctrica que  
Consuma Carbón Mineral”**



**Trabajo de Grado presentado por:  
Arnaldo Bisonó Serrano**

**Para la Obtención del Grado de:  
Ingeniero Industrial**

**Santo Domingo, D. N.  
2005**

## AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, que me ha llenado de fuerza y paciencia para poder superar cada obstáculo, aprender de cada uno de ellos y seguir adelante.

A la **Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña (UNPHU)**, por confiar en mi, dándome una segunda oportunidad para cumplir una de mis metas.

A mi asesor, Ingeniero **Manuel Pérez**, por ser el guía de tan importante proyecto.

A la Empresa Generadora de Electricidad **Itabo S.A.** por contribuir con mi crecimiento personal y profesional.

Al Ingeniero **Julio Núñez**, Director de la Escuela de Ingeniería Industrial, por brindarme su apoyo incondicional y ayudarme a superar con éxito esta etapa de mi vida.

Al Ingeniero **José Guillen**, por compartir conmigo todas las ideas que sirvieron como herramienta para desarrollar este proyecto.

A **Mónica Pilar**, Secretaria de la Escuela de Ingeniería Industrial, por su valiosa colaboración y disposición para hacer los trámites necesarios para la presentación de este Trabajo de Grado.

## DEDICATORIA

A mis padres, **Francia y Emilio**, por tener paciencia y confiar en mi. Gracias por ser mis amigos incondicionales. LOS QUIERO MUCHO.

A mi hermanita querida, **Jael**, por ser siempre un ejemplo a seguir. Gracias por defenderme siempre.

A mi cuñado y mejor amigo, **Javier López**, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por aguantar mi temperamento y por apoyarme siempre en todas mis ilusiones.

A todos los jóvenes Dominicanos, para que sigan siempre adelante, superando cada obstáculo, con la visión de ser cada día mejor profesional y mejor persona, para el bien propio y de toda la sociedad.

*"La virtud, como el arte, se consagra constantemente a lo que es difícil de hacer, y cuanto más dura es la tarea, más brillante es el éxito" Aristóteles*

## INDICE

INDICE.....	1
CAPITULO I INTRODUCCION.....	3
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	4
1.3 MOTIVACIÓN .....	4
1.4 OBJETIVOS .....	5
1.4.1 Objetivo General .....	5
1.4.2 Objetivos Específicos .....	5
CAPITULO II LA EMPRESA .....	6
2.1 RESEÑA HISTORICA .....	6
2.1.1 Misión.....	6
2.1.2 Visión .....	7
2.1.3 Valores Corporativos.....	7
CAPITULO III MARCO CONCEPTUAL .....	9
3.1 ANTECEDENTES .....	9
3.2 IMPORTANCIA.....	10
3.3 PLANTEAMIENTO .....	10
3.3.1 Alcances y Límites.....	10
3.3.2 Formulación .....	11
CAPITULO IV MARCO METODOLOGICO .....	12
4.1 TIPO DE ESTUDIO.....	12
4.1.1 Estudio Exploratorio .....	12
4.1.2 Estudio Descriptivo .....	12
4.1.3 Estudio Explicativo.....	13
4.2 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO .....	13
CAPITULO V MARCO TEÓRICO .....	16
5.1 ESTUDIOS FACTIBILIDAD PROYECTOS TERMoeLECTRICOS.....	16
5.1.1 Objetivo de un Estudio de Factibilidad .....	16
5.1.2 Grado de Precisión de un Estudio de Factibilidad .....	18
5.2 COSTOS DE LA ENERGIA ELECTRICA .....	19
5.3 BENEFICIOS MARGINALES DE LA ENERGIA ELECTRICA.....	21
CAPITULO VI ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL .....	23
6.1 DESCRIPCION GENERAL.....	23
6.2 IDENTIFICACION IMPACTOS POTENCIALES .....	23
6.2.1 Impacto sobre los Recursos de Agua.....	24
6.2.2 Impacto sobre la Calidad del Aire .....	29
6.2.3 Impacto sobre los Niveles de Ruido .....	33
6.2.4 Impacto sobre los Recursos de Tierra .....	36
6.2.5 Impacto Socio-Económico.....	37
CAPITULO VII ANALISIS DEL MERCADO.....	39
7.1 RESEÑA HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO .....	39

7.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA .....	43
7.2.1 Estructura del Mercado .....	43
7.2.2 Instalaciones de Generación .....	45
7.2.3 Red de Transmisión y Distribución .....	46
7.2.4 Evolución Histórica de la Demanda .....	47
7.2.5 Evolución de Precios de los Combustibles.....	51
7.2.6 Evolución del Costo Marginal de la Energía en el Mercado Spot.....	52
CAPITULO VIII: ESTUDIO TECNICO .....	53
8.1 DESCRIPCION GENERAL.....	53
8.2 LOCALIZACION DEL PROYECTO.....	53
8.3 TAMAÑO OPTIMO.....	55
8.4 TECNOLOGIA y PROCESO DE PRODUCCION .....	56
8.5 EL CARBON MINERAL .....	58
8.5.1 Características del Carbón.....	58
8.5.2 Importancia del Carbón como Recurso Energético .....	59
8.5.3 Evolución del Mercado del Carbón en el Mundo .....	61
8.6 INGENIERIA DEL PROYECTO .....	62
8.6.1 Instalaciones Del Proyecto.....	62
CAPITULO IX: ANALISIS ECONOMICO .....	67
9.1 BASES GENERALES PARA EL ANÁLISIS ECONOMICO .....	67
9.1.1 Financiamiento .....	67
9.1.2 Tiempo de Desarrollo y Vida Útil.....	67
9.1.3 Potencia Instalada .....	68
9.1.4 Tasa Salida Forzada (FOR) .....	68
9.1.5 Tasa Salida Programada (POR).....	68
9.1.6 Energía Generada Disponible.....	69
9.1.7 Consumo Específico .....	69
9.1.8 Proyección Precios Combustibles.....	69
9.1.9 Proyección Costos Marginales .....	70
9.1.10 Costos Organismos Reguladores .....	71
9.1.11 Peaje de Conexión .....	71
9.2 PRINCIPALES RESULTADOS.....	71
9.2.1 Costos Operativos .....	71
9.2.2 Ingresos por Venta de Energía.....	72
9.2.3 Ingresos por Venta de Potencia .....	72
9.2.4 Egresos.....	72
9.2.5 Flujo de Caja.....	72
9.2.6 Valor Presente Neto (VPN) .....	73
9.2.7 Tasa Interna de Rendimiento (TIR) .....	73
9.2.8 Comparación Análisis Económico.....	74
CONCLUSIONES .....	75
BIBLIOGRAFÍA .....	76

## CAPITULO I INTRODUCCION

### 1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Al igual que casi todos los sectores económicos de la sociedad dominicana, el comportamiento del sistema eléctrico esta sujeto a una serie de incertidumbres que dificultan la toma de decisiones de inversión, como por ejemplo, el precio de la energía asociada con el costo de los combustibles.

Por tal razón la Empresa Generadora de Electricidad Itabo S. A., comprometida con el Estado Dominicano, ha querido evaluar una alternativa de generación de electricidad acorde a los nuevos tiempos, que ayude a eliminar paulatinamente la aberrante situación actual, de un sistema basado en plantas térmicas que utilizan petróleo como combustible principal, contribuyendo al aumento del costo de la energía y con esto al deterioro de la calidad de vida del Dominicano.

La alternativa en este caso es una planta de generación eléctrica a carbón con una potencia instalada de 170 MW, la cual se localizará en las actuales instalaciones de la Empresa Itabo, en el municipio de Haina, San Cristóbal. Esta generación será vendida al mercado spot a costo marginal.

## **1.2 JUSTIFICACIÓN**

Según datos obtenidos de la Ley General de Electricidad de la República Dominicana, a partir de la década del 70, diversos factores combinados determinaron una profunda y sostenida crisis en el suministro de electricidad debido a elevados incrementos en los precios del petróleo y derivados (principal fuente energética del país); insuficiente capacidad de generación instalada y excesivas pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución.

Frente a tal escenario y como medida para mitigar la crisis, el Estado Dominicano incentivó la importación de generadores eléctricos, al tiempo que ha venido realizando importantes inversiones en el área, produciéndose mejoras en el servicio, consecuencia de la implementación de varios proyectos, tales como contratación de nuevas fuentes de generación de electricidad, que garanticen una disminución progresiva en los precios de la energía.

El sector energía se ha convertido en uno de los mayores desafíos económicos, sociales y políticos que enfrenta el país en estos momentos. La crisis por la que ha venido atravesando durante las últimas cuatro décadas, justifica la tarea de organizar las decisiones de inversión y explotación de proyectos de energía.

## **1.3 MOTIVACIÓN**

Todos sabemos que la energía eléctrica tiene un rol de suma importancia en el crecimiento económico y el bienestar general de toda sociedad moderna.



Como estudiante de término de la carrera de Ingeniería Industrial, he querido conjugar la materia de Evaluación de Proyectos con el ambiente laboral en el cual me desenvuelvo actualmente, con el objetivo de analizar con criterio la viabilidad económica de un Proyecto Termoeléctrico.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Elaborar un estudio de factibilidad como anteproyecto, para la instalación de una Planta Térmica a Vapor que utilice como combustible el Carbón Mineral.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- a) Analizar el Impacto Ambiental del Proyecto
- b) Analizar la Situación del Mercado Energético
- b) Elaborar un Estudio Técnico
- c) Realizar y Evaluar Análisis Económico

## CAPITULO II LA EMPRESA

### 2.1 RESEÑA HISTORICA

ITABO es una de las dos empresas de generación formadas en el proceso de capitalización de la CDE. Su estructura accionaria está conformada en un el 50% perteneciente a inversionistas privados; AES-Gener (subsidiaria de AES Corporation) con un 25.01% de las acciones, Coastal Itabo Ltd. (subsidiaria de ElPaso Energy International) con un 24.99%. El 49.98% pertenece al Estado Dominicano y el restante 0.02% a trabajadores de la CDE. La administración de ITABO está a cargo de los inversionistas privados, según contratos de administración firmados durante el proceso de capitalización.

ITABO inicia sus operaciones el 8 de septiembre de 1999 a las 12.00 m. Actualmente consta de 5 centrales térmicas, tres de ellas emplazadas en Santo Domingo (Santo Domingo, Timbeque y Los Mina), Itabo a 20 km. (la más grande) y finalmente, Higuamo, una central a 80 km. de la capital.

#### 2.1.1 Misión

Generar electricidad abasteciendo las necesidades de nuestros clientes, aumentando los niveles de confiabilidad a través del mejoramiento de la eficiencia, la reducción de costos operativos y excediendo nuestros compromisos financieros, mientras mantenemos altos niveles de seguridad en un ambiente de desarrollo,

esforzándonos para alcanzar y llevar a cabo estos objetivos, empoderando a nuestra gente con la guía de nuestros valores corporativos.

### **2.1.2 Visión**

Ser la empresa de generación eléctrica líder en República Dominicana y el Caribe, con calidad de clase mundial, obteniendo altos niveles de confiabilidad, eficiencia y seguridad, conservando el medio ambiente y satisfaciendo las expectativas de nuestros accionistas, clientes y empleados.

### **2.1.3 Valores Corporativos**

Nuestro compromiso con la Empresa: Sentimos orgullo de trabajar en ITABO, empresa de la cual nos consideramos parte y estamos decididos a contribuir a su desarrollo con el máximo de nuestras capacidades.

**Integridad:** Nos identificamos con un proceder honesto y recto en todo nuestro quehacer, fomentando un ambiente en el cual prevalezca la ética, la dignidad, la lealtad y la equidad en las retribuciones.

**Respeto:** Fomentamos el respeto a las normas y reglas establecidas por la Empresa. Así mismo, en nuestra convivencia laboral prevalece el respeto por las opiniones y contribuciones de nuestros colaboradores.

**Proactividad:** Nuestros actos están dirigidos para hacer que las cosas sucedan en el logro de nuestros objetivos.

**Trabajo en Equipo:** Participamos activamente de manera que los equipos cumplan sus metas, anteponiendo los intereses del grupo a los individuales en la búsqueda del logro de los objetivos de la Empresa.

**Ambiente Seguro y Agradable:** Buscamos el desarrollo y crecimiento profesional de nuestros colaboradores proporcionando un ambiente laboral motivador y agradable. Procuramos un entorno de trabajo donde nuestros colaboradores realicen sus funciones con seguridad.

**Responsabilidad Social:** Ejercemos una responsabilidad cuando cumplimos con excelencia nuestra misión dentro de la organización, así como cuando comprendemos la realidad de nuestra comunidad y participamos en iniciativas sociales y ciudadanas que impactan positivamente en ella.

## CAPITULO III MARCO CONCEPTUAL

### 3.1 ANTECEDENTES

En nuestro país existen varios complejos energéticos que utilizan plantas térmicas de diferentes tipos de combustibles para producir energía eléctrica. El tipo de combustible que utilice una central térmica determinará de manera directa el costo variable de producción y por consiguiente sus ingresos.

La generación térmica con carbón mineral es la más barata del sistema eléctrico de la República Dominicana. Por esto estas unidades son las primeras en ser despachadas al sistema. Esto lo demuestra la lista de mérito que emite el Organismo Coordinador semanalmente<sup>1</sup>.

Hoy en día solo existen 305 MW instalados para producir electricidad con carbón mineral. A medida que unidades de este tipo sean incorporadas al sistema eléctrico nacional, habrá un desplazamiento inmediato de las unidades con costos más altos, abaratando así el costo de la energía.

---

<sup>1</sup> Anexo I Lista de Mérito del Organismo Coordinador

## **3.2 IMPORTANCIA**

Los países y las organizaciones necesitan ser competidores de clase mundial frente a la apertura de mercados internacionales y para esto debemos hacer estudios que demuestren viabilidad para la toma de decisiones importantes a la hora de invertir el dinero.

## **3.3 PLANTEAMIENTO**

### **3.3.1 Alcances y Límites**

En su etapa de estudio, un proyecto se puede definir como el conjunto de antecedentes que permiten juzgar las ventajas y desventajas que presenta la asignación de recursos económicos a un centro o unidad productora donde serán transformados en determinados bienes o servicios.

