

PN ABX-311
97281

AGENCIA PARA EL DESARROLLO INTERNACIONAL
DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA

**BORRADOR DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL
DEL SECTOR ELÉCTRICO
DE LA REPÚBLICA DOMINICANA**

Preparado para la
COMISIÓN NACIONAL PARA LA ENERGÍA

Junio 1994

BORRADOR DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

Preparado para la
COMISIÓN NACIONAL PARA LA ENERGÍA

Junio 1994

Preparado por:
Bechtel Corporation
Energy Technology Innovation Project
USAID Office of Energy & Infrastructure

Este informe ha sido financiado por la Agencia de Desarrollo Internacional de los EE.UU. (USAID) para cumplir con los requisitos medioambientales del Banco Mundial, Banco Interamericano de Desarrollo y USAID en el sector eléctrico de la República Dominicana.

Energy Technology Innovation Project

Suite 914 • 1601 North Kent Street • Arlington, VA 22209 • Telf. (703) 528-4488 • Fax (703) 528-2280

BORRADOR DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

Prólogo

La misión de esta Evaluación Ambiental es la de servir como documento de base para el Plan de Expansión del Sector Eléctrico que actualmente se lleva a cabo en la República Dominicana. Este plan presenta los fines y objetivos del suministro de electricidad en todo el país; las políticas para dirigir la planificación y el desarrollo de las instalaciones de generación eléctrica; las guías generales de planificación y los criterios de ubicación de futuras plantas eléctricas, estrategias de inversión alternas y la metodología empleada para establecer la estrategia de inversión sectorial preferida. También se anticipa que el Plan de Expansión del Sector Eléctrico contendrá una cantidad significativa de datos de base, no solamente acerca de las condiciones de las plantas existentes, la demanda de energía y los costos y disponibilidades de los combustibles, sino también datos físicos y un análisis medioambiental de los lugares y áreas circunvecinos a las futuras ubicaciones de las instalaciones de generación eléctrica.

La única parte del plan disponible en el momento de realizar la Evaluación Ambiental es el Informe Provisional sobre la Demanda de Electricidad preparado en Diciembre 1993. Por consiguiente, para propósitos de evaluación de futuros impactos medioambientales del sector eléctrico, la descripción del proyecto se hizo en el comisionamiento propuesto de dos plantas de generación eléctrica de 125 MW, a ser financiadas por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo, ubicadas en uno de los cuatro lugares designados. La evaluación del impacto y las medidas de mitigación propuestas para estas unidades y para plantas existentes se pueden aplicar a todas las otras instalaciones térmicas de generación eléctrica como base de cumplimiento medioambiental. Sin embargo, la falta de un plan completo al momento de la preparación de esta Evaluación Ambiental por necesidad dicta que ciertas evaluaciones, dependientes de la planificación de todo el sector, no se puedan alcanzar dentro del marco de trabajo de la Evaluación Ambiental. Esto incluye una evaluación de alternativas para estrategias de inversión del sector eléctrico en general, políticas del sector eléctrico y localizaciones específicas para futuras instalaciones de generación eléctrica.

Se entiende que, siguiendo la práctica normal de Evaluaciones Ambientales sectoriales, se prepararán los Informes del Impacto Social y Ambiental para proyectos de desarrollo específicos de acuerdo con la nueva ley ambiental aprobada en la República Dominicana. Dichos Informes de Impacto Social y Ambiental se basarán en los hallazgos y recomendaciones de esta Evaluación Ambiental, y darán los detalles del lugar y diseño de planta de generación eléctrica con evaluaciones de impacto detallados y medidas de

mitigación específicas para los proyectos a mano. Asumiendo que en ese momento esté disponible el Plan de Expansión para el Sector Eléctrico, estos impactos específicos se podrán relacionar con las políticas y estrategias.

UNA VEZ RECIBIDOS LOS COMENTARIOS SOBRE EL BORRADOR, SE
PREPARARA UNA EVALUACION AMBIENTAL DEFINITIVA Y UNA EVALUACION
AMBIENTAL RESUMIDA, EN LAS QUE SE INCORPORARAN LOS COMENTARIOS
PERTINENTES

**AGENCIA PARA EL DESARROLLO INTERNACIONAL
DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMERICA**

**BORRADOR DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE
LA REPÚBLICA DOMINICANA**

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1-1
1.1 PROPÓSITO DEL PROYECTO	1-1
1.2 CONTEXTO DEL PROYECTO	1-1
1.3 PROPÓSITO DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL	1-1
1.4 REQUISITOS DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL	1-2
1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	1-2
1.6 PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO	1-3
1.7 MECANISMOS DE IMPLEMENTACIÓN	1-3
2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA	2-1
2.1 ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	2-1
2.1.1 General	2-1
2.1.2 Descripción del sector eléctrico actual de la República Dominicana	2-2
2.1.3 Características de las plantas existentes	2-2
2.1.4 Condiciones del sector eléctrico	2-6
2.1.5 Necesidades de electricidad de la República Dominicana	2-8
2.1.5.1 Programa a corto plazo	2-9
2.1.5.2 El plan de expansión de la generación del sistema eléctrico	2-10
2.2 NORMAS EXISTENTES DEL IMPACTO AMBIENTAL	2-13
2.2.1 Normas de la calidad del aire	2-13
2.2.2 Normas del impacto de la calidad del agua	2-14
2.2.3 Normas de la administración de desechos sólidos	2-15
2.3 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS PLANTAS EXISTENTES	2-17
2.3.1 Calidad de aire	2-18
2.3.1.1 Metodología de evaluación de impactos	2-19
2.3.1.2 Impactos de instalaciones existentes	2-21
2.3.2 Calidad de agua y biología	2-24
2.3.2.1 Calidad de agua	2-24
2.3.2.2 Biología	2-28
2.3.3 Eliminación de desechos sólidos	2-29
2.3.3.1 Cenizas de carbón	2-31

2.3.3.2	Lodos	2-32
2.3.4	Uso de tierra/social	2-32
2.3.4.1	Residencial	2-33
2.3.4.2	Recreo/turismo	2-33
2.3.4.3	Social	2-34
2.4	RESTRICCIONES DEL CUMPLIMIENTO AMBIENTAL	2-35
3.	ESTRUCTURA MEDIOAMBIENTAL INSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA	3-1
3.1	ESTRUCTURA POLÍTICA Y LEGAL	3-1
3.1.1	Políticas y Leyes Medioambientales existentes	3-1
3.1.2	Política y Ley Medioambiental propuesta	3-2
3.1.2.1	Propósito de la Ley	3-2
3.1.2.2	Alcance de la Ley	3-2
3.1.2.3	Agencias Responsables	3-3
3.1.2.4	Guías y Procedimientos	3-3
3.1.2.5	Cumplimiento y Ejecución	3-3
3.2	ESTRUCTURA REGULATORIA EXISTENTE	3-4
3.2.1	Agencias Responsables en la actualidad	3-4
3.2.2	Guías de Procedimiento y Regulaciones Actuales	3-5
3.2.3	Cumplimiento y ejecución actuales	3-6
3.3	TEMAS EN LA ESTRUCTURA LEGAL Y REGULATORIA MEDIOAMBIENTAL	3-6
4.	REVISIÓN DE LA ESTRUCTURA REGULATORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO	4-1
4.1	ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE ENERGÍA	4-1
4.2	PROCEDIMIENTOS ACTUALES DE CONCESIÓN DE PERMISOS AMBIENTALES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS	4-2
4.3	ESTRUCTURA REGULATORIA E INSTITUCIONAL PROPUESTA PARA LA ENERGÍA	4-1
4.3.1	Propósito y alcance de la ley	4-1
4.3.2	Agencias responsables y protocolo de revisión ambiental	4-2
4.3.3	Guías y procedimientos ambientales	4-2
4.3.4	Cumplimiento y refuerzo ambiental	4-3
4.4	TEMAS AMBIENTALES EN LA ESTRUCTURA REGULATORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO	4-3

5. IMPACTOS AMBIENTALES Y ALTERNATIVAS DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS	5-1
5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS	5-1
5.1.1 Andrs/Boca Chica	5-1
5.1.2 San Pedro de Macor's	5-1
5.1.3 Puerto Viejo de Azœa	5-2
5.1.4 Itabo	5-2
5.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS	5-7
5.2.1 Calidad del Aire	5-7
5.2.1.1 Emisiones de Dióxido de Carbón	5-8
5.2.2 Calidad del agua/Biología	5-8
5.2.2.1 Calidad del agua	5-8
5.2.2.2 Biolog'a	5-10
5.2.3 Desecho de vertidos s—lidos	5-11
5.2.4 Uso de la tierra/Social	5-12
5.2.4.1 Andrs/Boca Chica	5-13
5.2.4.2 San Pedro de Macor's	5-14
5.2.4.3 Azœa	5-15
5.2.4.4 Itabo	5-16
5.3 LA ALTERNATIVA NO-PROYECTO	5-16
5.4 OTRAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SU EFECTIVIDAD	5-17
5.4.1 Hidroelectricidad	5-17
5.4.2 Biomasa	5-18
5.4.3 Viento	5-19
5.4.4 Conservaci—n de Energ'a	5-20
6. MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LAS INSTALACIONES PLANEADAS	6-1
6.1 CALIDAD DEL AIRE	6-1
6.1.1 Medidas de mitigación	6-1
6.1.2 Valor percibido de la reducción de emisión de aire	6-2
6.2 CALIDAD DE AGUA/BIOLOGÍA	6-3
6.2.1 Calidad de agua	6-3
6.2.1.1 Derrame de aguas de lluvia de construcción	6-3
6.2.1.2 Reabastecimiento de combustible	6-3
6.2.1.3 Aguas cloacales	6-4
6.2.1.4 Agua de arranque	6-4
6.2.1.5 Descarga de agua de enfriamiento operacional	6-4