Si se decide llevar a cabo la iniciativa, se entra en una etapa de realización, y el proyecto pasa a ser el conjunto de antecedentes y planos que permite montar aquella unidad productora. En el primer caso, es decir, en la etapa de estudio, el aspecto económico es el que se considera principalmente, mientras que en el segundo se da mayor interés al aspecto técnico.

En rigor, se debiera designar el primer tipo de estudio como anteproyecto, reservando el nombre de proyecto definitivo para el segundo.

Este anteproyecto desarrollará la parte económica con el fin de justificar la factibilidad del mismo. Las informaciones relacionadas a la parte técnica serán mencionadas de manera explicativa.

### **3.3.2 Formulación**

¿Es favorable este proyecto para el medio ambiente?

¿Sería este proyecto competitivo en el mercado eléctrico?

¿Se enfoca este proyecto a las necesidades del mercado?

¿Sería técnicamente posible este proyecto?

¿Sería viable una inversión de este tipo en la República Dominicana?

## CAPITULO IV MARCO METODOLOGICO

### 4.1 TIPO DE ESTUDIO

Según el nivel de conocimiento científico (exploratorio, descriptivo y explicativo) al que espera llegar el investigador, se debe formular el tipo de estudio.<sup>2</sup>

#### 4.1.1 Estudio Exploratorio

Durante el desarrollo de este trabajo el primer nivel de conocimiento es de tipo exploratorio, ya que tiene como objetivo la formulación de varios análisis para posibilitar una investigación más precisa.

En el caso del Análisis Medioambiental, decimos que es de carácter exploratorio ya que ayuda a aumentar la familiaridad con el tema, aclarando los conceptos.

#### 4.1.2 Estudio Descriptivo

Para el caso del Análisis de Mercado, el tipo de conocimiento utilizado es el descriptivo, ya que describe e identifica elementos y características del sistema eléctrico dominicano. Además los resultados del análisis de Mercado servirán de base para la formulación de nuevas hipótesis en el análisis económico.

---

<sup>2</sup> Carlos E. Méndez A., METODOLIGIA.



### **4.1.3 Estudio Explicativo**

Ya que los resultados de este estudio están orientados a demostrar la factibilidad del proyecto propuesto en este trabajo de grado, se puede decir que es de carácter explicativo.

## **4.2 ORGANIZACIÓN DEL DOCUMENTO**

Basado en los objetivos a cumplir y el desarrollo del tema, este estudio consta de nueve capítulos, de los cuales el primero corresponde a una introducción conformada por una descripción general del tema, la justificación y motivación que llevan a desarrollar el tema y los objetivos que se pretenden cumplir al finalizar el anteproyecto.

En el segundo capítulo se presentan los antecedentes del tema y una visión del alcance que pretende cubrir el anteproyecto, presentando los diferentes análisis en que se va a basar el anteproyecto para llegar a las conclusiones.

El tercer capítulo muestra una reseña histórica de la Empresa Generadora Itabo, la cual juega un papel importante dentro del anteproyecto, dando a conocer su misión, visión y valores corporativos.

El cuarto capítulo expone la manera en que serán presentados los temas dentro del anteproyecto, dando una explicación general de la metodología utilizada para su análisis y desarrollo.

En el quinto capítulo se expone un marco teórico que refresca y actualiza los conocimientos sobre costos y beneficios marginales de la energía eléctrica.

En el sexto capítulo se evalúa el proyecto desde el punto de vista del impacto ambiental que produce y las restricciones al desarrollo del proyecto debido al cumplimiento de las normas ambientales vigentes en la República Dominicana.

El séptimo capítulo describe la estructura de mercado eléctrico dominicano. Se presentan los antecedentes y el escenario actual.

En el octavo capítulo se realizan un análisis técnico, describiendo la localización del proyecto, la tecnología, el proceso productivo y simulando el funcionamiento del sistema eléctrico para determinar si el sistema de potencia con las plantas en operación funciona en forma segura dentro de los límites técnicos de las instalaciones existentes.

En el noveno capítulo se evalúa la operación futura del proyecto con el fin de evaluar sus ingresos, asociados a la generación y a los precios del mercado y sus

egresos asociados a la inversión, operación y mantenimiento y cargos operativos del mercado. Se evalúa la factibilidad económica del proyecto determinando su Tasa Interna de Retorno.

Finalmente, se hace una comparación con un proyecto de igual magnitud y se exponen las conclusiones sobre los resultados obtenidos.

## **CAPITULO V MARCO TEÓRICO**

### **5.1 ESTUDIOS FACTIBILIDAD PROYECTOS TERMoeLECTRICOS**

Todos los Estudios de Factibilidad son conceptualmente iguales y tienen que responder a las siguientes preguntas:

- ¿Por qué hago el proyecto?
- ¿Por qué este proyecto y no otro?
- ¿En qué consiste el proyecto y cómo lo hago?
- ¿Con qué medios vivirá el proyecto?

La diferencia entre los Estudios de Factibilidad de proyectos de los diferentes sectores de la economía reside en las diferentes técnicas usuales para responder esas preguntas básicas.

#### **5.1.1 Objetivo de un Estudio de Factibilidad**

Cuando se va a asignar recursos para la realización de un nuevo proyecto es necesario contar con un documento que defina en qué consiste el proyecto, qué demandas va a servir, qué instalaciones o construcciones se van a realizar, cuál será el monto de la inversión, quién va a aportar los recursos de capital, de dónde

se van a sacar los materiales o insumos, qué organización va a operar el proyecto, cómo se va a realizar la recuperación del capital, bien sea el capital propio o el capital crediticio y finalmente, cómo se justifica el proyecto, lo que también se denomina justificación económica.

El Estudio de Factibilidad debe tener en cuenta las condiciones existentes de modo que el proyecto quede coordinado con estas realidades; pero, más aún, es necesario realizar una proyección hacia adelante, de posibles futuras necesidades, para visualizar una forma probable de satisfacerlas de modo que el proyecto tenga validez en el futuro. Las instalaciones para satisfacer las necesidades futuras se establecen en forma provisional y sujetas a futuros estudios de factibilidad y constituyen el plan futuro de instalaciones, pudiéndose decir que el proyecto, o sea las instalaciones y construcciones para las cuales se va a asignar inmediatamente fondos de construcción, constituyen la primera etapa del Plan.

Así visto el Estudio de Factibilidad, permite a los dueños a los que prestan el dinero y a las autoridades, aprobar la asignación inmediata de recursos al proyecto con la tranquilidad de que este proyecto tiene validez hoy día, que se coordine con el pasado y sigue teniendo validez en el futuro, dentro de lo que se puede prever que ocurrirá.

### 5.1.2 Grado de Precisión de un Estudio de Factibilidad

El grado de precisión del Estudio de Factibilidad debe ser tanto mayor cuanto más próxima esté la fecha en que se ubica la información que se consigna en el estudio, sin que por ello se altere los aspectos conceptuales de la misma. El error admisible en un momento dado, en un Estudio de Factibilidad es tanto mayor cuanto menos sensible sea el proyecto a dicho error. En cuanto al estimado de inversión del proyecto o primera etapa del plan, éste podría tener un error no mayor de 10% y 15%, por cuanto un error de importancia puede ocasionar dificultades financieras al propietario. Lo mismo puede decirse de los costos de operación del proyecto.<sup>3</sup>

En ciertos estudios, existe la posibilidad de que el proyecto se justifique dentro de un plan, que es comparado con un plan alternativo. En otros casos, puede ser que sea suficiente comparar el proyecto con otro proyecto alternativo. Para el proyecto alternativo, generalmente, basta que, tanto su costo de operación como su costo de inversión sean estimados en base a información estadística global de proyectos similares en otras partes del mundo, ya que el objeto de esta comparación es descartar aquello que no se está proponiendo.

Los errores pierden fuerza conforme se vayan produciendo más hacia el futuro, ya que su valor presente quedará deprimido por la tasa de actualización correspondiente, en relación con las inversiones del proyecto, cuyo coeficiente de actualización es la unidad.

---

<sup>3</sup> Ing. José F. Valdez, Reunión Mensual de la Sección Perú del IEEE, Abril 26, 1973.

Este criterio es generalmente muy aceptable cuando se compara una central hidroeléctrica, como proyecto, versus una térmica, como proyecto alternativo. Las centrales térmicas tienen costos estadísticos que pueden obtenerse con bastante precisión; sin embargo, si el proyecto alternativo fuera una central hidroeléctrica, los valores estadísticos globales habría que usarlos con juicio, desde que las plantas hidroeléctricas son dependientes de ciertos factores locales que pueden ser determinantes en su costo de inversión y en su capacidad, tanto en potencia como en energía producible, entre estos factores se puede distinguir la hidrología, la geología, la topografía y los accesos. En este caso se puede llegar a tener que hacer ciertos estudios en esos campos que permitan tener una idea más clara sobre el monto de la inversión, así como sobre la potencia y energía producible. Estos estudios tendrán que ser tanto más profundos cuanto más próximo al costo del proyecto elegido esté el costo de la alternativa de la hidroeléctrica considerada.

## **5.2 COSTOS DE LA ENERGIA ELECTRICA**

Los principales costos en que incurre una empresa de generación para producir electricidad son los costos de instalación (costos de capital) y los costos de operación y mantenimiento (costos variables).

El costo del capital o costo unitario de inversión (USD/kW) de un proyecto termoeléctrico es inversamente proporcional a la potencia instalada, debido a la economía de escala; mientras más grande es el proyecto menor es el costo.<sup>4</sup> Para

---

<sup>4</sup> Estudio nueva capacidad de generación a partir de combustibles fósiles para el sistema eléctrico de América Central. Instituto de Investigaciones Eléctricas de México.

el análisis de este proyecto en particular se utilizó un costo unitario de 1,000 USD/kW.

El costo variable de producción se obtiene mediante la adición del costo variable combustible y del costo variable no combustible.

El costo variable combustible se calcula como el producto del consumo específico de la central termoeléctrica y del precio de combustible. El Costo Variable No Combustible, no será superior al doce punto cinco por ciento (12.5%) del costo variable combustible en el caso de centrales a vapor usando carbón.<sup>5</sup>

Los precios del combustible dependen del tipo de contrato que haya negociado la empresa de generación con el proveedor para la compra y suministro del combustible. Para este caso específico de análisis se han obtenido las proyecciones del Organismo Coordinador.<sup>6</sup>

Dentro del mercado de generación, existen también los costos marginales de energía y costos marginales de potencia de punta.

El costo marginal de energía es el costo variable necesario para producir una unidad adicional de energía considerando la demanda y el parque de generación

---

<sup>5</sup> Artículo 183 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

<sup>6</sup> Anexo 3 Planilla Análisis Económico



disponible en el sistema, y el costo marginal de potencia de punta es el costo unitario de incrementar la capacidad instalada de generación de potencia de punta.<sup>7</sup>

El mercado de transacciones de compra y venta de electricidad de corto plazo o mercado marginalista utiliza los Costos Marginales de Energía y los Costos Marginales de Potencia para realizar sus transacciones económicas.

El Organismo Coordinador calcula para cada hora, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema, en las Barras de las subestaciones en que se realicen inyecciones y/o retiros de energía. Sin embargo, para este análisis se tomó la proyección promedio anual que hace el Organismo Coordinador, de los costos marginales de energía y de potencia, utilizando el modelo MOPERD<sup>8</sup> de operación económica.

### **5.3 BENEFICIOS MARGINALES DE LA ENERGIA ELECTRICA**

Las unidades de generación que operan dentro de un mercado eléctrico deben garantizar la recuperación de sus costos de instalación (costo de capital) más sus costos de operación y mantenimiento (costos variables). Para esto existe la siguiente fórmula:

---

<sup>7</sup> Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

<sup>8</sup> MOPERD es un modelo de simulación y optimización para el despacho de centrales de generación desarrollado por SYNEX Ingenieros Consultores Chilenos para la República Dominicana.

$$\text{Margen Energía} = \text{Energía Generada} [(\text{Costo Marginal} * \text{Factor Nodal}) - \text{Costo Variable de Producción}]$$

Sin embargo, con el ingreso por energía el generador no alcanza a cubrir sus costos de inversión más sus costos variables de generación. Es por eso que el pago por potencia debe complementar los ingresos del generador.

$$\text{Costos Capital} + \text{Costos Variables} = \text{Margen Energía} + \text{Margen Potencia}$$

Para esto se remunera la demanda máxima de potencia del sistema (hoy, 1700 MW). El costo unitario corresponde al valor anualizado del costo de capital de instalación de una central turbo gas de 50 MW, con una vida útil de 30 años y una tasa de descuento del 12%.<sup>9</sup>

La potencia firme que recibe cada generador depende de su potencia efectiva neta y de su disponibilidad en horas de "punta" (10 años de historia). Se corre un modelo de probabilidades y se determina la potencia firme de cada unidad. Si "sobra" potencia, se realiza un recorte comenzando con las de mayor costo variable.

---

<sup>9</sup> Artículo 277 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General Electricidad 125-01.

## CAPITULO VI ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

### 6.1 DESCRIPCION GENERAL

El objetivo principal de la evaluación de impacto ambiental de un proyecto dado es identificar y describir, de la forma más cuantificada posible, los recursos y valores ambientales que se verán afectados, con la finalidad de buscar las alternativas necesarias para que dicho proyecto se desarrolle con los mínimos daños posibles al medio ambiente y que al mismo tiempo promueva el desarrollo económico y social de la zona.<sup>10</sup>

Por eso es esencial un estudio preliminar, o también llamado **Examen Ambiental Inicial (EAI)**, de los efectos ambientales potenciales del proyecto propuesto, realizado con un presupuesto muy limitado y con base principalmente a la información general disponible o en información fácilmente obtenible.

### 6.2 IDENTIFICACION IMPACTOS POTENCIALES

A continuación se analizan algunos impactos individuales y se presentan algunas sugerencias para desarrollar el proceso de predicción. En este proceso se verá que algunos impactos son inevitables y que otros son generadores de daños irreversibles e irrecuperables sobre los recursos ambientales.

---

<sup>10</sup> Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas.

### **6.2.1 Impacto sobre los Recursos de Agua**

La contaminación del agua puede ser física, química o térmica y las plantas termoeléctricas pueden producir alguno de estos tipos en sus diferentes etapas y procesos.

#### *Tratamiento de Agua*

El agua captada del río o del mar debe ser tratada antes de su utilización en la caldera. Este proceso de tratamiento dejará en el fondo de la estación el lodo correspondiente a los sólidos totales captados en el agua.

Además del lodo, los productos químicos utilizados en el tratamiento también pueden generar impactos, esencialmente el sulfato de aluminio.

Como medida para mitigar este impacto ambiental, todo el efluente de la planta de tratamiento deberá llevarse a la estación de tratamiento general de la central. Esta deberá contar con un tanque de sedimentación, un removedor de aceites y grasas y un tanque de neutralización. Los lodos, una vez densificados, deberán disponerse en un relleno convenientemente localizado.

#### *Desmineralización del Agua*

El proceso de intercambio iónico es ampliamente utilizado en las plantas térmicas para la desmineralización del agua destinada a las calderas. El principal

componente del proceso es una resina que tiene la propiedad de permitir el cambio de un ión insoluble por otro soluble, reduciendo así el peligro de incrustaciones.<sup>11</sup>

En la práctica, el agua a ser tratada pasa por un filtro lleno de resina capaz de intercambiar iones. En función del ión a ser intercambiado, la resina puede ser catiónica o aniónica. En la regeneración de resinas catiónicas se usa ácido clorhídrico y en las resinas aniónicas soda cáustica. El ácido clorhídrico y la soda cáustica son apenas parcialmente retenidos por las resinas en el proceso de regeneración y, por ello, el vertimiento de estos efluentes a los ríos y mares puede contaminar sus aguas.

Como medida de mitigación, el efluente del sistema de desmineralización del agua de alimentación de la caldera deberá llevarse a la estación de tratamiento general de la central, donde será diluido hasta alcanzar las concentraciones establecidas por las normas vigentes.

### *Limpieza de los Equipos*

Antes de entrar en operación, la caldera pasa por un proceso de limpieza en dos fases: ácida y alcalina.

---

<sup>11</sup> Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas.

Durante la operación de la planta, los metales que están en contacto con el fuego o con los gases del horno (caldera) deben ser limpiados periódicamente (varias veces al día) para eliminar el hollín acumulado. Esta limpieza puede realizarse con vapor a alta presión o con chorros de agua.

El lavado de los calentadores de aire deberá hacerse con cierta frecuencia, durante cualquier parada relativamente larga o cuando hubiese obstrucción de los calentadores. Ocasionalmente podrá ser necesario el lavado de las superficies externas de algunos equipos. Todos estos lavados contendrán efluentes con grandes contenidos de contaminantes sólidos y químicos que tendrán un impacto directo con el ambiente.

Para mitigar el impacto del efluente de la limpieza de la caldera, se debe elevar su pH hasta 8.0, que es el punto de menor solubilidad de la mayoría de los metales. Luego se adiciona un polielectrolito, con el fin de provocar la floculación de los metales. Después de la sedimentación, el efluente solo contendrá prácticamente cloruro de sodio que puede ser vertido a la fuente receptora, con una dilución tal que no sobrepasen las normas de vertimiento.

El efluente del lavado de otros equipos internos de la planta, caracterizado por abundantes materiales en suspensión, se deberá enviar a la estación de tratamiento general de la central.

### *Sistema de Refrigeración*

Existen tres sistemas básicos para enfriar las aguas utilizadas en la condensación del vapor de la caldera: circulación abierta, enfriamiento en torre húmeda y enfriamiento en torre seca.

El sistema de circulación abierta utiliza agua de un río, lago o mar apenas una vez y la devuelve a la misma fuente con una temperatura amentada en 15°C. Es el medio más simple y económico, pero está limitado por la falta de agua y por el peligro de polución térmica de la fuente receptora. En este caso, la composición química del efluente es prácticamente igual a la del agua captada, con excepción de cantidades mínimas de óxidos metálicos debido a la corrosión interna de los tubos.<sup>12</sup>

En el sistema de la torre húmeda de refrigeración parte del agua es evaporada y la temperatura del agua recirculante baja de nuevo a su valor normal. Con esto, la purga de la torre de enfriamiento tendrá también una temperatura normal para el área y no habrá polución térmica. Sin embargo, el agua de enfriamiento es sometida a un tratamiento químico que busca eliminar sus propiedades incrustantes y corrosivas, así como evitar el desarrollo de algas, bacteria y hongos, lo que trae como consecuencia efluentes con alto contenido de sólidos e impurezas provenientes de los productos químicos utilizados.

---

<sup>12</sup> Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas.

En el sistema de refrigeración en torres secas, el agua circula dentro de tubos metálicos y es enfriado por una corriente de aire natural o forzado. No hay contacto del agua caliente con el aire refrigerante, de modo que no hay pérdidas por evaporación ni purgas constantes, con lo cual el agua de reposición es mucho menor que en los otros sistemas y no hay polución térmica. Su desventaja tiene que ver especialmente con los elevados costos de implantación, operación y mantenimiento.

Como medida de mitigación de un sistema de refrigeración abierto, como es el caso de estudio, la polución térmica se puede evitar mediante el envío del efluente a las lagunas de enfriamiento convenientemente dimensionadas, donde se almacena el agua hasta que, por evaporación, su temperatura alcance valores que permitan su devolución a la fuente.

#### *Drenaje Pilas de Carbón*

En las plantas a carbón, otra fuente polución líquida es el drenaje pluvial del carbón almacenado al aire libre. De esta forma, además de grandes cantidades de partículas de carbón y otros materiales sólidos insolubles que son arrastrados por la lluvia, el efluente pluvial puede contener altas concentraciones de sales disueltas, metales y aún ácido sulfúrico de características tóxicas para el medio ambiente.



Como medida para mitigar tal situación, se debe hacer decrecer el área expuesta con relación al volumen, compactando las pilas de carbón para así disminuir el arrastre de poluciantes.

### 6.2.2 Impacto sobre la Calidad del Aire

La información más importante que debe ser incluida en el examen ambiental inicial es la estimación de la polución del aire que podría ser causada por la operación de una termoeléctrica. La quema de combustible es la principal fuente de polución aérea de una planta térmica.

Los contaminantes emitidos incluyen principalmente dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), material particulado (PM), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), aldehídos, monóxidos de carbono (CO) e hidrocarburos (HC). Además las emisiones pueden incluir elementos menores contenidos en los combustibles utilizados.

#### *Óxidos de Azufre (SO<sub>x</sub>)*

Los mayores problemas ambientales causados por las plantas térmicas son las emisiones de azufre y partículas. El azufre presente naturalmente en el combustible, se transforma durante la combustión en óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>). El más común de estos óxidos es el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), gas incoloro que puede ser detectado en concentraciones del orden de 1000 a 3000 µg/m<sup>3</sup>. Por encima de 10000 µg/m<sup>3</sup> el gas es irritante. Prácticamente el 95% del azufre es liberado en forma de SO<sub>2</sub>.

La emisión de SO<sub>2</sub> representa un impacto directo de las termoeléctricas sobre la calidad del aire, de manera especial si se considera su naturaleza tóxica. Es además un impacto continuo y con una duración igual a la de la vida útil de la planta. El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y la humedad del aire pueden formar ácido sulfúrico, lo que constituye el origen de las lluvias ácidas.

Para mitigar los impactos causados por las emisiones de azufre se utilizan los desulfurizadores o lavadores de gases, cuya función es retener compuestos como el SO<sub>2</sub>. Sin embargo también se puede utilizar la estrategia de comprar combustible con bajos contenidos de azufre y que generan concentraciones de SO<sub>2</sub> en el aire por debajo de los criterios de calidad.

#### *Partículas en Suspensión (MP)*

La emisión de material particulado (MP), también conocido como cenizas, polvo y hollín, tiene su origen en la quema de cualquier combustible fósil. Impurezas, sílice, partículas metálicas y de carbono sin quemar son arrastradas con los gases de combustión, generando las emisiones de MP.

En el caso del carbón, la situación puede ser crítica, pues el contenido de ceniza puede llegar al 50%, del cual el 70% se transforma en cenizas volátiles.

El mayor impacto directo de las cenizas lanzadas por las térmicas es la presencia de polvo en sus áreas de influencia. La visibilidad también es afectada por el material particulado lanzado al aire.

Para mitigar los impactos causados por las emisiones de material particulado (MP) se utilizan los precipitadores electrostáticos, destinados exclusivamente a retener partículas del gas de combustión, las cuales son ionizadas por un chorro de electrones y captadas luego por placas electrificadas colocadas antes de la chimenea. Su eficiencia puede llegar hasta un 99.8%.

#### *Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>)*

Al contrario de las emisiones de SO<sub>2</sub>, que depende solo del contenido de azufre del combustible, las emisiones de NO<sub>x</sub> dependen del contenido de nitrógeno del combustible, de la temperatura de la llama, del oxígeno en exceso, de la proporción de aire/combustible, de la configuración de la mezcla aire/combustible, de las interacciones entre quemadores, de la disposición de las superficies de intercambio de calor y del nitrógeno presente en el aire de combustión. Del total de NO<sub>x</sub> formado, parte proviene de la oxidación del nitrógeno presente en el aire de combustión, el cual es llamado NO<sub>x</sub> térmico. La experiencia muestra que, en el caso del carbón, apenas 20 a 50% de las emisiones son térmicas; en el caso del petróleo, 50% de las emisiones son térmicas; y en la quema de gas, 100% de las emisiones son térmicas, o sea que el nitrógeno del combustible prácticamente no importa.

Hay varios óxidos de nitrógeno, pero los más importantes por sus efectos ecológicos son el óxido nítrico (NO) y el dióxido (NO<sub>2</sub>). Las mayores fuentes de NO<sub>x</sub> son los automóviles a gasolina y las calderas térmicas, que aportan en conjunto el 90% de las emisiones totales. De los óxidos de nitrógeno emitidos, cerca del 95% es óxido nítrico (NO), seguido por el NO<sub>2</sub> y otros óxidos. En atmósferas contaminadas, el NO se transforma en NO<sub>2</sub>, dando inicio a una cadena de reacciones que llevan a producir oxidantes fotoquímicos y sus correspondientes efectos constituyen un impacto indirecto o secundario.

Para mitigar los impactos causados por las emisiones de NO<sub>x</sub> existen varias alternativas:

- a) Utilización de un combustible con bajo contenido de nitrógeno.
- b) Reducción de exceso de aire.
- c) Combustión en etapas.

#### *Hidrocarburos (HC)*

Las emisiones de HC dependen de los mismos factores enunciados para los NO<sub>x</sub>. La mayor parte de los hidrocarburos emitidos por las chimeneas de las termoeléctricas no son nocivos para el ambiente. El peligro ocurre cuando reaccionan con los NO<sub>x</sub> bajo la acción de la luz solar, formando oxidantes fotoquímicos como el ozono. Los únicos HC peligrosos son los PAHs (polynuclear aromatic hydrocarbons), los cuales se emiten durante la quema de combustibles a baja temperatura. El más conocido es el benzo pireno, un cancerígeno que tiene una gran afinidad con la grasa animal y humana.

### *Monóxido de Carbono (CO)*

Al igual que para los HC, el CO es el resultado de la combustión incompleta de los combustibles. El CO también contribuye a la formación de oxidantes fotoquímicos y en ambientes abiertos sus efectos son pequeños. Las concentraciones de CO producidas por termoeléctricas son muy bajas y no producen impacto ambiental significativo. Sin embargo, la quema de combustibles fósiles libera apreciables cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y gas que aunque no es tóxico, puede tener un papel importante en la formación del efecto invernadero (aumento en la temperatura global de la atmósfera terrestre).

### *Oxidantes Fotoquímicos*

Los oxidantes atmosféricos, principalmente ozono (O<sub>3</sub>), peroxiacetil nitrato (PAN) y dióxido de nitrógeno, son producidos fotoquímicamente a partir de hidrocarburos y de NO, en presencia de luz solar. Estos fotoquímicos son capaces de oxidar reactivos que no son fácilmente oxidados por el O<sub>2</sub>. Sus concentraciones dependen de la concentración de los reactivos y de factores meteorológicos como intensidad de luz, temperatura, humedad y velocidad del viento.

### **6.2.3 Impacto sobre los Niveles de Ruido**

El ruido es uno de los principales problemas ambientales de la vida moderna. El impacto potencial de una central térmica sobre el nivel de ruido depende de diferentes variables, entre ellas la intensidad de la fuente de ruido, las condiciones meteorológicas y las condiciones de propagación del sonido.

El ruido puede considerarse como un problema únicamente si hay receptores sensibles ubicados cerca de las fuentes. En el caso de una termoeléctrica, la principal fuente sonora es la unidad generadora de electricidad (generador). No obstante, ella se encuentra por lo general en salas aisladas acústicamente (sala de máquinas), por lo cual las plantas modernas son silenciosas.

Otras fuentes sonoras son la limpieza de los intercambiadores de calor con vapor a presión y el accionamiento de las válvulas de seguridad. Se trata de ruidos de baja frecuencia y corta duración, y pueden ser suprimidos con silenciadores, lo que no siempre es necesario.

Los camiones recolectores de ceniza y de otros residuos sólidos, también pueden constituir fuentes sonoras, sobre todo para el personal de la planta.

Es importante controlar el ruido ligado a la construcción y operación de una central térmica para asegurar tanto la salud como la seguridad de los trabajadores y la aceptación de la comunidad.

Ya que por lo general no existen leyes y regulaciones locales o las mismas son difíciles de ejecutar, pueden utilizarse los siguientes criterios para la evaluación del ruido.<sup>13</sup>

**Cuadro No.1**

Duración máxima permitida por día, h	Nivel de ruido, dB(A)
8	90
6	92
4	95
3	97
2	100
1.5	102
1	105
0.5	110
0.25 o menos	115 (máximo)

En general, las plantas térmicas no ocasionan un impacto sonoro alto. De existir, especialmente durante la etapa de construcción, se pueden adoptar medidas de aislamiento sonoro alrededor de las fuentes. Esto es válido especialmente si la planta se va a construir cerca de sitios urbanos. Además, los trabajadores y operarios deben tomar las medidas de precaución necesarias (seguridad industrial).