5

6.2.1.6	Drenaje del lugar	6-5
6.2.1.7	Instalaciones de carga y transporte	6-5
6.2.1.8	Eliminación de cenizas	6-5
6.2.2	Biología	6-6
6.2.2.1	Biología de tierra	6-6
6.2.2.2	Biología acuática	6-6
6.3	ELIMINACIÓN DE DESECHOS SÓLIDOS	6-7
6.3.1	Eliminación terrestre de desechos	6-7
6.3.1.1	Selección del sitio	6-7
6.3.1.2	Preparación y diseño del sitio	6-8
6.3.2	Operación del sitio	6-9
6.3.3	Opciones de eliminación no-terrestre	6-9
6.4	USO DE TIERRAS/SOCIAL	6-10
7. PLAN DE ACCIÓN 7-1		
7.1	DESARROLLO INSTITUCIONAL DE LA CAPACIDAD DE ADMINISTRACION AMBIENTAL	7-1
7.1.1	Gu'as de procedimientos ambientales	7-2
7.1.2	Coordinaci—n entre agencias	7-4
7.1.3	Procedimientos de preparaci—n y aprobaci—n de EIAS	7-5
7.1.3.1	Ámbito pœblico	7-5
7.1.3.2	Preparaci—n y revisi—n de la EIAS	7-5
7.1.4	Programas para la planificaci—n, el estudio y el monitoreo ambiental	7-5
7.1.5	Educaci—n pœblica y preparaci—n	7-8
7.1.6	Consulta pœblica/ Participaci—n de organizaciones no gubernamentales	7-9
7.2.	DESARROLLO DE LA CAPACIDAD DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	7-9
7.2.1	Consideraciones de ubicaci—n de las nuevas instalaciones el ctricas	7-9
7.2.2	Gu'as de procedimieto ambiental del sector el ctrico	7-11
7.2.3	Autorizaci—n de la agencia	7-12
7.2.4	Coordinaci—n entre agencias	7-12
7.2.5	Procedimiento de la Agencia	7-13
7.2.6	Planificaci—n ambiental	7-14
7.2.7	Educaci—n pœblica/Informaci—n	7-14
7.2.8	Preparaci—n	7-15
7.3	ESTÁNDARES AMBIENTALES DEL SECTOR ELÉCTRICO	7-15
7.3.1	Estñndares de la calidad de aire	7-16
7.3.1.1	Estñndares de la calidad de aire ambiental	7-16
7.3.1.2	Fuentes de emisiones	7-16
7.3.2	Estñndares de la calidad del agua	7-17

7.3.2.1	Estándares de agua receptora	7-18
7.3.2.2	Estándares de los vertidos o descargas	7-18
7.4	PROCEDIMIENTOS DE CUMPLIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO	7-21
7.4.1	Plan de Mitigación de la Evaluación del Impacto Ambiental y Social	7-21
7.4.2	Permisos ambientales y programas de monitoreo	7-21
7.4.2.1	Permiso de calidad de aire y programas de monitoreo	7-22
7.4.2.2	Permisos y monitoreo de la calidad de agua	7-26
7.4.2.3	Programa del Permiso de Desechos Sólidos y Monitoreo	7-28
7.5	APOYO A LOS EQUIPOS DE LA ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO	7-30
7.6	MEDIDAS PROVISIONALES	7-31
7.6.1	Medidas de mitigación provisionales para resolver los problemas ambientales del sector eléctrico	7-31
7.6.1.1	Calidad de aire	7-31
7.6.1.2	Seguridad y mantenimiento	7-32
7.6.1.3	Eliminación de desechos sólidos	7-32
7.6.1.4	Sistema del manejo de carbón	7-33
7.6.2	Guías de procedimiento provisionales de la evaluación del informe ambiental y social (EIAS) para la expansión de generación de electricidad	7-34
7.6.2.1	Sumario ejecutivo	7-34
7.6.2.2	Estructura política, legal y administrativa	7-34
7.6.2.3	Descripción del proyecto	7-35
7.6.2.4	Datos de base	7-35
7.6.2.5	Impactos ambientales	7-35
7.6.2.6	Análisis de alternativas	7-37
7.6.2.7	Plan de mitigación	7-37
7.6.2.8	Administración y entrenamiento ambiental	7-37
7.6.2.9	Plan de monitoreo ambiental	7-37
7.6.3	Cumplimiento ambiental provisional para la expansión de generación de electricidad	7-37
7.6.3.1	Paquete de licitación	7-38
7.6.3.2	Revisión y aprobación de la EIAS	7-38
7.6.3.3	Implementación de la mitigación y los planes de monitoreo	7-38
7.6.4	Mecanismos provisionales para hacer cumplirlas medidas de mitigación	7-39
7.6.5	Estaciones de monitoreo de aire ambiental	7-39
7.6.6	Equipo de Apoyo Provisional	7-39
7.7	ORDEN DE MAGNITUD DEL COSTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	7-41

8. DOCUMENTOS CONSULTADOS	8-1
9. ORGANIZACIONES Y PERSONAS CONSULTADAS	9-1

LISTA DE TABLAS

Tabla 2-1	Capacidad y generación neta de plantas generadoras de electricidad pertenecientes a la CDE, Primer Trimestre de 1994.	2-5
Tabla 2-2	Capacidad y generación neta de plantas generadoras de propiedad privada que venden electricidad a la CDE, Primer Trimestre de 1994	2-6
Tabla 2-3	Lista de Plantas que se visitaron durante inspección en el país. Marzo, 1994	2-7
Tabla 2-4	Capacidad planificada de plantas eléctricas para el año 2010, República Dominicana	2-10
Tabla 2-5	Normas de la calidad del aire ambiental (Concentración en $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2-14
Tabla 2-6	Emisiones estimadas en 1993 de las plantas de generación de electricidad de combustible fósil en la República Dominicana (lb/hr)	2-21
Tabla 2-7	Concentraciones de emisiones en el aire en la planta de Itabo ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2-23
Tabla 2-8	Concentraciones de emisiones en el aire en la planta de Haina ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	2-24
Tabla 5-1	Niveles de emisión en el aire de las instalaciones planeadas en Itabo	5-8
Tabla 6-1	Valores de emisión de electricidad \$/Ton (dólares de 1989)	6-3
Tabla 7-1	Estándares recomendados de calidad de aire ambiental	7-16
Tabla 7-2	Estándares de ejemplo de calidad de agua del mar recibida	7-19
Tabla 7-3	Comparación de los estándares de calidad de agua efluente industrial de la República Dominicana con los estándares internacionales	7-20

LISTA DE MUESTRAS

Muestra 2-1	Instalaciones eléctricas existentes	2-4
Muestra 2-2	Demanda pico de electricidad pronosticada	2-9
Muestra 2-3	Lugares prioritarios para la expansión	2-12
Muestra 2-4	Efectos de la calidad del aire	2-27
Muestra 2-5	Efectos de la calidad del agua/Biología	2-37
Muestra 2-6	Prácticas de eliminación de desechos sólidos	2-38
Muestra 2-7	Efectos en el uso de la tierra/social	2-40
Muestra 2-8	Actividades de mantenimiento de planta	2-41
Muestra 5-1	Lugar propuesto en Andrés	5-3
Muestra 5-2	Lugar propuesto en San Pedro de Macorís	5-4
Muestra 5-3	Lugar propuesto en Puerto Viejo de Azúa	5-5
Muestra 5-4	Lugar propuesto en Itabo	5-6

LISTA DE ANEXOS

Anexo A	Datos de planta, plantas eléctricas existentes en la República Dominicana
Anexo B	Calidad del aire
Anexo C	Lista de instituciones gubernamentales
Anexo D	Principales organizaciones no gubernamentales
Anexo E	Guías del Banco Mundial para la salud y seguridad laboral