---

<sup>13</sup> Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas.

#### **6.2.4 Impacto sobre los Recursos de Tierra**

Los principales impactos de una termoeléctrica sobre los recursos tierra se relacionan con la ocupación del suelo para las instalaciones de la central y para la disposición de los desechos sólidos.

##### *Ocupación del Suelo*

Las instalaciones físicas de una planta térmica ocupan un área relativamente pequeña si se compara con una hidroeléctrica. No obstante, en función de la capacidad a instalar y tecnologías a utilizar, dicha área puede variar. En consecuencia, la predicción del impacto implica:

- a) Determinar superficie a ocupar por la planta y sus instalaciones.
- b) Definir calidad del suelo, desde el punto de vista agropecuario.
- c) Identificar y caracterizar los problemas de suelo que podrían presentarse como consecuencia de la implantación de la central, tales como: erosión, compactación y hundimientos.

En general, todos estos impactos son directos y de carácter residual. Sin embargo la ocupación del suelo solo puede dar lugar a medidas compensatorias de tipo fiscal, económico y ambiental a las comunidades locales.



### *Disposición de Residuos Sólidos*

Hay varios tipos de residuos sólidos generados en una termoeléctrica, pero el más importante y que requiere procedimientos especializados para su disposición es la ceniza.

La disposición inadecuada de las cenizas tiene un impacto directo e irreversible sobre el suelo, además puede generar importantes impactos ambientales sobre la calidad de las aguas subterráneas y superficiales.

Como medida mitigatoria cabe la posibilidad de negociar las cenizas con la industria de la construcción, como materia prima para sus diferentes procesos.

Otra opción es la disposición de lagunas de sedimentación previamente impermeabilizadas para arrojar la ceniza. En este caso, después de llena debe cubrirse con material impermeable y tierra, y luego revegetalizarse.

### **6.2.5 Impacto Socio-Económico**

La presencia de termoeléctricas puede generar un impacto indirecto, consistente en inducir la expansión de la ciudad en dirección a la planta (si está en zona suburbana), o en favorecer la urbanización en torno a ella (si está en zona rural). Se podría presentar un proceso de valorización de la tierra en las cercanías de la

central, por su potencial para la prestación de servicios a los trabajadores (vivienda, educación, etc.).

Sin embargo, los principales impactos socio-económicos de una planta termoeléctrica ocurren durante la fase de construcción, cuando se presenta la mayor demanda de mano de obra directa e indirecta.

La creación de empleos directos constituye un impacto positivo sobre la economía local en épocas de recesión o cuando el desempleo en el área por falta de calificación profesional es grande. Al igual que los empleos indirectos, los cuales se distribuyen sobre toda el área de influencia y a veces más allá de éstas.

La instalación de una planta puede inducir al establecimiento de industrias y servicios en la región, que crearán más empleo y aumentarían el ingreso, mejorando así la economía regional.

## CAPITULO VII ANALISIS DEL MERCADO

### 7.1 RESEÑA HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO DOMINICANO

Tuvo sus inicios el día 5 de enero del 1896, con la puesta en servicio de la primera planta generadora en el margen oriental del río Ozama, responsable de encender las primeras bombillas de la ciudad de Santo Domingo. Inició sus operaciones utilizando madera como combustible y con limitadas redes de distribución, dedicadas casi exclusivamente al alumbrado.

El gobierno dominicano obtuvo esta planta de nacionalidad norteamericana, así como su personal y combustible. Sin embargo, los gastos de los mismos fueron acrecentándose, por lo que en el año 1900 el cabildo renuncia a su administración, pero conservando los derechos como propietarios. Las instalaciones de generación de energía eléctrica se destruyeron debido a un gran fuego ocurrido en 1924.

En 1925 se instala la Compañía Eléctrica de Santo Domingo CxA, operada por la empresa norteamericana Stone and Webster, la cual se encargó durante tres décadas de manejar la industria eléctrica dominicana.

Luego desde mediados del siglo pasado hasta los años ochenta, el Sector Eléctrico Dominicano tuvo una estructura de propiedad plenamente pública, bajo la modalidad de monopolio estatal, siendo La Corporación Dominicana de

Electricidad (CDE), la única empresa que suministraba, producía, distribuía y comercializaba la energía eléctrica del país.

Debido a los diferentes cambios que venía sufriendo el país, en particular la gran expansión comercial e industrial que requerían mayor inversión por parte de la Institución y del Estado (inversiones de varios miles de millones de pesos), costos que el Estado no podía sufragar y las entidades financieras se rehusaban a apoyar sin el establecimiento de un nuevo orden económico acorde con las tendencias mundiales; a finales de los 80s, se adoptó un esquema de comprador único, donde se incorporó al sistema, electricidad generada por productores privados independientes (IPPs), como una iniciativa para permitir al sector privado participar en la producción de energía en el país. Para mediados de los años noventa, los IPPs se habían convertido en un componente crítico del Sistema Eléctrico Dominicano, a tal punto que para 1998 suministraban cerca del 50% de la energía requerida en el país, a través de ventas contratadas con la CDE.<sup>14</sup>

Amparada en el mandato de la Ley de Reforma de la Empresa Pública N° 141-97 promulgada el 24 de junio de 1997, la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (CREP) inició el proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad. La Comisión de Reforma y la CDE trabajaron estrechamente con un equipo de asesores en el diseño e implementación de la nueva estructura.

Para agosto de 1999, El Gobierno de turno de la República Dominicana llevó a cabo una reestructuración del sector eléctrico introduciendo un nuevo marco

---

<sup>14</sup> Plan Energético Nacional 2004-2015, Comisión Nacional de Energía.

regulatorio. Para la reestructuración del Sector Eléctrico Dominicano se utilizaron varios modelos (Reino Unido, Chile, Australia, Bolivia, etc.), siendo el más utilizado para el entorno el modelo chileno, y para el proceso de capitalización, el modelo boliviano.

Las metas primordiales de la nueva estructura fueron crear un mercado competitivo en generación, crear un marco regulatorio racional para distribución, y proveer el capital necesario para realizar las mejoras que necesitaba el sistema. La reestructuración del sector bajo este esquema permitiría introducir capital fresco del sector privado para actualizar, rehabilitar y expandir el sistema, al mismo tiempo de crear un mercado competitivo de electricidad que promoviera la eficiencia y la buena administración, y brindará un mejor servicio a los usuarios.

La estrategia general para reformar el sector eléctrico radicó en introducir eficiencia económica reestructurando la industria, promoviendo una desintegración vertical y horizontal y la descentralización del monopolio estatal. Se trata de introducir competencia en los sectores posibles (generación en el caso dominicano), sometiéndolos a las fuerzas del mercado, y establecer una regulación estable y transparente para los segmentos monopólicos (transmisión y distribución-comercialización).<sup>15</sup>

Del proceso de reestructuración resultó, que cinco nuevas empresas fueron formadas y capitalizadas con activos de propiedad de CDE (Empresas Capitalizadas). Se licitaron el 51% de las acciones de las empresas de distribución

---

<sup>15</sup> Plan Energético Nacional 2004-2015, Comisión Nacional de Energía.

y generación, y el 49% de las acciones quedó en posesión del Estado Dominicano. En detalle: dos (2) son empresas de generación, Empresa Generadora de Electricidad Itabo y Empresa Generadora de Electricidad Haina (cuyos nombres se derivan de la planta generadora más grande en cada una). Tres empresas de distribución, Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDE Este) y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR) (cuyos nombres están basados en su ubicación geográfica en el país). Todos los demás activos, incluyendo los de transmisión y generación hidroeléctrica, permanecieron bajo control estatal, a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) anterior CDE.

Bajo la nueva estructura concebida, las funciones de generación, transmisión y distribución quedaban separadas. La transmisión seguiría siendo una responsabilidad del Gobierno a través de su condición de propietario en un 100% de CDE, aunque un contrato operacional del sector privado podía ser ofrecido en el futuro. Los productores privados independientes (IPPs) que tenían contratos de suministro con el antiguo monopolio estatal siguieron relacionados comercialmente con el Estado a través de la empresa de generación hidroeléctrica, con la idea de renegociar el paso de los contratos al Mercado Mayorista.<sup>16</sup>

Posteriormente a la Ley 141-97 se emitió en 1998 la Resolución N° 235-98, 236-98 y 237-98, del Ministerio de Industria y Comercio, que constituyeron el marco regulatorio del sector eléctrico durante el periodo de transición. La Resolución N° 235-98 equivalía a una Ley de Electricidad, y las restantes que detallaban algunos

---

<sup>16</sup> Plan Energético Nacional 2004-2015, Comisión Nacional de Energía.

aspectos más específicos de la regulación, equivalían al Reglamento de la Ley. En Julio del 2001, finalmente fue aprobada la Ley Marco conocida como la Ley de Electricidad N° 125-01, y más tarde en el 2002, fue emitido su Reglamento de aplicación. En resumen, la conformación final del mercado después de finalizado el proceso de capitalización en 1999 se detalla en el siguiente cuadro.

**Cuadro No.2**

<b>Empresa Capitalizada</b>	<b>Inversionista</b>
<b>Generadora Itabo</b>	GENER, Coastal
<b>Generadora Haina</b>	Seaboard, CDC
<b>EDESUR</b>	Unión FENOSA Internacional
<b>EDENORTE</b>	Unión FENOSA Internacional
<b>EDEESTE</b>	AES Corporation

Para noviembre del año 2002, AES Corporation adquirió la empresa GENER y El Paso Energy adquirió Coastal Corporation. Más tarde, en septiembre del 2003 el Estado Dominicano compró las acciones de Unión FENOSA en las empresas distribuidoras EDESUR y EDENORTE quedando estas últimas temporalmente bajo control del Estado.<sup>17</sup>

## **7.2 DESCRIPCION DEL SISTEMA**

### **7.2.1 Estructura del Mercado**

El mercado eléctrico dominicano fue desagregado en actividades separadas de generación, transmisión y distribución-comercialización, debiendo las empresas que deseen explotar obras de generación cumplir con todos los requerimientos establecidos en la normativa vigente del sector, y con las normas ambientales. El

<sup>17</sup> Plan Energético Nacional 2004-2015, Comisión Nacional de Energía.

sistema de transmisión opera sobre la base de libre acceso, con cargos de transmisión regulados.<sup>18</sup>

El mercado eléctrico está conformado por dos tipos de mercado, el mercado de contratos y el mercado de spot.

En el mercado de contratos las partes acuerdan las compras de electricidad por cantidades, precios y términos específicos. Los contratos entre generadoras y distribuidoras tienen la forma de un acuerdo de compra-venta de energía, donde las generadoras venden cantidades de capacidad y energía en el punto de consumo de la distribuidora, independientemente de donde sea generada; sin embargo los acuerdos de venta de energía no involucran al comprador en el despacho económico del vendedor.

El mercado de spot funciona sobre la base de las transacciones de energía a medida que ocurren como la diferencia entre la energía total despachada por los generadores en el despacho económico y la energía realmente demandada de acuerdo a los contratos. Igualmente el mercado spot también está compuesto por las transacciones de potencia firme determinada por el Organismo Coordinador.

El precio de spot es calculado cada hora basándose en el Costo Marginal de Corto Plazo, el cual es definido por el costo variable de producción de la última unidad

---

<sup>18</sup> Ley General de Electricidad 125-01



de generación que fue despachada para atender 1 kWh adicional.<sup>19</sup> Si el sistema está en racionamiento, el costo marginal es fijado por la Superintendencia como el costo de la energía no servida.

### 7.2.2 Instalaciones de Generación

El sector eléctrico de la República Dominicana es un sistema primordialmente térmico, donde el aporte hidroeléctrico no supera más del 16% anual. La capacidad total disponible a finales del año 2004 fue de 1,968 MW, con una capacidad instalada de 3,595.7 MW.<sup>20</sup> Del total, el 14.8% corresponde al equipo hidroeléctrico (533.8 MW), y restante 85.2% al equipo térmico (3,061.9MW) cuya desagregación por tecnología se muestra en el siguiente cuadro.

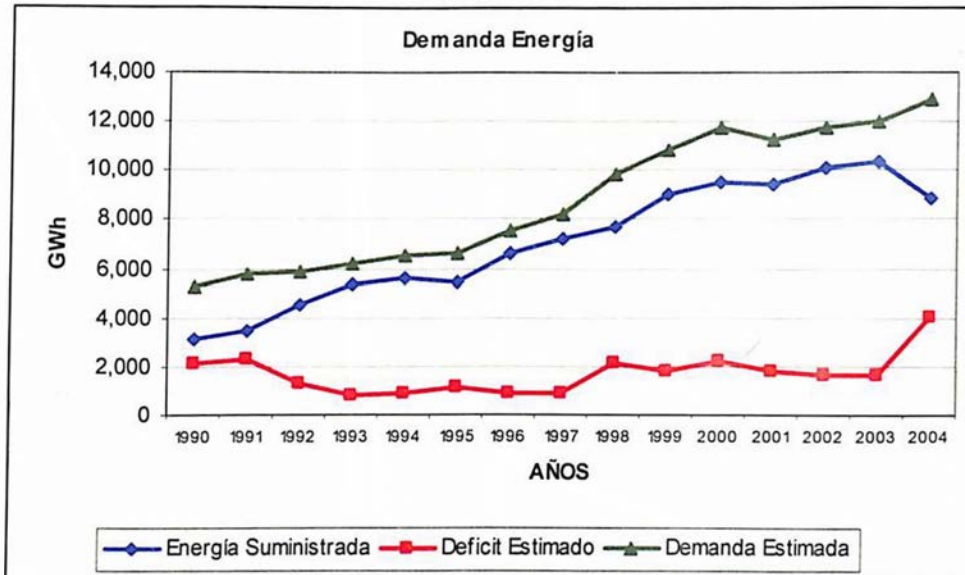
**Cuadro No.3**  
**Superintendencia de Electricidad**  
**Gerencia de Operaciones del SENI**  
**Capacidad Instalada por Tipo de Combustible a Diciembre 2004**

Empresa	Capacidad Instalada-Mw	Participación-(%)
Fuel Oil No. 6	1,182.4	32.9%
Fuel Oil No. 2	833.0	23.2%
Carbón	307.7	8.6%
Fuel Oil No. 6 y No. 2	185.0	5.1%
Gas Natural	553.8	15.4%
Hidroeléctrica	533.8	14.8%
<b>Total Instalado por Tipo Combustible</b>	<b>3,595.7</b>	<b>100.0%</b>

<sup>19</sup> Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01

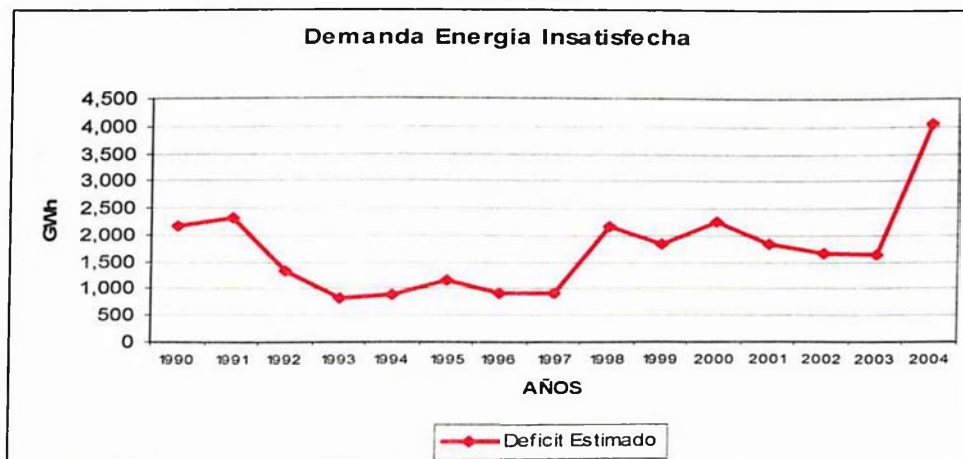
<sup>20</sup> www.sie.gov.do

Gráfica No.2



En el periodo 1997-2000 se observa una tasa de crecimiento promedio estimada de un 12%. Era de esperarse que con la recuperación de la economía en este periodo, se retomara la tasa de crecimiento de la demanda. Para el año 2001 hubo una discontinuidad, producto de un decrecimiento, para el periodo 2001-2004 se continúa la tendencia del crecimiento, pero con una tasa inferior promedio de un 2.4%, la cual podemos relacionarla con la paralización del crecimiento económico del país.

Gráfica No.3



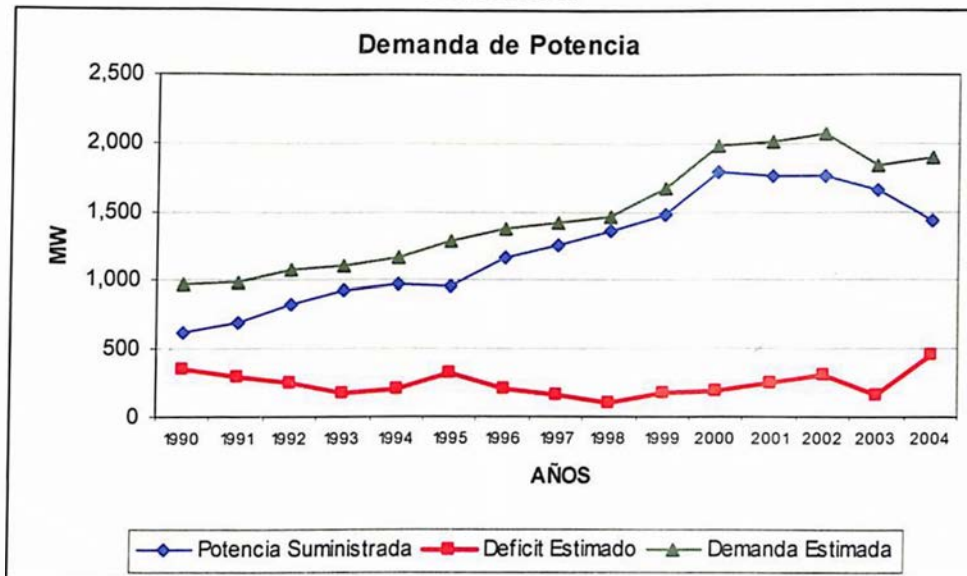
También en la gráfica No.3 se puede observar que, en el periodo 1993-1997 se registra la menor demanda insatisfecha (déficit), mientras que en el año 2004 se registró la mayor demanda insatisfecha, debido a la restricción de la oferta por razones económicas.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución de la demanda de potencia entre los años 1990 al 2004.

**Cuadro No.5**  
**Organismo Coordinador**  
**Gerencia de Operaciones**  
**Evolución de la Demanda de Potencia (MW)**

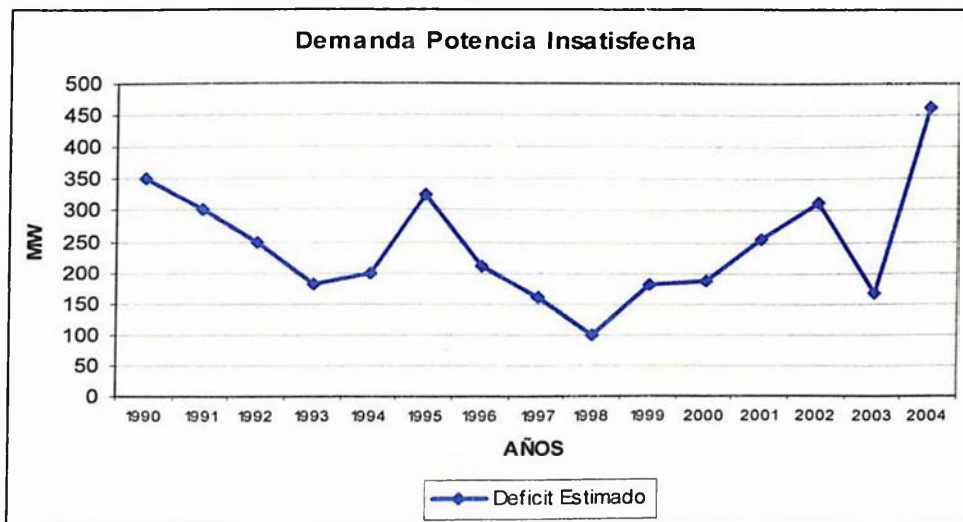
Año	Potencia Suministrada	Crecimiento Relativo (%)	Deficit Estimado	Demanda Estimada	Crecimiento Relativo (%)
1990	620		350	970	
1991	689	11.1	300	989	2.0
1992	835	21.2	250	1,085	9.7
1993	927	11.0	180	1,107	2.0
1994	969	4.5	200	1,169	5.6
1995	968	-0.1	325	1,293	10.6
1996	1,168	20.7	210	1,378	6.6
1997	1,261	8.0	160	1,421	3.1
1998	1,363	8.1	100	1,463	3.0
1999	1,486	9.0	180	1,666	13.9
2000	1,797	20.9	187	1,984	19.1
2001	1,760	-2.1	255	2,015	1.6
2002	1,766	0.3	312	2,078	3.1
2003	1,664	-5.8	168	1,832	-11.8
2004	1,428	-14.2	461	1,889	3.1
Promedio					5.3

Gráfica No.4



Al igual que la demanda de energía, la potencia abastecida se acercó a la potencia estimada en los años 1993-1994 y 1996-1998, que fueron años de auge económico en el país; sin embargo, en el año 2003, a pesar de la crisis económica, también hubo ese acercamiento. La demanda promedio de potencia insatisfecha para este periodo, fue de 243 Mw, lo que significa que en los últimos 15 años la demanda estimada nunca ha sido satisfecha.

Gráfica No.5



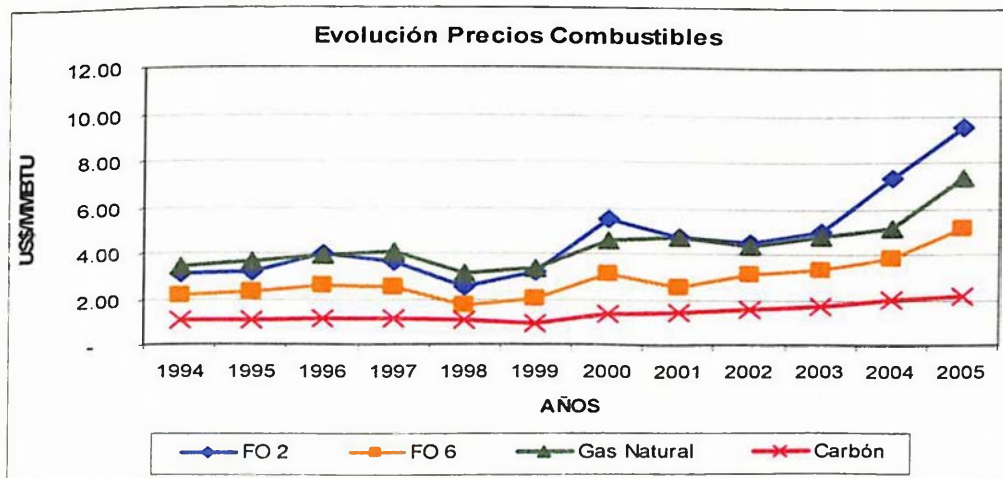
En el gráfico No.5 se presenta el comportamiento de la demanda de potencia insatisfecha, del periodo 1990-2004. La demanda de potencia insatisfecha ha oscilado entre 350 Mw en el 1998 hasta 461 Mw en el 2004, lo que demuestra que siempre se ha operado el sistema con una oferta efectiva menor que la demanda, por diversas razones, que van desde la carencia de capacidad instalada a capacidad instalada indisponible por razones técnicas y económicas.

### 7.2.5 Evolución de Precios de los Combustibles

**Cuadro No.6**  
**Organismo Coordinador**  
**Gerencia de Operaciones**  
**Evolución Precios Combustibles (US\$/MMBTU)**

Tipo Combustible	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
FO 2	3.14	3.21	4.01	3.66	2.56	3.19	5.53	4.74	4.50	5.05	7.33	9.56
FO 6	2.19	2.33	2.63	2.52	1.71	2.05	3.11	2.58	3.10	3.32	3.83	5.20
Gas Natural	3.40	3.65	3.90	4.09	3.11	3.31	4.61	4.70	4.36	4.79	5.16	7.35
Carbón	1.11	1.11	1.19	1.20	1.11	0.94	1.38	1.46	1.61	1.76	2.05	2.21

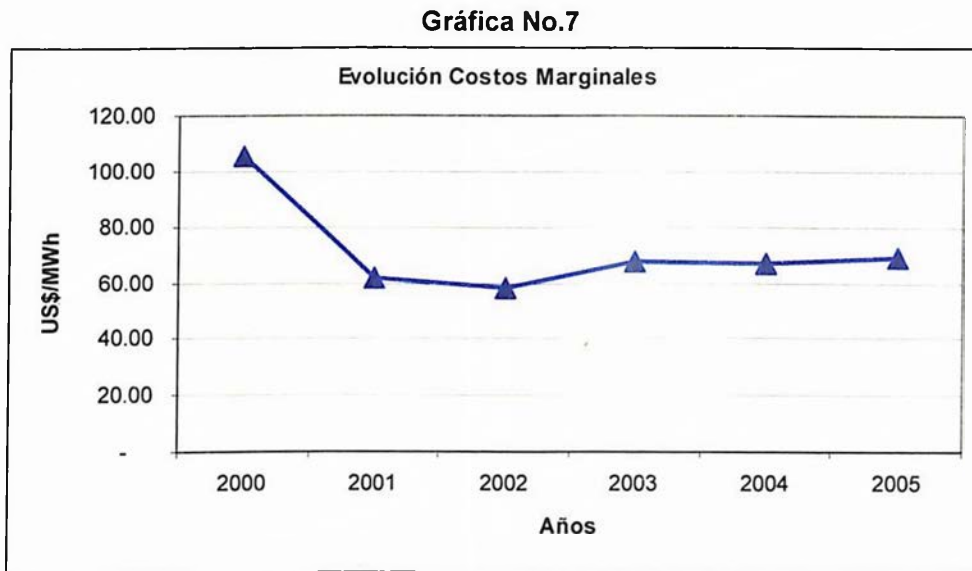
**Gráfica No.6**



El gráfico No.6 muestra la variación del precio de los combustibles en el periodo 1994–2005. Como se puede apreciar, el precio del carbón mineral ha tenido un comportamiento estable a lo largo de todo el periodo en cuestión y además es el de menor costo por unidad de calor.

### 7.2.6 Evolución del Costo Marginal de la Energía en el Mercado Spot

A continuación se presenta un gráfico que nos muestra como se ha comportado el precio de la energía en el mercado spot.



La tendencia de esta gráfica muestra que a partir del 2001 las unidades de generación fueron despachadas según orden de mérito, el cual es fijado por su costo variable de producción. Es decir, la unidad más barata fue despachada primero y así sucesivamente hasta cubrir la demanda. Esta gráfica también muestra una tendencia ascendente, lo que implica la necesidad de generación más eficiente y de costos operativos competitivos.

## **CAPITULO VIII: ESTUDIO TECNICO**

### **8.1 DESCRIPCION GENERAL**

La Empresa Generadora de Electricidad ITABO S. A dentro de su plan de expansión considera ampliar la capacidad de generación del Complejo Itabo para continuar satisfaciendo la creciente demanda de energía eléctrica en el país y asimismo ayudar a cubrir el problema de abastecimiento de la demanda eléctrica.

La expansión de la Central Itabo (Proyecto Itabo 3) consistirá en la adición de una unidad de turbina a vapor con una capacidad de 170 MW y empleará la tecnología de combustión conocida como de carbón mineral pulverizado (CP).