SIGLAS

Sigla	Definición
BH	Aparato <i>Baghouse</i>
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAASD	Corporación del Acueducto y Alcantarillado de Santo Domingo
CDE	Corporación Dominicana de Electricidad
CFR	Código de Regulaciones Federales (EE.UU.)
CIBIMA	Centro de Investigación de Biología Marina
CNE	Consejo Nacional de Energía
COENER	Comisión Nacional de Política Energética
CONATEF	Comisión Técnica Forestal
DECON	Deutsche Energie-consult Ingenieurgesellschaft mbH
DIGENOR	Dirección General Normas y Sistemas de Calidad
DNP	Dirección Nacional de Parques
EA	Estudio Ambiental
IAS	Evaluación Impacto Ambiental y Social
EIS	Estudio de Impacto Ambiental
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
ESMAP	Programa de Asistencia de Gerencia en el Sector de Energía
ESP	Precipitador Electrostático
FEDOMASEC	Federación Dominicana de Asociaciones Ecologistas
GODR	Gobierno de la República Dominicana
INAPA	Instituto Nacional de Aguas Potables y Alcantarillado
INDRHI	Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos
ISA	Instituto Superior de Agricultura
JUNTA	Asociación para el Desarrollo de San José de Ocoa, Inc.
LPG	Gas Líquido de Petróleo
MAMMA	Fundación Dominicana para la Investigación y Conservación de los Recursos Marinos
METALDOM	Complejo Metalúrgico Dominicano
MNHN	Museo Nacional de Historia Natural
MEC	Monitor de Emisión Continua
MTCD	Mejor Tecnología de Control Disponible
NEPA	Ley de Política Ambiental Nacional de los EE.UU.
NESHAP	Estándares Nacionales de Emisión de Contaminantes del Aire
ONAPLAN	Oficina Nacional de Planificación
ONG	Organizaciones no-gubernamentales
PGIR	Proyecto de Generación Eléctrica y Reestructuración Institucional
PRONATURA	Fondo Integrado ProNaturaleza
RCRA	Ley de Conservación y Recuperación de Recursos
SURENA-SEA	Subsecretaría de Estado de Recursos Naturales
UNCED	Conferencia de las Naciones Unidas para el Ambiente y el Desarrollo
USAID	Agencia para el Desarrollo Internacional de los Estados Unidos

USEPA
ZOODOM

Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos
Parque Zoológico Nacional

ABREVIACIONES

<u>Abreviación</u>	<u>Definición</u>
BTU	Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit)
°C or C	Grados Celsius (Centígrados)
K	Kelvin
µg/m ³	Microgramos por metro cúbico
CO	Monóxido de Carbono
PD	Promedio Diario
dBA	Decibeles
Gwh	Gigawatt-hora
H ₂ S	Sulfuro de Hidrógeno
Ldn	Sonido promedio ponderado
km	Kilómetro
kV	Kilovolt
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt hora
lb	Libra
m	Metro
m/s	Metro por segundo
mg/l	Miligramo por litro
mg/m ³	Miligraino por metro cúbico
MW	Megawatt
ng/J =	Nanogramo/Joule = 0.00233 LB/millón de BTU
ng/m ³	Nanogramos por metro cúbico
NO ₂	Dióxido de Nitrógeno
NO _x	Óxidos de Nitrógeno
O ₃	Ozono
PM ₁₀	Partículas de tamaño inferior a 10 micrones
ppm	Partes por millón
RD\$	Pesos de la República Dominicana
SO ₂	Dióxido de Azufre
SO _x	Óxidos de Azufre
tpe/año	Toneladas de petróleo equivalentes por año
tpa	Toneladas por año
PST	Partículas Suspendingas Totales
%p S	Porcentaje en peso de Azufre

1. INTRODUCCIÓN

1.1 PROPÓSITO DEL PROYECTO

El Consejo Nacional para la Energía de la República Dominicana está actualmente terminando el Proyecto de Generación de Electricidad y Reestructuración Institucional. Este proyecto se necesita para planificar nuevas instalaciones de generación de electricidad de una manera eficiente y económica que sirva a la industria, residentes y al sector turístico; ubique y controle la operación de plantas de generación de electricidad de una forma responsable con el medio ambiente; y suministre una base económicamente rentable para la generación de electricidad en la República Dominicana.

Los componentes claves del Proyecto de Generación de Electricidad y Reestructuración Institucional son el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, que proyecta la demanda de electricidad hasta el año 2010 y designa los lugares potenciales para futuros desarrollos de plantas de generación eléctrica; la Ley sobre Energía de la República Dominicana, que sienta las bases para la privatización del sector eléctrico y la entrada en operación, en corto plazo, de dos plantas de electricidad de propietarios privados con capacidad de 125 MW cada una.

1.2 CONTEXTO DEL PROYECTO

El Plan de Expansión del Sector Eléctrico se encuentra en este momento en preparación y las recomendaciones de esta evaluación ambiental se incorporarán en el Plan. La Ley sobre Energía se ha presentado al Congreso de la República Dominicana y se espera su aprobación en el verano de 1994. Mientras tanto, se ha nombrado un equipo técnico por el Consejo Nacional para la Energía como agencia de transición que une la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE) y la Superintendencia de Electricidad, que regulará el sector privado de generación de electricidad una vez se adopte la Ley sobre Energía. El Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo suministrarán un préstamo de aproximadamente \$220 millones para financiar las dos nuevas plantas planificadas para el futuro inmediato. Los bancos multilaterales de desarrollo requieren de una evaluación ambiental antes que se conceda la aprobación del préstamo.

1.3 PROPÓSITO DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL

El propósito de esta evaluación ambiental se desglosa en tres partes:

- Proveer datos de antecedentes ambientales, una evaluación del impacto ambiental en todo el sector, y medidas de mitigación que funcionen como guías medioambientales de apoyo al Plan de Expansión del Sector Eléctrico

14

- Identificar los primeros pasos que se requieren para el fortalecimiento de la agencia medioambiental que implementará la Ley sobre Energía
- Proveer los requisitos ambientales de diseño necesarios para los paquetes del concurso que se prepararán para las dos nuevas plantas financiadas por el Banco Mundial / Banco Interamericano de Desarrollo

La República Dominicana ha introducido recientemente la Ley de Protección y Calidad Ambiental en el Congreso. Esta Ley provee las bases para el desarrollo de un sistema de supervisión ambiental de todos los proyectos de desarrollo en el país. Actualmente, sin embargo, no existen requisitos legales para la preparación de Informes de Impacto Ambiental para nuevos proyectos. Las guías del Banco Mundial para la evaluación ambiental en el sector eléctrico son las bases para la preparación de esta evaluación ambiental. Los requisitos del Banco Interamericano de Desarrollo son similares a los del Banco Mundial y, por lo tanto, no se citan separadamente.

1.4 REQUISITOS DE LA EVALUACIÓN AMBIENTAL

El proyecto propuesto ha sido designado categoría B por el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo. De acuerdo a esta designación, el foco de esta evaluación ambiental es el de recomendar un plan de acción - una estrategia de mitigación que pueda ser incorporada en el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.

Una evaluación ambiental de categoría B es similar, por naturaleza, a un estudio de impacto ambiental programático según la Ley de Política Nacional Medioambiental de los Estados Unidos. La evaluación ambiental cubre los temas más generales de impacto ambiental que se pueden aplicar a un sector completo en todo el país. Los subsecuentes informes o declaraciones de impacto ambiental específicos de un proyecto incorporan, mediante referencias, las discusiones generales de la evaluación ambiental y se concentran solamente en los temas específicos del proyecto. Este proceso, denominado en inglés “*tiering*”, permite a la agencia, en este caso el equipo técnico, al Banco Mundial y al Banco Interamericano de Desarrollo, enfocarse en los temas que están a la espera de decisiones y excluir de consideración los que no estén listos todavía.

1.5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se ha definido como la construcción de dos plantas de generación de electricidad de 125 MW en uno (o más) de los cuatro lugares prioritarios de desarrollo que han sido identificados por el equipo técnico. Se entiende que las recomendaciones serán aplicables al sector eléctrico en general, incluyendo las plantas existentes.

1.6 PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO

Se anticipa que el préstamo se ejecute a fines de 1994. Las solicitudes de pre-calificación de ofertas privadas, para las nuevas instalaciones de generación eléctrica, se enviarán durante el verano de 1994. Se anticipa que la construcción comience a fines de 1995 y la puesta en operación de la planta en 1998.

1.7 MECANISMOS DE IMPLEMENTACIÓN

Se requerirán de nuevos mecanismos institucionales para la implementación de la Ley sobre Energía y la Ley de Protección y Calidad Ambiental. Esto traerá como consecuencia una revisión de las organizaciones de las agencias en todo el país y los procedimientos de coordinación entre las agencias; la institución de evaluaciones ambientales y los procedimientos de cumplimiento para todos los sectores, incluyendo el sector eléctrico; la emisión de regulaciones específicas del sector; y la definición de estándares específicos del sector.

Esta evaluación ambiental provee las recomendaciones para asistir al equipo técnico en obtener el cumplimiento, por parte de los propietarios de las dos nuevas plantas de generación eléctrica, de las regulaciones ambientales y establecer el trabajo de base para un marco institucional permanente del medio ambiente para el Sector Eléctrico de la República Dominicana.

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

2.1 ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1.1 General

El sector eléctrico de la República Dominicana consiste de tres partes: instalaciones de generación hidro-eléctrica y de combustibles fósiles, un sistema de transmisión de alto voltaje y un sistema de distribución de voltaje medio. La capacidad total instalada de la República Dominicana es de aproximadamente 2.070 MW.¹ La Corporación Dominicana de Electricidad controla casi el 70% (1.425 MW) de la capacidad de generación eléctrica a nivel nacional, así como del sistema de transmisión de alto voltaje y el sistema de distribución de voltaje medio. El 30% restante de la capacidad de generación eléctrica está en manos del sector privado. Hasta este año, el sector privado podía instalar solamente unidades de generación para uso interno, mientras que el gobierno (la Corporación Dominicana de Electricidad) tenía el poder de adquirir la electricidad producida por las instalaciones privadas de generación eléctrica para llenar los vacíos en la cobertura del servicio del sector público.