La energía eléctrica que generará el Proyecto Itabo 3 será transmitida al Sistema de Transmisión de la CDE, a través de la puesta en operación de una de las líneas de transmisión existentes y que va desde la Central Itabo hasta la subestación Palamara, la línea fue prevista anteriormente para la expansión del parque energético de Itabo.

### **8.2 LOCALIZACION DEL PROYECTO**

Para elegir la localización óptima se tratan de asociar varios factores tales como: áreas costeras para la recepción de la materia prima (carbón), disponibilidad de

agua, disponibilidad de terrenos para manejo de desechos, etc. Los terrenos existentes del Complejo Itabo y que cumplen con las características antes mencionadas, son factibles para el desarrollo del proyecto.

La unidad Itabo 3 estará ubicada en el Kilómetro 17, Municipio Bajos de Haina, Provincia de San Cristóbal en la República Dominicana. El Complejo Itabo se encuentra en la Zona Industrial de Haina. La propiedad tiene una extensión aproximada de 23 hectáreas (Ha) de las cuales las instalaciones existentes ocupan aproximadamente 17 Ha. Las instalaciones principales del Proyecto Itabo 3 (casa de máquinas, caldera, turbinas) ocuparán aproximadamente unas 4 Ha.

Los usos de los terrenos adyacentes al Complejo Itabo incluyen industrias y comercios al oeste, la Refinería Shell al sur, y el Barrio Gringo y las instalaciones del Puerto Haina al norte del sitio. Al este del terreno se encuentra el Mar Caribe. La Autopista 30 de Mayo es la ruta principal al Complejo Itabo. El acceso al Proyecto será mediante las instalaciones y rutas de acceso existentes.

Gráfica No.8





### **8.3 TAMAÑO OPTIMO**

El criterio utilizado para determinar el tamaño óptimo de una unidad generadora dentro de un sistema eléctrico, debe tomar en cuenta la demanda de energía y potencia. Se deben realizar estudios de funcionamiento del sistema eléctrico para determinar si el sistema de potencia con las plantas en operación funciona en forma segura dentro de los límites técnicos de las instalaciones existentes. En caso contrario, el estudio determinará las restricciones que habría que imponer a la operación de las plantas evaluadas para que el sistema de potencia funcione adecuadamente.

Para el análisis de nuestro caso en particular se utilizó el DIGSILENT Power Factory, que es una herramienta integrada para el análisis de sistemas eléctricos de potencia que permite modelar de manera flexible la operación del sistema eléctrico en un momento determinado, proporcionando información sobre flujos de tensión y carga de la red energética.

El análisis demostró que en condiciones de mínima y máxima demanda, una generación de 170 MW no pone en riesgo la seguridad dinámica (estabilidad de frecuencia) del sistema ante fallas que provoquen la salida de servicio de esta unidad.

En forma general puede expresarse que con una generación adicional que no exceda el 10% de la demanda total, el sistema no debe presentar ningún tipo de desequilibrio.

#### **8.4 TECNOLOGIA y PROCESO DE PRODUCCION**

La tecnología de Carbón Pulverizado es la más ampliamente utilizada en el mundo, y se considera como una de las tecnologías de generación eléctrica más económicas y confiables que existen para centrales mayores de 100 MW. Esta tecnología emplea un turbo-generador de vapor. El combustible sólido (carbón mineral de bajo contenido de azufre) se pulveriza en gránulos muy finos e inyecta dentro de la caldera donde ocurre su combustión. Como combustible de respaldo se tiene contemplado quemar Petróleo Pesado (HFO) en los quemadores para iniciar la combustión. La mezcla del combustible con aire será cuidadosamente controlada para maximizar la eficiencia de la combustión del combustible. La combustión dentro de la caldera generará bajas emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>X</sub> y MP.

Las emisiones de SO<sub>2</sub> serán controladas mediante el uso de carbón mineral de bajo contenido de azufre. Las emisiones de NO<sub>X</sub> serán controladas mediante el uso de quemadores de bajo nivel de NO<sub>X</sub>. Más del 98 % del material particulado generado durante la combustión será capturado en un precipitador electrostático, antes de que los gases de combustión sean emitidos a la atmósfera. La caldera contará con una serie de tubos de metal que contienen agua. La energía resultante de la combustión del combustible dentro de la caldera se transmitirá al agua dentro de estos tubos. El incremento de temperatura del agua en estos tubos convertirá el agua en vapor. Este vapor de alta presión se usará para mover la

turbina de vapor. Este proceso convierte la energía calórica en energía mecánica dentro de la turbina de vapor.

En cuanto el vapor pase a través de la turbina, éste se enfriará en un condensador, convirtiéndose nuevamente en agua, la cual irá nuevamente a la caldera para completar el ciclo.<sup>22</sup> La turbina de vapor hará girar el eje del generador, el cual producirá la electricidad. El generador consistirá de electro-magnetos que rotarán dentro de un núcleo laminado de acero con conductores produciendo un campo magnético que genera un voltaje. La electricidad generada será transmitida a la red nacional, a través de la ampliación de la subestación de 138 kV existente en el sitio de la Central Itabo.

Este Proyecto contempla incorporar el más moderno sistema de control distribuido computarizado (DCS), para monitorear y controlar su operación. El sistema será completamente automatizado de conformidad con la más moderna tecnología. Todos los parámetros para las operaciones principales del Proyecto, incluyendo las calderas, turbinas, generadores, equipo auxiliar, sistemas de transmisión de energía y transferencia de combustibles, almacenamiento de combustibles y sistema contra incendios, serán monitoreados desde la sala de controles ubicada dentro del edificio principal.

---

<sup>22</sup> Anexo 2 Ciclo Térmico Itabo 3

## **8.5 EL CARBON MINERAL**

El carbón proviene de restos de vegetación formados en tiempos geológicos, que originalmente se acumularon como plantas en pantanos o fueron depositados en lagunas. La acumulación de limos y otros sedimentos, junto con movimientos tectónicos en la corteza terrestre enterraron estos pantanos y turberas, en algunos casos a una gran profundidad. A medida que iban quedando enterradas, las plantas fueron sometidas a elevadas temperaturas y presiones, las cuales causaron cambios físicos y químicos en la vegetación, transformándolas, con el correr de los tiempos en carbón. Inicialmente la turba, precursora del carbón, fue convertida en lignito ó carbón pardo, que son tipos de carbón con "madurez" orgánica baja. Luego de muchos millones de años, la continuidad de los efectos de la temperatura y presión produjo cambios adicionales en el lignito, incrementando progresivamente su madurez y transformándolo al rango conocido como carbones sub bituminosos.<sup>23</sup>

A medida que este proceso fue ocurriendo, una serie de cambios químicos y físicos provocan que el carbón se vuelva más duro y maduro, punto en el cual se le clasifica como bituminoso o carbón duro. Bajo las condiciones adecuadas, el incremento progresivo en la madurez orgánica continua, para finalmente formar la antracita.

### **8.5.1 Características del Carbón**

Uno de los principales componentes que restan valor al carbón y que obligan a su posterior tratamiento, lo constituye el contenido de cenizas. La ceniza es el

---

<sup>23</sup> Enciclopedia Microsoft Encarta 98

material inorgánico e inerte que acompaña al carbón, su presencia por tanto, rebaja el poder calorífico y afecta el funcionamiento de los hornos. Otros elementos del carbón son el oxígeno, nitrógeno, azufre y gases. Aunque cada elemento afecta en distintas formas las características del carbón, en la práctica el elemento más importante a controlar es el contenido de azufre. Cuando se quema carbón, las emisiones de azufre corroen los tubos de las calderas y eventualmente escapan al medio ambiente.

Las propiedades más importantes del carbón son su poder calorífico, es decir, la cantidad de calor que se libera en combustión completa por cada unidad de material quemado; la humedad libre e inherente, que afecta directamente los rendimientos de la combustión; y el hinchamiento, particularmente relevante en la coquización.

### **8.5.2 Importancia del Carbón como Recurso Energético**

A través de la historia, los avances industriales y la necesidad de trabajar con metales duros han llevado al hombre a buscar fuentes de calor alternativas a la leña. En este contexto surge el carbón como un sustituto eficiente que se consolida como la principal fuente energética del desarrollo industrial. Aunque este protagonismo fue desplazado por el petróleo, la crisis energética de los años 70 deja de manifiesto la necesidad de buscar fuentes alternativas.

El carbón como combustible fósil es el más abundante, seguro y de suministro garantizado en el mundo. Sus principales cualidades son:

**Abundante:** Las reservas de carbón son extensas y están presentes en muchos países; en la actualidad el carbón se explota en más de 50 países.

**Seguro:** El carbón es estable y por tanto es el combustible fósil más seguro desde los puntos de vista de su transporte, almacenamiento y utilización.

**Suministro Garantizado:** La abundancia de las reservas significa que a los usuarios de carbón se les puede garantizar la seguridad de los suministros del recurso.

**Limpio:** Usando tecnologías disponibles, en la actualidad es posible quemar carbón limpiamente en todo el mundo.

**Económico:** A escala mundial, el carbón es un combustible competitivo para la generación de electricidad, sin la cual la vida en el mundo moderno sería virtualmente imposible. A las puertas del nuevo milenio, el carbón es la principal fuente de energía para la generación eléctrica en el mundo entero.

### **8.5.3 Evolución del Mercado del Carbón en el Mundo**

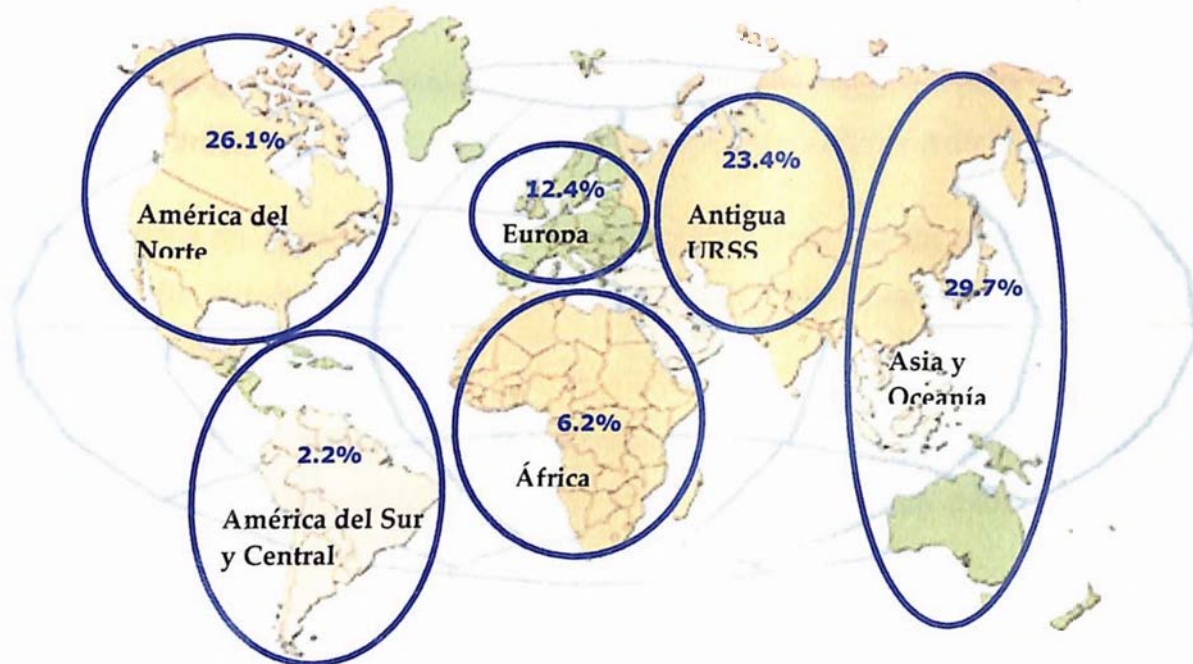
De todos los combustibles fósiles, el carbón es el más abundante en el mundo. Se ha estimado que a fines del año 2000 existía más de 1 billón de toneladas medidas en reservas totales accesibles de forma económica, y mediante las tecnologías de explotación actualmente disponibles. De estas reservas aproximadamente la mitad corresponden a carbón de alto rango o carbón duro.

Al mismo tiempo, no solamente existen grandes reservas, sino que también están geográficamente esparcidas en más de 100 países en todos los continentes. La abundancia de las reservas constituye una disponibilidad de suministro durante mucho tiempo. A los niveles de producción de 1998, las reservas de carbón son suficientes para los próximos 250 años.

La cifra anterior considera los recursos carboníferos que pueden probarse durante las exploraciones en curso, aquellos recursos que se vuelvan accesibles a medida que se hagan mejoras en las tecnologías de explotación, o se vuelvan comerciales por el incremento en el uso de carbones de bajo rango, cuya utilización no es actualmente rentable.

Adicionalmente, es válido anotar que en la actualidad, se continúan haciendo avances significativos para mejorar la utilización eficiente del carbón, de tal manera que pueda obtenerse más energía útil de cada tonelada de carbón.

Gráfica No.9



Las relaciones actuales de reservas de carbón son aproximadamente 4 veces las reservas de petróleo. La disponibilidad de reservas abundantes y fácilmente accesibles también significa disponibilidad de energía estable para países tanto importadores como productores.

## 8.6 INGENIERIA DEL PROYECTO

### 8.6.1 Instalaciones Del Proyecto

Los componentes principales del Proyecto incluirán:

- Equipo para la generación de energía: Un conjunto de caldera con tecnología de Carbón Pulverizado y un turbo-generador de 170 MW.



- Mejoras a las instalaciones existentes para el almacenamiento del combustible sólido: Pilas de carbón, tolvas de reclamo, bandas transportadoras y silos.
- Equipo de control de emisiones: Precipitadores electrostático para el control de Material Particulado, y un sistema de quemadores de bajo nivel de NOx.
- Suministro de agua potable y sistema de tratamiento: Planta de desalinización, sistema de tratamiento de agua y tanques para el almacenamiento de agua potable y agua de servicio.
- Sistema de tratamiento de aguas residuales: Separador de aceite-agua, embalse de sedimentación para las esorrentías de las pilas de carbón mineral y sistema de neutralización.
- Sistema de protección contra incendios.
- Chimenea de 120 metros para los gases de flujo
- Sistema de enfriamiento de agua de mar de paso único: Mejoras a la bocatoma del agua de mar existente y tubería de descarga.
- Instalación para el manejo y almacenamiento de cenizas volantes.
- Equipamiento de Subestación eléctrica de 138 kV existente.
- Estructuras: Casa de máquinas, sala de control, bodegas, oficinas y almacenes.

Los equipos a instalarse como parte de la unidad Itabo 3 serán nuevos. Una vez instalados, los equipos serán ajustados y sometidos a pruebas antes de comenzar a operarlos, en la medida que sea necesario.

### **8.6.1.2 Caldera**

La caldera será del tipo circulación natural. El hogar de tiro balanceado con quemadores frontales. El diseño estará apto para quemar carbón como combustible principal y además petróleo grueso (HFO) como combustible secundario.

El diseño contempla tres pulverizadores de carbón que alimenten tres pisos de cuatro quemadores frontales de bajo NOx.

El sistema de aire y gases considera un ventilador de aire forzado, un calentador regenerativo de aire, un ventilador de aire primario, un precipitador electrostático y un ventilador de tiro inducido para la descarga en la chimenea.<sup>24</sup>

El control de temperatura de salida de vapor recalentado será por medio de compuertas (dampers) ubicadas en el extremo frío del circuito de gases antes del precalentador de aire regenerativo, donde la caldera considera un diseño dividido de la zona de vapor recalentado con respecta a la zona de vapor sobrecalentado.

El diseño llevará tres silos de carbón de 430 m<sup>3</sup> de capacidad c/u lo que permitirá un almacenamiento de 16 horas. Cada silo descargará hacia un alimentador

---

<sup>24</sup> Anexo 2 Ciclo Térmico Itabo 3

gravimétrico el cual alimentará a cada pulverizador. Incluirá además un alimentador distribuidor de carbón a los silos (tripper conveyor).

La caldera contempla un sistema completo de soplado de hollín con vapor recalentado. La extracción de la escoria del fondo de la caldera será con correa metálica sumergida en agua dulce y será transportada a un silo de acopio y luego descargada a camiones.

Los tubos de agua y vapor de la caldera serán de acero al carbono o aleado según requerimientos.

El cuerpo de la caldera estará suspendido de la estructura según un diseño convencional. Los silos de carbón estarán soportados por una estructura independiente.

### **8.6.1.3 Turbogenerador**

La turbina de vapor corresponderá a un diseño estándar de dos cuerpos, con recalentamiento y condensación. Se compone de una turbina de alta presión (HP), una turbina de media presión (IP) y una turbina de baja presión (LP). Las turbinas HP e IP tendrán un eje común conectado con acoplamiento fijo con el eje de la turbina de baja presión. El rotor de baja presión a su vez estará conectado con el rotor del generador por medio de un segundo acoplamiento fijo. Cada rotor estará

soportado por dos descansos radiales. El descanso de empuje será de doble acción, diseñado para resistir fuerzas axiales en ambos sentidos.

El rotor HP y el IP tendrán siete ruedas de álabes y el LP tendrá ocho ruedas. La bomba principal de aceite estará incorporada en el eje HP y el gobernador de la turbina será mecánico. Los servomotores de gobierno serán electrohidráulicos. La turbina podrá operar en un rango de frecuencia desde 58.2 a 60.6 Hz. El generador eléctrico será de 200 MVA, sincrónico y trifásico enfriado por hidrógeno. La excitación será estática con rectificador de tiristores.

El condensador de vapor será de superficie y estará emplazado transversalmente bajo la turbina LP. El circuito de recalentamiento regenerativo del agua condensada consta de dos calentadores de baja presión, un calentador de mezcla (desaireador/desgasificador), estanque de agua de alimentación y tres calentadores de alta presión, todos ellos recibiendo vapor de las extracciones de la turbina.

## **CAPITULO IX: ANALISIS ECONOMICO**

### **9.1 BASES GENERALES PARA EL ANÁLISIS ECONOMICO**

A continuación se presentan los principales parámetros y supuestos que se han utilizado para el análisis económico de este anteproyecto.

#### **9.1.1 Financiamiento**

Partiendo de que el costo unitario para desarrollar un proyecto termoeléctrico a carbón, según información estadística global de proyectos similares, es de 1200 US\$/kWh, calculamos que el monto total de la inversión del proyecto es de US\$ 204 millones.

Para financiar este proyecto el banco exige que el inversionista tenga el 30% del total de la inversión, y está dispuesto financiar el 70% del monto total, descontado en un periodo de 20 años a una tasa de interés de un 5%.

#### **9.1.2 Tiempo de Desarrollo y Vida Útil**

El tiempo de desarrollo (años) es el tiempo requerido para desarrollar un proyecto termoeléctrico, desde el estudio de factibilidad hasta la puesta en servicio. El tiempo mínimo para desarrollar un proyecto termoeléctrico es de 2 años.

La vida útil es el tiempo que dura un proyecto termoeléctrico sin renovación (overhaul) o repotenciación, desde la puesta en servicio hasta el cierre normal y definitivo de la planta. Para un proyecto termoeléctrico de este tipo, el tiempo de vida útil es de 20 años.

### **9.1.3 Potencia Instalada**

La potencia instalada (kW o MW), es la potencia eléctrica activa instalada en una planta de generación eléctrica, bajo condiciones atmosféricas reales de operación: 0 msnm (metros sobre el nivel del mar); 15 °C (273 °K) de temperatura ambiente; 1 bar de presión atmosférica; y 60 % de humedad relativa. La potencia instalada de este proyecto será de 170 MW.

### **9.1.4 Tasa Salida Forzada (FOR)**

La tasa de salida forzada (Force Outage Rate), es el porcentaje de horas que se mantiene indisponible la unidad para mantenimiento correctivo. Para el proyecto en cuestión se tomará una tasa de un 8%.

### **9.1.5 Tasa Salida Programada (POR)**

La tasa de salida programada (Planned Outage Rate), es el porcentaje de horas que se mantiene indisponible la unidad para mantenimiento programado. Para el proyecto en cuestión se tomará una tasa de un 8%.

### 9.1.6 Energía Generada Disponible

La energía disponible (Kwh o Mwh), es la energía eléctrica activa disponible para generación eléctrica durante un año y bajo condiciones reales de operación. Esta energía se obtiene a partir de la potencia instalada y los factores de salida forzada y salida programada.

### 9.1.7 Consumo Específico

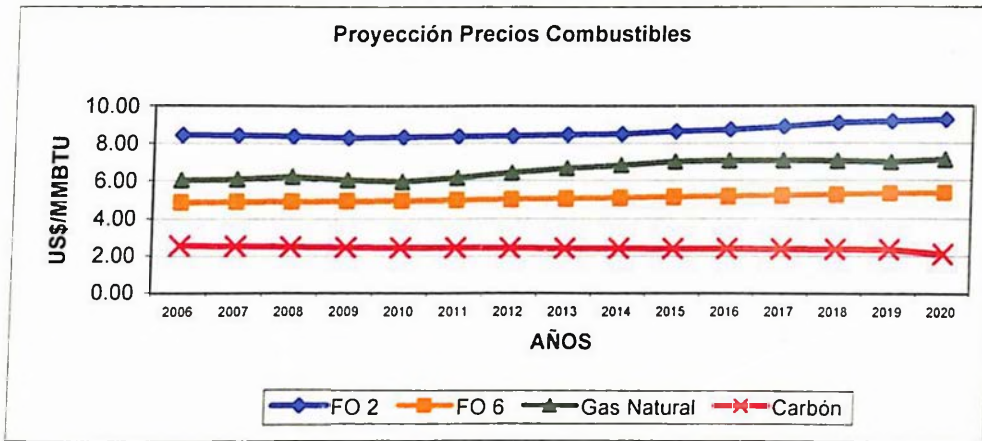
El Consumo Específico o “heat rate” (kJ/kWh), es la cantidad de energía térmica requerida para generar una unidad de energía eléctrica, o en otras palabras, es el inverso de la eficiencia energética (energía eléctrica de salida / energía térmica de entrada) de una planta termoeléctrica. Es usual expresar el “heat rate” en unidades inglesas BTU/kWh, por lo que es conveniente tener en mente el siguiente factor de conversión energética 1 BTU = 1.055 kJ.

### 9.1.8 Proyección Precios Combustibles

**Cuadro No.7**  
**Comisión Nacional de Energía**  
**Proyección Precios Combustibles (US\$/MMBTU)**

Tipo Combustible	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FO 2	8.44	8.41	8.38	8.30	8.33	8.37	8.38	8.45	8.49	8.62	8.73	8.89	9.08	9.16	9.26
FO 6	4.85	4.87	4.89	4.91	4.93	4.97	5.00	5.04	5.07	5.12	5.15	5.19	5.23	5.28	5.32
Gas Natural	6.02	6.07	6.21	6.03	5.93	6.15	6.40	6.66	6.81	7.02	7.07	7.08	7.04	6.98	7.12
Carbón	2.56	2.53	2.50	2.47	2.45	2.44	2.43	2.42	2.41	2.40	2.39	2.37	2.36	2.35	2.12

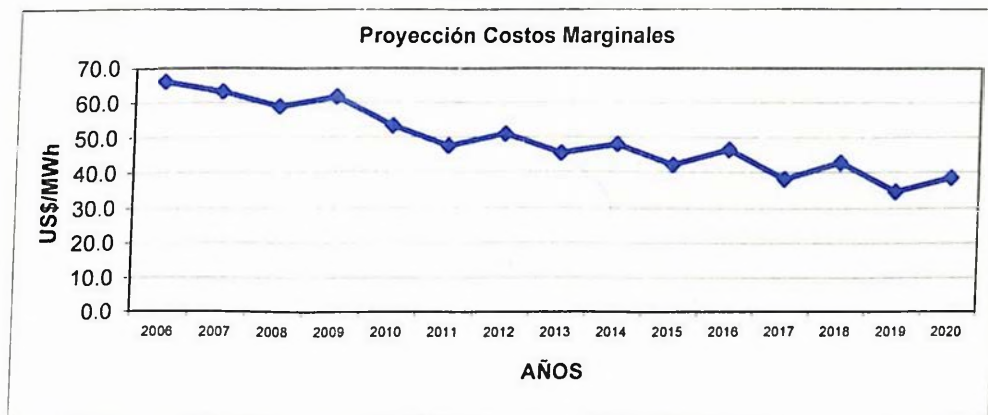
Gráfica No.10



En la gráfica anterior observar que el precio del carbón es el más bajo durante todo el periodo de análisis, con un promedio de 2.4 US\$/MMBTU. El combustible que le sigue en orden ascendente es el Fuel Oil No.6, con un promedio de 5 US\$/MMBTU.

### 9.1.9 Proyección Costos Marginales

Gráfica No.11





En la gráfica anterior se observa una tendencia descendente en los costos de la energía para el mercado spot a lo largo de todo el periodo de análisis. Esta tendencia es ocasionada por la integración de unidades más eficientes dentro del mercado eléctrico, provocando un desplazamiento de las unidades con costos de producción elevados. Sin embargo es importante tener en cuenta que estas proyecciones son muy optimistas y que pueden variar a lo largo del tiempo.

#### **9.1.10 Costos Organismos Reguladores**

Según la Ley General de Electricidad los costos estimados para la Comisión Nacional de Energía, La Superintendencia de Electricidad y el Organismo Coordinador son el 1% de las ventas puras de energía y potencia.

#### **9.1.11 Peaje de Conexión**

Los costos por uso del sistema de transmisión son valorados a un costo promedio unitario de 2.971 US/kW-mes, proporcional a la Potencia Firme aportada por ITABO.

### **9.2 PRINCIPALES RESULTADOS**

#### **9.2.1 Costos Operativos**

Estos costos van relacionados a los costos variables combustibles, no combustibles y al seguro.

### 9.2.2 Ingresos por Venta de Energía

Estos ingresos van relacionados a la generación y al costo marginal de la energía en el mercado spot, los cuales fueron obtenidos de las proyecciones hechas por el Organismo Coordinador.

### 9.2.3 Ingresos por Venta de Potencia

Las ventas de potencia en el Mercado Spot provienen del valor indexado del precio base de potencia del mercado spot de 7.54 US\$/kW-mes, incluyendo el costo promedio unitario de conexión de 2.83 US/kW-mes.

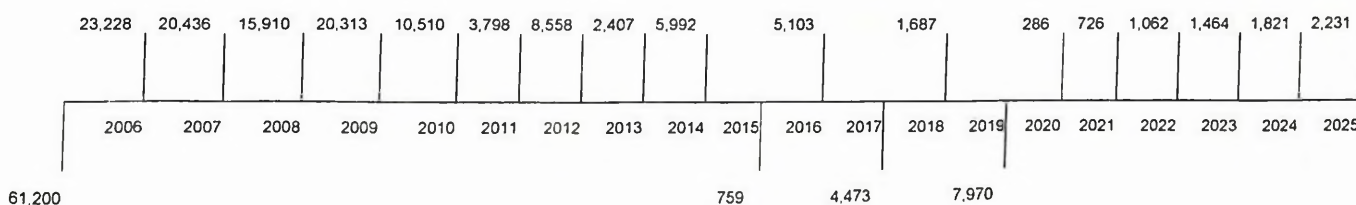
### 9.2.4 Egresos

Los egresos están relacionados a la sumatoria del capital, los intereses, la depreciación, el pago por derecho de conexión y el pago a los organismos reguladores.

### 9.2.5 Flujo de Caja

Gráfica No.12

Proyecto Planta Termoeléctrica a Carbón



Esta gráfica muestra que el flujo de caja de este proyecto en algunos años es negativo, ya que los ingresos por ventas se reflejan directamente a través de los precios de la energía en el mercado spot. Se debe tomar en consideración que las proyecciones de los precios de la energía y la potencia muy a largo plazo son muy optimistas.