Un estudio realizado por USAID en 1989² estimó que, basado en la relación entre el crecimiento del PIB y la generación eléctrica, las interrupciones en el servicio eléctrico costaron a la economía dominicana US\$218,4 millones anualmente entre 1984 y 1988. Debido al aumento en los cortes de electricidad, en lo que va de la década de los 90, se estima que los costos anuales para la República Dominicana alcancen los US\$500 millones.

Para solucionar este problema, el Gobierno de la República Dominicana ha comenzado un proceso de reorganización del sector de generación eléctrica. El Decreto No. 148-93, de mayo de 1993, se firmó para instituir una estrategia para reformar, reestructurar y expandir el sector eléctrico con el fin de promover la participación del sector privado. El decreto creó el Consejo Nacional para la Energía, que está asesorado por el Equipo Técnico.

Como parte del proceso de privatización, el Gobierno de la República Dominicana ha autorizado el desarrollo de dos nuevas plantas de generación de electricidad de propiedad privada. El equipo técnico ha sido encargado del borrador de la nueva ley sobre energía, a aprobarse en el Congreso dominicano. La Ley sobre Energía tiene el fin de desregularizar y codificar la privatización del sub-sector de generación de energía eléctrica, así como también algunas partes del sistema de distribución. La nueva ley creará una agencia reguladora denominada Superintendencia de Electricidad que reemplazará a la Corporación Dominicana

¹ *Project Paper Draft Outline, Energy Privatization Project (No. 517-0270)*, USAID/Dominican Republic, 1993.

² Memorandum, de G. Weynand a S. Schweitzer, et.al. Asunto: Informe de Viaje - Santo Domingo, República Dominicana, 22 de Julio de 1993.

de Electricidad como agencia responsable de la planificación e implementación de todos los proyectos de generación eléctrica.

2.1.2 Descripción del sector eléctrico actual de la República Dominicana

La generación de electricidad se hace a través de plantas de generación de combustible fósil, ubicadas principalmente en la costa, y de plantas hidro-eléctricas ubicadas en el interior. Las plantas de combustible fósil están cerca de los principales centros de carga, como se puede ver en la Muestra No. 1. El sector emplea una variedad de fuerzas motrices: turbinas a vapor y gas, motores de *diesel* y turbinas hidráulicas. La generación de vapor se hace con dos tipos de combustibles principalmente: carbón y combustible residual (algunas veces llamado combustible No. 6 o “Bunker C”). Las turbinas a gas y los motores de *diesel* usan gasóleo, también conocido como combustible No. 2.

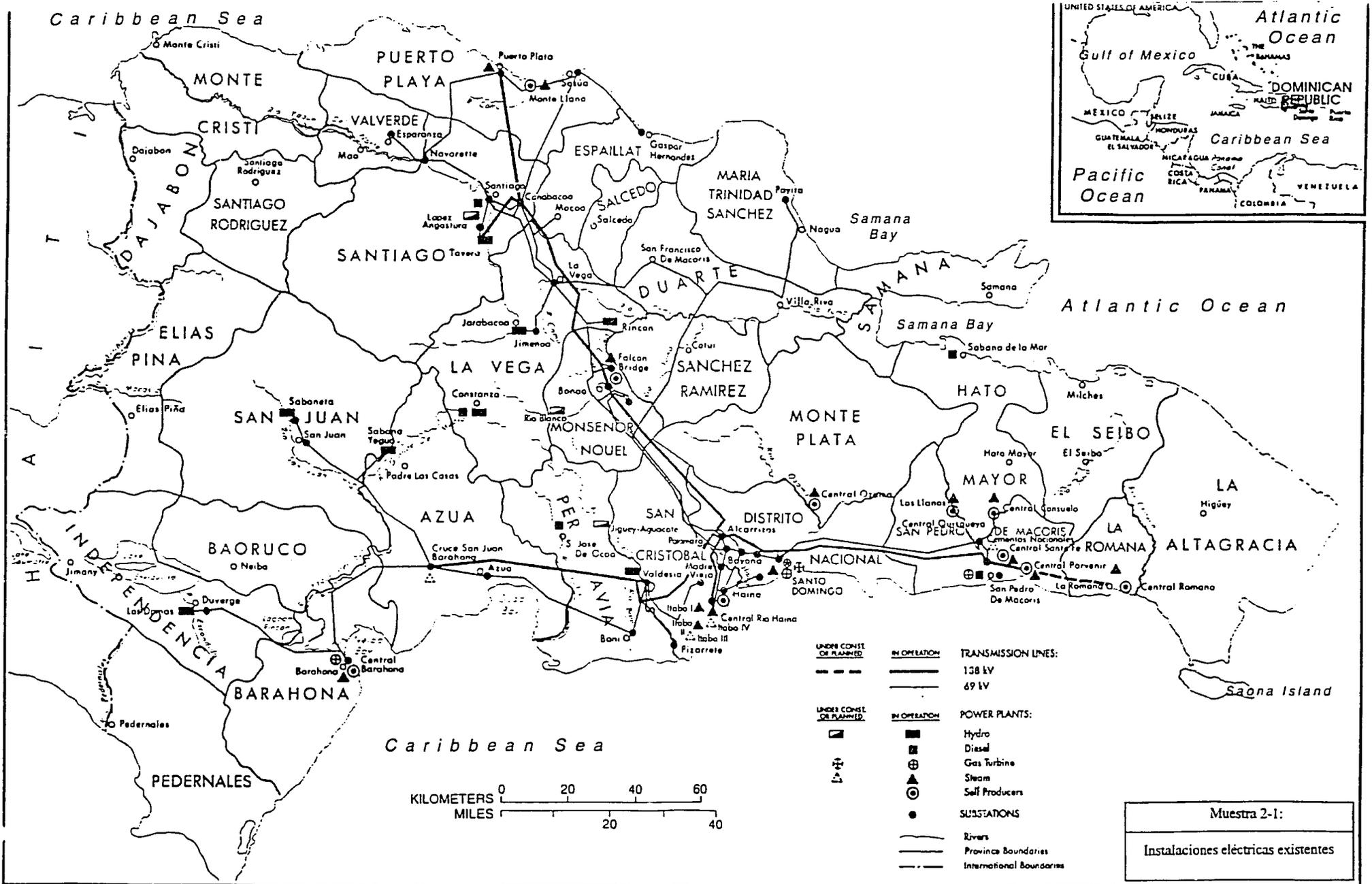
La mayoría de estas plantas pertenecen y son operadas por la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). Actualmente, el sector de generación de la Corporación se compone de doce unidades de turbinas a vapor (que representan el 52% de la capacidad de generación de la CDE), ocho unidades de turbinas a gas (21%), cuatro unidades de *diesel* (<1%) y quince unidades hidro-eléctricas (26%), para dar una capacidad total instalada alrededor de 1.425 MW. Las restantes plantas de generación de electricidad de la República Dominicana pertenecen al sector privado, y generan electricidad para el uso interno de sus propietarios. Sin embargo, cinco de estas estaciones de propiedad privada venden hasta 145 MW de su capacidad de generación a la CDE para la red nacional.

La red de transmisión de alto voltaje de la Corporación Dominicana de Electricidad consiste en líneas de transmisión de 138 kV y 69 kV. El sistema de 138 kV interconecta las regiones principales de generación y el corredor entre Puerto Plata en el norte y Santo Domingo en el sur, así como entre Santo Domingo y San Pedro de Macorís en el este. También conecta las cinco unidades hidro-eléctricas más grandes a la red nacional. La red de 69 kV distribuye electricidad a las regiones del suroeste y noreste del país. El sistema de 69 kV también conecta las plantas hidro-eléctricas más pequeñas a la red nacional. La conexión a los centros de carga se hace a través de un sistema de distribución de voltaje medio de 12.5 kV.

2.1.3 Características de las plantas existentes

La Tabla 2-1 presenta las capacidades de las plantas de generación eléctrica de la Corporación Dominicana de Electricidad que actualmente se encuentran en operación en la República Dominicana. La tabla muestra la capacidad instalada nominal (indicada en las placas) de las unidades, así como su capacidad disponible actual. La capacidad disponible mostrada refleja la capacidad neta que se puede entregar a la red (neta del uso interno en la planta generadora). La capacidad de algunas unidades está limitada por cortes extensos de electricidad, equipo no disponible o de tamaño menor al requerido e ineficiencias de la operación. Las condiciones limitan seriamente la habilidad de la Corporación Dominicana de Electricidad de cumplir con las demandas pico, no solamente durante la estación seca, sino durante otras temporadas del año también. La Tabla 2-1 también muestra la cantidad de

generación eléctrica neta de cada unidad en los últimos cuatro años. La generación neta es la cantidad de electricidad entregada a la red. La Tabla 2-2 muestra datos similares para las plantas de generación del sector privado que suministran electricidad a la red de la CDE. La “Capacidad Disponible” en esta tabla representa la porción de la capacidad de la planta disponible para la CDE.



Muestra 2-1:
Instalaciones eléctricas existentes

Source: World Bank

Tabla 2-1 Capacidad y Generación Neta de Plantas Generadoras de Electricidad pertenecientes a la CDE, Primer Trimestre de 1994.

Unidad de Generación	Capacidad (MW) ¹		Generación Neta (Gwh) ²			
	Instalada	Disponible	1990	1991	1992	1993
Plantas de Generación con turbinas a vapor						
Itabo 1	125,0	0,0 ³	329,8	545,5	499,9	374,5
Itabo 2	125,0	115,0 ³	643,3	302,5	723,0	761,3
Haina 1	54,0	48,0 ³	22,7	0,0	0,0	212,0
Haina 2	54,0	0,0 ³	107,0	74,5	184,2	8,5
Haina 3	84,9	36,0 ³	319,5	216,7	259,8	217,2
Haina 4	84,9	52,0 ³	52,0	310,2	351,2	284,5
Haina 5	84,9	70,0 ³	166,1	0,0	0,0	233,2
Santo Domingo 5	12,7	8,5 ³	34,5	61,3	73,6	66,2
Santo Domingo 8	26,5	0,0 ³	137,7	123,2	126,8	46,4
Puerto Plata 1	27,6	19,0 ³	0,0	0,0	91,6	142,0
Puerto Plata 2	36,8	0,0 ³	94,0	140,4	39,1	0,0
San Pedro 1	33,0	30,0 ³	144,1	212,0	207,0	229,1
TOTAL	749,3	378,5	2050,7	1986,3	2556,2	2574,9
Plantas de Generación con turbinas a gas						
Los Mina 1	35,0	22,0 ³	0,0	0,0	63,2	122,5
Los Mina 2	35,0	23,0 ³	0,0	20,4 ⁴	122,5	111,1
Los Mina 3	65,0	0,0 ³	0,0 ⁴	0,0 ⁴	110,8	67,5
Los Mina 4	65,0	0,0 ³	0,0 ⁴	11,5	213,0	203,6
Timbeque 1	21,1	15,0 ³	94,1	112,4	72,1	87,6
Timbeque 2	21,1	18,0 ³	85,3	111,6	68,5	79,6
San Pedro de Macorís	28,3	25,0 ³	0,0	0,0	0,0	31,2
Barahona	28,3	0,0 ⁵	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	298,8	103,0	179,4	255,9	650,1	703,1
Plantas de Generación con motores diesel						
Constanza	2,6	0,0 ⁶	0,0	0,0	0,0	0,0
Sabana de la Mar	0,5	0,5 ⁶	0,7	0,7	0,0	0,0
Manzanillo	0,5	0,5 ⁶	0,3	0,4	0,2	0,1
Pedernales	1,7	1,7 ⁶	2,5	3,1	3,4	4,0
TOTAL	5,3	2,7	3,5	4,2	3,6	4,1
Plantas de Generación hidro-eléctricas						
Tavera 1 & 2	96,0	48,0 ⁷	137,2	232,1	195,9	324,1
Valdesia 1 & 2	54,0	25,0 ⁷	51,7	58,9	41,4	135,0
Jigüey 1 & 2	98,0	72,0 ⁷	0,0 ⁴	0,0 ⁴	76,1	293,1
Aguacate 1 & 2	52,0	36,0 ⁷	0,0 ⁴	0,0 ⁴	58,1	275,9
Sabana Yegua	12,5	6,0 ⁷	32,9	78,5	55,0	83,7
Rincón	10,1	6,0 ⁷	14,3	20,6	20,4	32,8
Las Damas	7,5	2,0 ⁷	22,1	22,3	18,7	16,9
Sabaneta	6,0	4,0 ⁷	16,2	24,8	26,6	32,9
Jimenoa	8,0	6,0 ⁷	49,5	46,7	45,7	57,9
Hatillo	8,0	6,0 ⁷	52,1	50,7	37,9	47,2
López-Angostura	18,0	8,0 ⁷	68,6	98,7	80,1	111,6
TOTAL	370,1	219,0	444,6	633,3	655,9	1411,1
GRAN TOTAL	1423,5	703,2	2678,2	2879,7	3865,8	4693,2

¹ Capacidad disponible para el 1er. Trimestre de 1994.

² Datos proporcionados por la CDE, Departamento de Planificación, Marzo 1994.

³ Datos proporcionados por la CDE, Departamento de Planificación, FAX de fecha 20 de Abril, 1994.

⁴ Unidad en construcción en este momento.

⁵ Conversación telefónica con la Sra. Milagros Ramirez (Departamento de Planificación) 10 de Mayo, 1994.

⁶ Informe Provisional DECON, *Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana*, Marzo de 1994.

⁷ Conversación telefónica con la Sra. Milagros Ramirez (Departamento de Planificación) 12 de Mayo, 1994.

Tabla 2-2 Capacidad y generación neta de plantas generadoras de propiedad privada que venden electricidad a la CDE, primer trimestre de 1994

Unidad de Generación	Capacidad (MW) ¹		Generación Neta (Gwh) ²			
	Disponibile	Comprada	1990	1991	1992	1993
Electricidad comprada						
Santiago	12,0	10,0 ²	35,6	39,1	64,8	82,1
Falcon Bridge	40,0	40,0 ³	289,7	307,3	332,2	297,6
WŠrsilŠ Domingo	40,0	40,0 ²	153,3	218,6	249,3	252,6
WŠrsilŠ Puerto Plata	18,0	0,0 ²	0,0 ²	51,8	116,8	109,6
Metaldom	35,0	35,0 ²	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	145,0	125,0	478,6	616,8	763,1	741,9

¹ Capacidad disponible para el 1er Trimestre de 1994.

² Datos proporcionados por la CDE, Departamento de Planificaci—n, FAX de fecha 20 de Abril, 1994.

³ Datos proporcionados por la CDE, Departamento de Planificaci—n, FAX de fecha 8 de Mayo, 1994.

Fuente: *Plan Nacional de Expansi—n de la Generaci—n del Sistema Elctrico de la Repablica Dominicana*, Informe Provisional DECON. Marzo, 1994; CDE Departamento de Planificaci—n, 1994

El Anexo A provee informaci—n detallada acerca de las caracter—sticas de las plantas t—rmicas de generaci—n de electricidad en la Rep—blica Dominicana incluyendo el n—mero de unidades, estado, antig—edad, caracter—sticas de las calderas y datos de combustibles.

2.1.4 Condiciones del sector el—ctrico

La confiabilidad del suministro el—ctrico en la Rep—blica Dominicana ha disminuido durante la d—cada anterior. Apagones totales y parciales ocurren com—nmente. Muchos negocios se ven forzados a instalar sus propias capacidades de generaci—n o, de lo contrario, sufren grandes p—rdidas econ—micas. El equipo de evaluaci—n ambiental visit— las plantas representativas en Marzo de 1994. Estas plantas representan distintos tipos de generaci—n el—ctrica (turbinas a vapor y gas, *diesel* e hidro-el—ctrica), tipos de combustibles, ubicaci—n geogr—fica (ver la Tabla 2-3). El reconocimiento en cada planta consisti— en observaciones visuales y entrevistas con los gerentes de planta y personal de operaci—n, que confirmaron los resultados presentados en estudios previos dirigidos por DECON³ y el Banco Mundial⁴. La poca confiabilidad del sistema el—ctrico se puede atribuir en gran medida a un mantenimiento inadecuado o inexistente y a un equipo obsoleto o antiguo. Como se muestra en las Tablas 2-1 y 2-2, la capacidad disponible del pa—s se ha reducido a aproximadamente 848 MW (703 MW de la Corporaci—n Dominicana de Electricidad y 145 MW comprados). Con una demanda pico esperada de 1.097 MW⁵ en 1994, la Corporaci—n Dominicana de Electricidad tiene, en el presente, un d—ficit de capacidad de casi 250 MW.

³ *La Situaci—n Energ—tica y Proyectos Principales*. Informe DECON, Diciembre 1993 y *Plan Nacional de Expansi—n de la Generaci—n del Sistema El—ctrico de la Rep—blica Dominicana*. Informe Provisional DECON, Marzo 1994.

⁴ Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas/Banco Mundial, Programa de Asistencia a la Gerencia del Sector Energ—tico, Divisi—n de Estrategias y Programas. Informe *Dominican Republic - Issues and Options in the Energy Sector*, Mayo 1991.

⁵ Informe Provisional DECON, *Plan Nacional de Expansi—n de la Generaci—n del Sistema El—ctrico de la Rep—blica Dominicana*, Marzo 1994.