### **9.2.6 Valor Presente Neto (VPN)**

El valor presente simplemente significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. Para este análisis económico utilizamos como criterio la fórmula siguiente:

$$\text{VPN} = -P + [\text{FNE1}/(1+i)^1] + [\text{FNE2}/(1+i)^2] + \dots + [\text{FNE}_n/(1+i)^n]$$

De donde obtuvimos ganancias aproximadas de US\$ 13 millones, lo que significa que debe aceptarse el proyecto ya que se recupera la inversión, con una tasa de referencia (TMAR) de un 12%.

### **9.2.7 Tasa Interna de Rendimiento (TIR)**

El TIR es la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial.

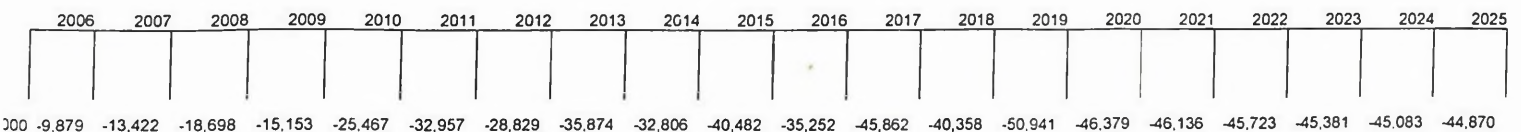
Para el flujo de caja mostrado en la gráfica No.10 se obtuvo un TIR de 21%, lo que significa que se debe aceptar la inversión ya que esta tasa es mayor que la tasa de referencia.

### 9.2.8 Comparación Análisis Económico

Otra manera de justificar este proyecto es haciendo una comparación con un proyecto alternativo. En este caso se escogió una planta termoeléctrica de la misma capacidad que utilice Fuel Oil No.6 como combustible principal, que según las proyecciones del Organismo Coordinador, es el combustible menos costoso después del carbón mineral.

Los costos de inversión para una planta termoeléctrica, según información estadística global de proyectos similares, es de US\$ 1,000 el kilovatio. La inversión total sería de US\$ 170 millones. A continuación se presenta el flujo de caja:

**Gráfica No.13**  
**Proyecto Planta Termoeléctrica a Fuel oil No.6**



Como se puede observar, el flujo de caja durante todo el período es negativo y por lo tanto no hay retorno en la inversión, así que este proyecto se debe rechazar inmediatamente.

## CONCLUSIONES

La evaluación realizada muestra que el proyecto, planteado bajo las condiciones antes indicadas, tiene un flujo de caja variable en algunos años del periodo de operación, ya que las ventas son reflejadas a través de los precios de la energía en el mercado spot. Sin embargo, se compensa con creces la inversión a realizar. El flujo de caja resultante tiene un valor presente neto de 13.2 Millones de US\$ descontado al 12% y una TIR del 21%.

Los anteriores valores muestran que el proyecto resulta conveniente para su desarrollo. Es importante decir que la incorporación de una planta de carbón en el mercado eléctrico dominicano produce una reducción significativa de los precios de la energía en el mercado spot. Además reduce significativamente, en el corto y mediano plazo, el despacho de plantas menos eficientes tales como las plantas que consumen combustibles líquidos.

Con respecto a la demanda regulada es importante mencionar que las distribuidoras están altamente contractualizadas en la actualidad, EDESTEE presenta un nivel de contractualización total, mientras que EDENORTE y EDESUR se ubican en un 80%, de este modo, los usuarios en el corto plazo sólo se beneficiarán por la baja del precio spot marginalmente en función de la porción sin contratos y del crecimiento de la demanda.

## BIBLIOGRAFÍA

- Carlos E. Méndez A. **Metodología. Guía para elaborar diseños de investigación en ciencias económicas, contables y administrativas.** McGraw Hill. Segunda Edición.
  
- Instituto Latinoamericano de Planificación Económica y Social (ILPES). **Guía para la Presentación de Proyectos.** Siglo Veintiuno Editores. 16ava Edición.
  
- Nassir Sapag Chain. **Preparación y Evaluación de Proyectos.** McGraw Hill. Cuarta Edición.
  
- Gabriel Baca Urbina. **Evaluación de Proyectos.** McGraw Hill. Cuarta Edición.
  
- José F. Valdez, **Reunión Mensual de la Sección Perú del IEEE.** Abril 26, 1973.

- Pedro Linares. **Impacto Ambiental y Energías Renovables**. Presentación hecha ante el Instituto de Postgrado y Formación Continua de la Universidad Pontificia Comillas. Madrid.
  
- Ortega, Mónica. **Energías Renovables**. <http://www.energias-renovables.com>
  
- Comisión Nacional De Energía. **Plan Energético Nacional 2004-2015**. Julio 2004.
  
- Superintendencia de Electricidad. **Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01**. Julio 2002.
  
- Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado. **Programa de Operación de Largo Plazo**. Noviembre 2004.
  
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). **Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Termoeléctricas**. Quito, Ecuador. Mayo 1994.

- International Development Assistance Company and Golder Associates Inc. **Plan de Gestión Ambiental para el Sector Energía Eléctrica de la República Dominicana.** Noviembre 1997.
  
- Allen J. Word. **Power Generation Operation and Control.** Wiley Interscience. Second Edition.
  
- Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). **Estudio de nueva capacidad de generación eléctrica a base de combustibles fósiles para el sistema eléctrico centroamericano.** México. Diciembre 1998.



# ANEXOS

# **LISTA MERITO**



**ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA**

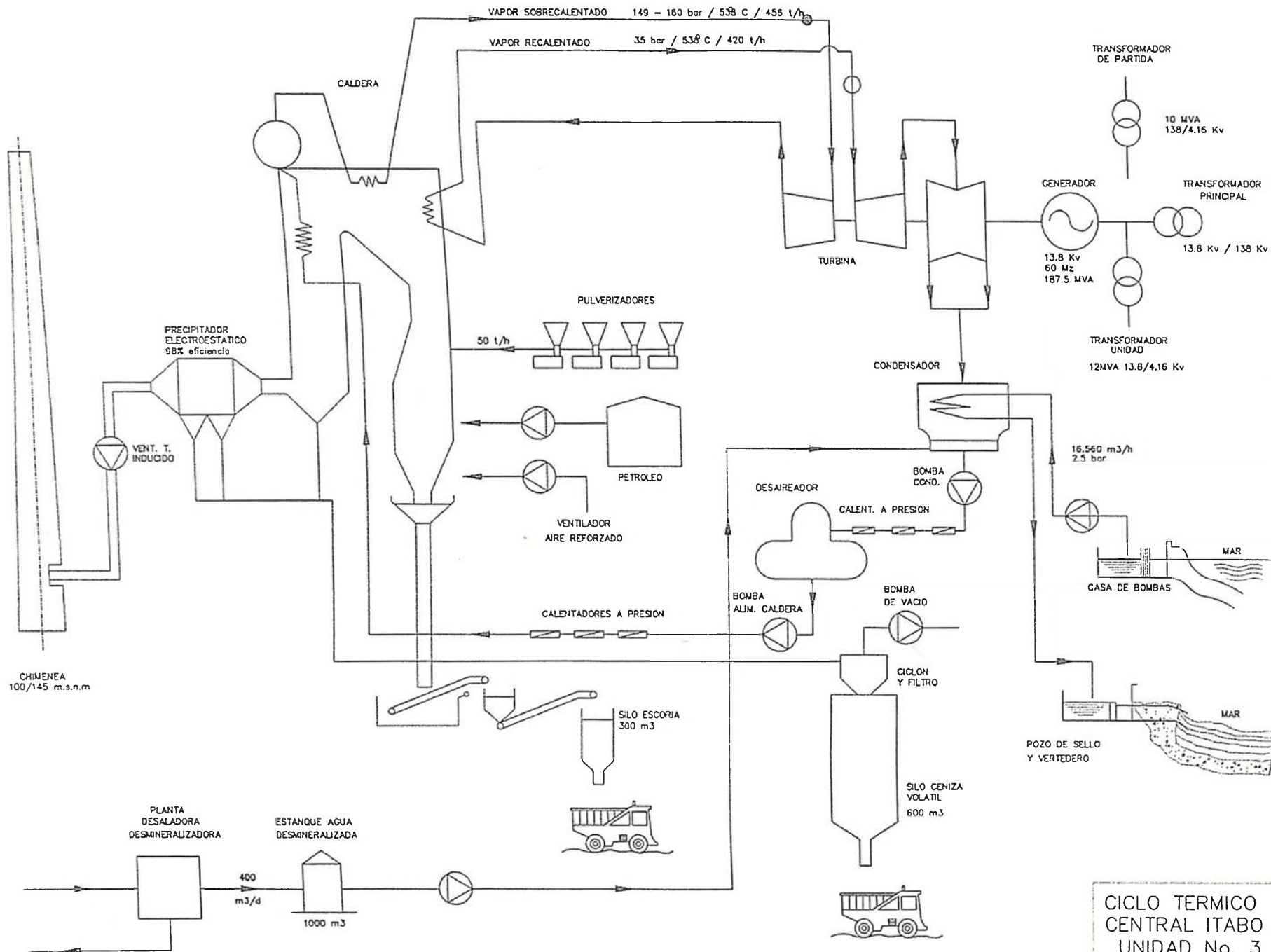
**Lista de Mérito Definitiva para la Operación en Tiempo Real**

**Mínimos Técnicos según Resolución SIE 68-2003**

Semana del 10-09_16-09-2005		Mayor Potencia Disponible	Mínimo Técnico(A)	Mínimo Técnico(B)	Costo Variable de Despacho	Potencia Disponible Acumulada
Orden	Unidad	(MW)	(MW)	(MW)	(RD\$/MWh)	(MW)
1	ITABO 1	-		90,0	626,81	
2	ITABO 2	110,0		90,0	813,20	110
3	BARAHONA CARBON	44,0		41,0	1.470,49	154
4	SULTANA DEL ESTE	151,0	75,0	115,5	1.793,20	305
5	MANZANILLO 3	-	1,2	1,2	1.888,66	305
6	AES ANDRES	300,0		150,0	1.920,29	605
7	ESTRELLA DEL MAR	73,5	21,0	56,3	1.945,20	679
8	MONTE RIO	92,4	45,0	72,8	1.981,27	771
9	CEPP 2	51,4	28,0	31,5	2.006,04	822
10	LA VEGA	55,2	55,2	70,0	2.032,12	878
11	CEPP 1	17,1	11,0	11,0	2.046,56	895
12	PALAMARA	84,6	32,1	80	2.061,23	979
13	ESTRELLA DEL NORTE	37,8	16,8	32,3	2.116,83	1.017
14	METALDOM	31,5	21,0	27,0	2.154,78	1.049
15	SMITH VAP	-		28,0	2.329,71	1.049
16	SMITH CC	-		105,0	2.465,60	1.049
17	HAINA 4	64,0		48,0	2.565,51	1.113
18	SMITH	-		132,0	2.593,39	1.113
19	SMITH CA	-			2.616,16	1.113
20	SAN PEDRO VAPOR	-		22,0	2.642,08	1.113
21	LOS MINA 5	-		60,0	2.716,00	1.113
22	PUERTO PLATA 2	35,0		26,0	2.743,26	1.148
23	LOS MINA 6	-		60,0	2.829,12	1.148
24	FALCON 1	-		30,0	2.897,58	1.148
25	FALCON 2	-		30,0	2.897,58	1.148
26	FALCON 3	-		30,0	2.897,58	1.148
27	PUERTO PLATA 1	-		15,0	2.927,67	1.148
28	HAINA 1	-		32,0	3.022,94	1.148
29	HAINA 2	40,0		32,0	3.037,12	1.188
30	CESPM 1	96,3		70,0	3.740,54	1.284
31	CESPM 2	98,5		70,0	3.740,54	1.382
32	CESPM 3	99,7		70,0	3.740,54	1.482
33	SABANA GRANDE DE BOYA	-	1,0	1,0	4.191,27	1.482
34	YAMASA	-	2,3	2,3	4.205,03	1.482
35	SABANA DE LA MAR	-	2,6	2,6	4.217,99	1.482
36	SMITH TG	74,0		55,0	4.259,92	1.556
37	CESPM 1 TG	-			4.384,86	1.556
38	CESPM 2 TG	-			4.384,86	1.556
39	CESPM 3 TG	-			4.384,86	1.556
40	MAXON	-	4,8	4,8	4.432,48	1.556
41	ARROYO BARRIL	6,0	4,2	4,2	5.265,16	1.562
42	MONTECRISTI	10,0	5,6	5,6	5.514,87	1.572
43	LA ISABELA	1,5	1,1	1,1	5.827,27	1.574
44	MANZANILLO 2	-	0,5	0,5	5.885,45	1.574
45	HAINA TG	-		60,0	5.945,07	1.574
46	DAJABON	3,5	1,8	1,8	5.986,38	1.577
47	PIMENTEL	15,0	1,3	39,0	6.140,68	1.592
48	ITABO 1 TG	-		24,0	6.244,93	1.592
49	ITABO 2 TG	-		24,0	6.244,93	1.592
50	ITABO 3 TG	-		24,0	6.244,93	1.592
51	HIGUAMO 1	-		24,0	6.657,43	1.592
52	HIGUAMO 2	-		24,0	6.657,43	1.592
53	OVIEDO	0,8	0,6	0,6	6.902,77	1.593
54	SAN PEDRO TG	-		16,0	9.706,40	1.593
55	BARAHONA TG	-		16,0	10.867,01	1.593

# **CICLO TERMICO**

## **ITABO 3**



CICLO TERMICO  
CENTRAL ITABO  
UNIDAD No. 3  
OPCION PC

PLANILLA  
ESTUDIO  
ECONOMICO







# HOJA DE EVALUACION

*Araldo Bisonó*

Araldo Bisonó Serrano  
Sustentante

*Ing. Manuel Pérez*

Ing. Manuel Pérez  
Consejero

*[Signature]*  
Presidente del Jurado

*[Signature]*  
Miembro del Jurado

*[Signature]*  
Miembro del Jurado

*C. Troncoso*  
Ing. Carlos Troncoso  
Decano Facultad Ciencia y Tecnología

*[Signature]*  
Ing. Julio Núñez  
Director Escuela Ingeniería Industrial

Calificación Numérica 93 Calificación Alfabética A

Fecha 29-09-05

Santo Domingo, Distrito Nacional, República Dominicana