Tabla 2-3. Lista de Plantas que se visitaron durante inspección en el país. Marzo, 1994

NOMBRE DE LA PLANTA	LUGAR DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	NÚMERO DE UNIDADES EN OPERACIÓN Y CAPACIDAD DISPONIBLE	TIPO DE COMBUST.	CONTROL DE CONTAM.
Itabo	Santo Domingo	Turbina a vapor	Unidad 1 - 0 MW Unidad 2 - 115MW	Combustible #6 o Carbón	Unidad 1 - Cámara Ciclón, Precipitador Electrostático (ESP) Unidad 2 - Cámara Ciclón, ESP
Haina	Santo Domingo	Turbina a vapor	Unidad 93 2 -0MW Unidad 3 - 36 MW Unidad 4 - 52 MW Unidad 5 - 70 MW	Combustible #6	Ninguno
Santo Domingo	Santo Domingo	Turbina a vapor	Unidad 5 -8.50MW Unidad 8 - 0 MW	Combustible #6	Ninguno
Puerto Plata	Puerto Plata	Turbina a vapor	Unidad 1 -19.0MW Unidad 2 - 0 MW	Combustible #6	Ninguno
San Pedro de Macorís	San Pedro de Macorís	Turbina a vapor	Unidad 1 -30.0MW	Combustible #6	Unidad 1 - Cámara Ciclón
Los Mina	Santo Domingo	Turbina a gas	Unidad 1 -22.0MW Unidad 2 -23.0MW Unidad 3 -0 MW Unidad 4 - 0 MW	Combustible #2	Ninguno
Timbeque	Santo Domingo	Turbina a gas	Unidad 1 -15.0MW Unidad 2 -18.0MW	Combustible #2	Ninguno
WŠrsilŠ	Santo Domingo	Motor Diesel	Unidad 1 -5.71MW Unidad 2 -5.71MW Unidad 3 -5.71MW Unidad 4 -5.71MW Unidad 5 -5.71MW Unidad 6 -5.71MW Unidad 7 -5.71MW	Combustible #2	Ninguno
Valdesia	Valdesia	Hidroeléctric a	Unidad 1 -27.0MW Unidad 2 -27.0MW	No Aplica	No Aplica

No existe un programa de mantenimiento preventivo y las reparaciones necesarias no se han llevado a cabo por mucho tiempo. La poca disponibilidad del sistema no permite a la Corporación Dominicana de Electricidad poner ninguna planta fuera de servicio para mantenimiento regular, excepto por muy cortos períodos. Estas puestas fuera de servicio son normalmente de emergencia y las reparaciones generalmente se limitan a las necesarias para poner a la unidad en operación de nuevo. La débil situación financiera de la Corporación Dominicana de Electricidad limita la cantidad de dinero disponible para mantenimiento. Actualmente, con siete plantas fuera de servicio debido a trabajos de mantenimiento, la Corporación Dominicana de Electricidad se ve forzada a demorar el mantenimiento importante de plantas en operación, aumentando así el riesgo de cortes más frecuentes.

Las malas condiciones de los sistemas de transmisión y distribución también contribuyen significativamente a la deficiente entrega del servicio eléctrico. La falta de aparatos de protección, los circuitos sobrecargados y equipos sub-diseñados conllevan a los frecuentes cortes de servicio. Las pérdidas totales en el sistema de transmisión y distribución han aumentado de 32% en 1990 a casi 39% en 1993.⁶ Estas pérdidas del sistema de transmisión requieren que la Corporación Dominicana de Electricidad tenga una mayor capacidad disponible de la que tendrá si contara con una red de distribución y transmisión bien diseñada y con el mantenimiento adecuado.

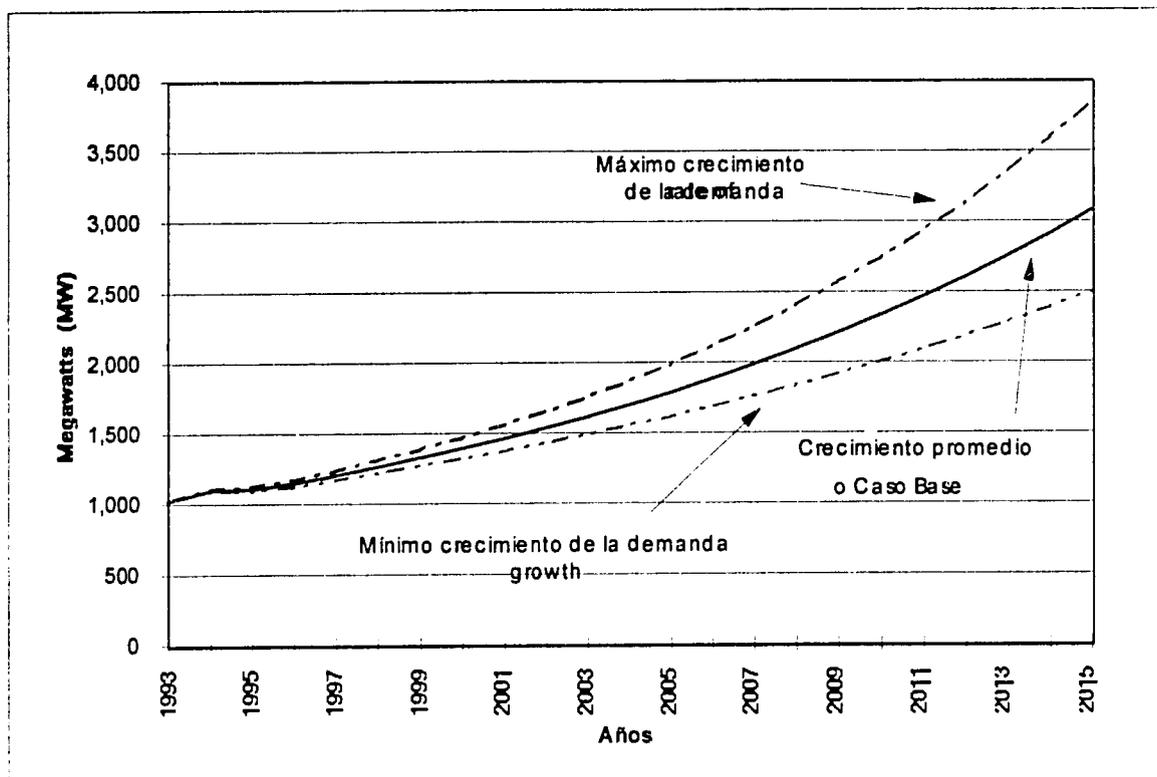
2.1.5 Necesidades de electricidad de la República Dominicana

Durante 1993, el suministro total de energía en el sector eléctrico de la República Dominicana fué de aproximadamente 5.434 Gigawatt-horas (Gwh).⁶ Para el mismo año, la demanda total de energía fué de aproximadamente 6.523 Gwh. El déficit total de energía para el año 1993 fué de aproximadamente 1.089 Gwh.

La demanda de electricidad pronosticada para el período 1993-2015 se muestra en la Muestra 2-2. Históricamente, la Corporación Dominicana de Electricidad no ha podido satisfacer la demanda del sistema. En vista de esta situación, el Gobierno de la República Dominicana ha tomado los pasos necesarios para aumentar la capacidad disponible y la disponibilidad en el corto y largo plazo.

⁶La Situación Energética y Proyectos Principales. Informe DECON, Diciembre 1993.

⁶La Situación Energética y Proyectos Principales. Informe DECON, Diciembre 1993.



Fuente: Informe Provisional DECON, *Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana*, Marzo 1994.

Muestra 2-2 Demanda Pico de Electricidad Pronosticada

2.1.5.1 Programa a corto plazo

Para lograr que el sistema satisfaga la demanda a corto plazo, la Corporación Dominicana de Electricidad ha planeado añadir 744,5 MW de capacidad disponible durante el año 1995.⁷ Unos 397,5 MW retornarán al sistema como resultado de la rehabilitación de siete plantas de generación de electricidad de turbinas a vapor y gas (Itabo 1, Haina 2, Santo Domingo 8, Puerto Plata 2, Los Mina 3 y 4, y Barahona). La Corporación Dominicana de Electricidad comprará 275 MW adicionales a tres compañías privadas: 185 MW de Smith Co-generation International, 50 MW de la Compañía de Electricidad de Puerto Plata en su planta de Wärtsilä y entre 40 y 50 MW del Complejo Metalúrgico Dominicano (METALDOM). Finalmente, la terminación de la estación a vapor de 42 MW en Barahona y la planta hidroeléctrica de 30 MW en Río Blanco añadirán 72 MW más. Si este ambicioso programa se ejecuta como se ha planificado, el suministro eléctrico excederá la demanda proyectada para los años 1995 y 1996 y eliminará el déficit al que la Corporación Dominicana de Electricidad se ha enfrentado durante la última década.

⁷ *La Situación Energética y Proyectos Principales*. Informe DECON, Diciembre 1993.

25

Para proveer de suficiente reserva al sistema y asegurar el suministro eléctrico en el futuro, y el respaldo necesario en caso de que el programa de rehabilitación planificado se demore en entrar en operación, el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo están suministrando un paquete préstamo a la República Dominicana para cubrir el costo de dos plantas eléctricas adicionales de 125 MW. Se han identificado cuatro lugares prioritarios para la localización de estas plantas (ver la Muestra 2-3).

Al mismo tiempo que la Corporación Dominicana de Electricidad está comprometida en aumentar la capacidad dentro del sistema de generación eléctrico, ha comenzado un programa para rehabilitar las redes de distribución y sub-estaciones en Santo Domingo, Santiago y otras 10 importantes ciudades. Se espera que este programa cueste cerca de US\$104 millones, para la construcción de nuevas líneas de transmisión y sub-estaciones.

2.1.5.2 El plan de expansión de la generación del sistema eléctrico

La Corporación Dominicana de Electricidad ha comenzado la preparación del Plan de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico para la República Dominicana. Los objetivos principales de este Plan son los de corregir el déficit de generación de electricidad mediante la incorporación de capacidad instalada adicional y el aumento de la eficiencia de la distribución a través del mejoramiento de las líneas de transmisión y sub-estaciones. A la hora de preparar esta Evaluación Ambiental solamente está disponible el Informe Provisional⁸ del plan. Durante el período de este plan se supone un crecimiento promedio de la demanda del 5,1% por año y la puesta fuera de servicio de las plantas de generación más antiguas y menos eficientes, que en este momento están en operación. El Plan establece la adición de nuevas plantas para el año 2010 según las bases de estas suposiciones, como se muestra en la Tabla 2-4.

Tabla 2-4 Capacidad Planificada de Plantas Eléctricas para el año 2010, República Dominicana

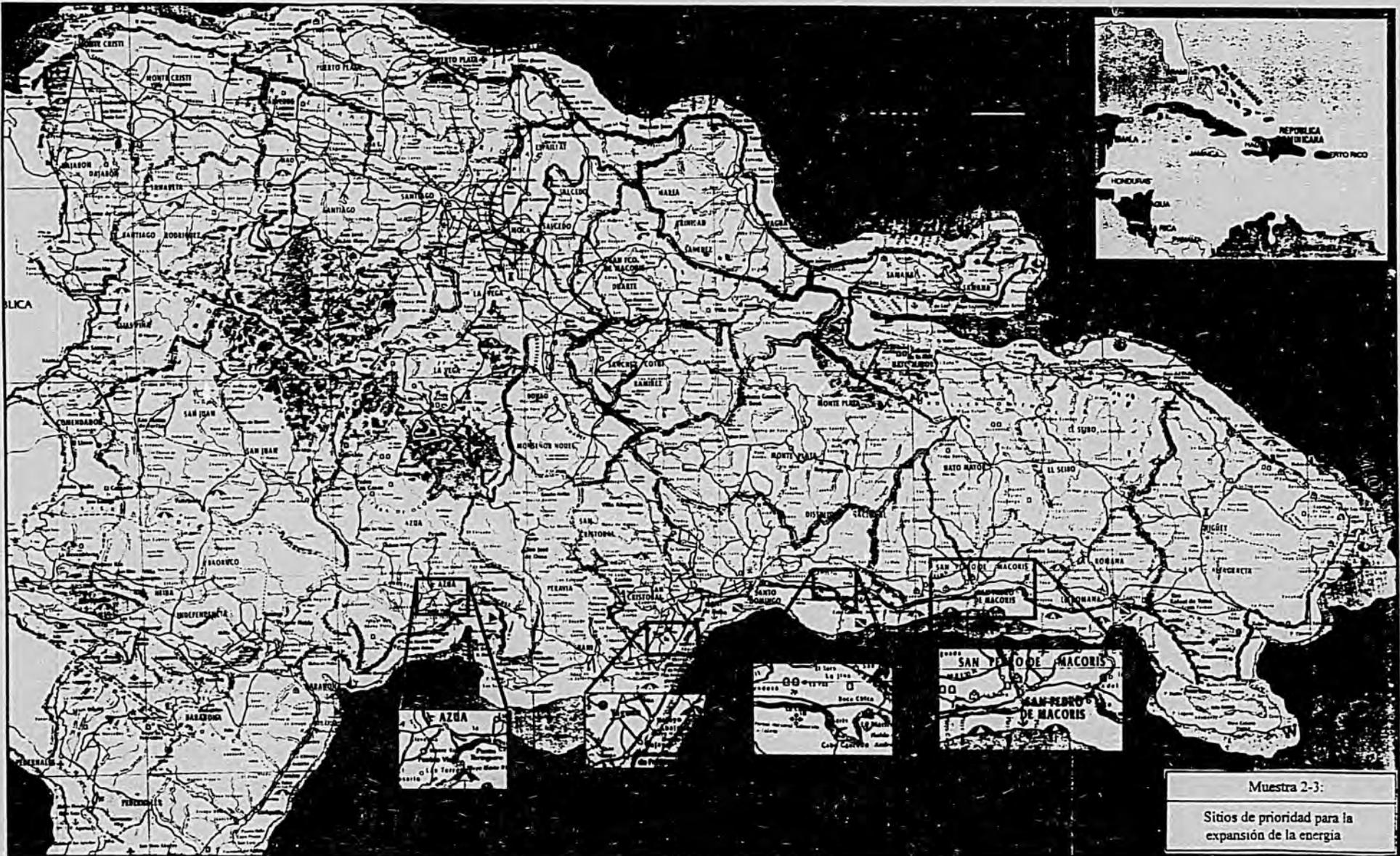
Año	Número y Capacidad de la Unidades
1996	2 x 125 MW
1998	2 x 125 MW
2000	1 x 250 MW
2003	1 x 250 MW
2005	1 x 250 MW
2010	2 x 250 MW
Total	9 para 1.250 MW

Fuente: *Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana*. Informe Provisional DECON, Marzo 1994.

⁸ *Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana*. Informe Provisional DECON, Marzo 1994.

* El Informe Provisional establece que las dos nuevas plantas estarán en operación en 1996. Con el comienzo de la construcción para finales de 1995, la entrada en operación será mas probable en 1998, a menos que una planta completamente construida se instale en el lugar.

El Informe Provisional no describe las adiciones a la infraestructura de apoyo que se tendrán que añadir para estas nuevas plantas. La capacidad del sistema de transmisión y distribución tendrá que aumentarse proporcionalmente al aumento en la capacidad de generación del sistema. Factores como el desarrollo de combustibles y sistemas de transporte de desechos tendrán que incluirse en el Plan de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico. Se tendrá que emplear y capacitar al personal de operación y mantenimiento, así como a los gerentes. Habrá de investigarse además la disponibilidad y necesidad de instalaciones de mantenimiento y reparación.



Muestra 2-3:
 Sitios de prioridad para la expansión de la energía

Source: Base Map Publicaciones Tronco

[Handwritten mark]

2.2 NORMAS EXISTENTES DEL IMPACTO AMBIENTAL

Normas o estándares del impacto ambiental se promulgan para dos razones primarios:

- Para proveer una manera de medir la calidad ambiental existente
- Para proveer la base para medir y controlar el impacto ambiental

Las normas del impacto se han publicado por los siguientes tipos de organizaciones:

- Organizaciones internacionales tales como el Banco Mundial y la Organización Mundial de la Salud
- Organizaciones nacionales de los Estados Unidos de América tal como la Agencia para la Protección del Ambiente de los Estados Unidos de América

Normas del impacto ambiental se presentan para los siguientes medios:

- Normas de la calidad de aire
- Normas de la calidad de agua
- Normas del manejo de desechos sólidos

Las normas del impacto ambiental son aplicadas normalmente por una agencia con la regulación de cierto sector ambiental. La calidad ambiental de un área o región se puede medir mediante la comparación de las medidas de campo de las concentraciones de contaminantes específicas en lugares representativos de la región con las normas ambientales correspondientes. Si las medidas producen valores cercas o más altos que lo normal, entonces la calidad ambiental de la región se considera amenazada o pobre. En el caso de que las normas no existen, durante las etapas tempranas del programa de administración ambiental, metas, políticas y prácticas de administración apropiadas se pueden adoptar para lograr los objetivos en el interín. El progreso se mide por la aceptación y implementación de las metas y prácticas recomendadas.

Muchas naciones han adoptados normas del impacto ambiental basadas en las recomendaciones desarrolladas por la Organización de Salud Mundial de las Naciones Unidas, el Banco Mundial, y la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA). De estas, las normas de la USEPA son las más comprensivas, con una buena fundación científica basada en investigaciones, experimentación y medidas del campo. El Banco Mundial ha publicado también guías ambientales específicas de la industria para proyectos de desarrollo.

2.2.1 Normas de la calidad del aire

Las normas o estándares relacionados con la calidad de aire son de dos tipos: emisión y ambiente. Las norms de emisión aplican a los límites permisibles de contaminantes específicos emitidos de una chimenea o respiradero, y las normas de ambiente concernen las

concentraciones permisibles de contaminantes en el aire ambiente para proteger la salud y bien estar pública. Todos los proyectos del Banco Mundial requieren que para las plantas nuevas las concentraciones vientos abajo de estas plantas no deben exceder la calidad de aire ambiente especificada. Además, la Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA) ha definido las normas de aire ambiental basadas en los efectos de la salud humana y los efectos ambientales de plantas y materiales.

Las normas de la calidad de aire ambiental se usarán para evaluar los impactos existentes y proyectos futuros de plantas de generación eléctrica como se define abajo.

Tabla 2-5 Normas de la calidad del aire ambiental (Concentración en $\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Contaminante	Tiempo Promedio	Banco Mundial	USEPA
SO ₂	3 hr.	-	1300
	24 hr	250	
	anual	100	
NO _x	anual	100	100
PM ₁₀	24 hr.	-	150
	anual		50
CO	1 hr.	-	40.000
	8 hr.		10.000

2.2.2 Normas del impacto de la calidad del agua

El control de la contaminación de agua no es típicamente uno de los componentes principales en el diseño y planificación de una planta de generación de electricidad. Sin embargo, las consideraciones de la calidad de agua son importantes en las áreas específicas que siguen:

- Disponibilidad, uso y reciclado de agua
- Diseño de sistemas de tratamiento de agua de desecho y agua de instalación
- Calidad de agua del masa de agua receptora
- Impacto de descargas térmicas la biología acuática y marina
- Impacto en la salud pública y medio ambiente de la descarga de desechos sanitarios no tratados

Las normas de impacto ambiental aplicadas a desechos líquidos toman dos formas generales:

- Normas de agua receptora aplicable a masas de agua fresca y marina
- Límites de descarga que son específicos a un contaminante y lograble solamente por el pre-tratamiento del flujo de desechos. Incluidos en el surtido completo de contaminantes químicos son las restricciones sobre la diferencia de temperatura entre el flujo de desechos y el agua receptora en el punto de descarga.

Aparte de las descargas de desechos sanitarios, otros efluentes líquidos de plantas industriales consisten principalmente de agua de enfriamiento y subproductos de desechos del proceso o otras fuentes que pueden contener componentes disueltos o suspendidos. El enfriamiento del proceso es una parte integrante de las operaciones de la planta de generación de electricidad. Esta agua se mantiene a un pH específico y niveles de calidad como se requiere por las especificaciones del equipo. Generalmente, no tiene contacto con cualquiera de las operaciones de generación de desecho dentro de la planta, pero las superficies con que tiene contacto se pueden cubrir con componentes anti-contaminantes y que inhiben la corrosión. Estos componentes pueden contener cromatos, lata, cobre que pueden infiltrar en el agua de enfriamiento. El efluente que resulta en consecuencia puede contener estos metales además de tener una elevada temperatura.

Como guía general para los proyectos del Banco Mundial (Banco Mundial, 1984), temperaturas de efluente no deben ser más de 3° C más altas de ella del agua receptora. Donde las temperaturas de aguas receptoras son a 28° C o menos, la temperatura de efluente puede ser un máximo de 5° C arriba de ella del agua receptora. En los casos donde el mantenimiento de estas diferenciales causan aumentos excesivos en los costos del proyecto o se determina de causar daño no debida a las pescas o otra vidas acuáticas, la temperatura máxima permisible se puede determinar de la siguiente ecuación (Banco Mundial, 1984):

$$T_{\max} = OT + \frac{URLT - OT}{3}$$

Donde: T_{\max} = Temperatura máxima permisible del flujo después de mezclar
OT = Temperatura óptima para los especies afectadas
URLT = Temperatura letal última de recipiente para los especies afectadas

Se supone que la temperatura máxima permisible se protegerá a la mayoría de los especies sensibles o especie clave apropiado o etapa de vida.

2.2.3 Normas de la administración de desechos sólidos

Normas del impacto de desechos sólidos generalmente toman la forma de prácticas recomendadas de la administración de desechos intencidas para reducir o eliminar la migración de sustancias peligrosas de las áreas de eliminación de desechos al medio ambiente. La migración de contaminantes del lugar de desechos ocurre directamente mediante el aire como polvo en el viento, o indirectamente por la lixiviación de productos químicos en el suelo y agua freática cercanos, y por la reacción química dentro la masa de desechos que resulta en la producción de contaminantes secundarios gaseosos y líquidos que tienen la posibilidad de migrar fuera del lugar.

Desechos sólidos se dividen en cuatro categoría principales:

- Desechos peligrosos
- Desechos no peligrosos

- Desechos radioactivos
- Desechos mixtos

Cada categoría de desecho sólido tiene sus propias reglas y regulaciones para el manejo, transporte y eliminación. Desechos peligrosos y no peligrosos se consideren aquí. Las prácticas de la administración de desechos sólidos recomendadas del Banco Mundial se presentan abajo. Las guías de la administración de desechos sólidos de la Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos, que son más comprensivas de ellas del Banco Mundial, se presentan abajo también.

La ubicación y operación apropiada de los lugares de eliminación de desechos son factores principales en el manejo de desechos sólidos. Las áreas de eliminación operadas impropriadamente pueden resultar en olores nocivos causados por materiales de decomposición; aumento portadores de enfermedad (por ejemplo bacteria, ratas y moscas), aumento de basuras, tráfico y ruido de camiones; y movimiento posible de polvo. Polvo puede crear un problema en los lugares de desechos que son completamente secos. Estos lugares se deben mojar habitualmente, minimizar, o eliminar, dependiendo de su composición y el ambiente alrededor del lugar de desechos.

Desechos sólidos industriales frecuentemente presentan problemas especiales tales como no degradabilidad (plásticos) y toxicidad (residuos químicos). E el establecimiento de métodos de eliminación, desechos sólidos se deben clasificar para sus efectos, tales como la toxicidad humana, contaminación de agua de superficie, biodegradabilidad; movilidad. Métodos químicos, físicos y biológicos se usan normalmente para analizar los efluentes de aire y agua de las áreas de la eliminación de desechos sólidos.

La localización, construcción y operación de un lugar de eliminación de desechos sólidos son específicas al flujo de desecho anticipado. El tipo de desecho (por ejemplo peligroso, no peligroso), tecnología de manejo, y limitaciones del lugar de desecho (por ejemplo tamaño, proximidad a otros usos) se usan para determinar la manera en que el lugar se debe administrar. Los lugares se deben diseñar y operar para evitar o minimizar emisiones de aire, tal como metano, y emisiones líquidas, tales como derrame de superficie contaminado y producto de la lixiviación. Sistemas de recolección de gas de suelos, recolectores de derrame, y sistemas de recolección del producto de lixiviación se pueden incorporar en la fase de diseño para asegurar que la migración de contaminantes no se sucede fuera del lugar. Adicionalmente, comprimir los desechos y cubrir diariamente con materiales tal como barro o bentonita también ayudan en sequestrar los contaminantes.

Instalaciones deben remediar las descargas que amenazan la salud humana y el ambiente (llamado "acción correctiva"). La acción correctiva se puede requerir mediante el proceso de concesión de permiso o a través un orden de reforzamiento.

La literatura extensiva disponible de la Agencia para la Protección Ambiental de los Estado Unidos (USEPA) provee guías comprensivas sobre la administración, tratamiento y eliminación de formas varias de desechos sólidos.

2.3 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EXISTENTES

Las siguientes secciones presentan los impactos ambientales del sector eléctrico de acuerdo con la Directiva Operacional del Banco Mundial 4.01. De acuerdo con estas guías de evaluación, esta sección se enfoca en los problemas ambientales específicos del sector eléctrico. La evaluación se basa en una muestra representativa de las plantas de generación de electricidad seleccionadas como peor caso localizadas en toda la República Dominicana donde se realizaron visitas de campo y entrevistas. Una lista de las instalaciones seleccionadas se muestra en la Tabla 2-3 y las descripciones de las especificaciones de la planta se incluyen en el Anexo A.

Consistente con el enfoque del Plan de la Extensión del Sector Eléctrico, en preparación actualmente, el principal enfoque de esta Evaluación Ambiental se concentra en la generación de electricidad de las plantas termoeléctricas. Sin embargo, debido a que 26% de la generación de electricidad en la República Dominicana se produce por instalaciones hidroeléctricas, el equipo de la Evaluación Ambiental visitó la planta Valdesia I y II. Normalmente los siguientes impactos resultan de la construcción y operación de las plantas hidroeléctricas:

- **Calidad de agua.** Los mayores impactos de las plantas hidroeléctricas están asociados con la calidad de agua. La calidad de agua puede ser afectado por el aumento de sedimentación que resulta de los restos de la erosión en el lecho de agua y en otros lugares del área de la cuenca, debido a la construcción de carreteras y eliminación de vegetación, palos y cultivación de gente que se han instalado en el área de la cuenca como resultado de la construcción del proyecto de represa. La calidad de agua puede también ser impactado por la acumulación de sal, eutroficación de malas hierbas y la decomposición de biomasa, aumento de turbidez, contaminación de agricultura, desechos industriales y humanos.
- **Biología.** Biología acuática, tal como pesca, se afecta adversamente por la degradación de la calidad del agua. Biología terrestre se impacta adversamente por la eliminación y inundación de árboles y vegetación necesario para la construcción del proyecto. Las instalaciones hidroeléctricas pueden resultar en la reducción de diversidad biológica y la destrucción de especies en peligro.
- **Uso de tierra/social.** Los impactos adversos asociados con el cambio del uso de tierra directamente o indirectamente causado por la presencia de instalaciones hidroeléctricas incluyen la reducción de oportunidades de recreo y pesca, entrada de poblaciones y efectos sociales, incluyendo salud, seguridad y impacto en la cultura local. El impacto de la salud incluye frecuentemente enfermedades relacionados con agua, tales como *schistosomiasis*, *onchocerciasis*, *encephalitis* y *malaria*.



- **Calidad de aire.** Los impactos adversos de la contaminación del aire causados por las emisiones de polvo fugitivo ocurren solamente durante la construcción de la instalación. Debido a que el período de construcción puede durar varios años, este es un impacto persistente que puede afectar adversamente los receptores sensibles. Sin embargo, no existen típicamente impactos de calidad de aire durante la operación de la planta.

La planta de Valdesia I y II, que operó en 1993 por debajo del 50% de su capacidad instalada, se limita por las condiciones áridas en la República Dominicana durante los últimos cinco años. El embalse está muy seco y el cauce abajo de la represa está seco por en gran parte.¹⁰

Otras condiciones observadas o reportadas por los oficiales de la CDE en la planta eran una cantidad significativa de erosión las riberas, la pérdida de vegetación y una cantidad de significativa de lodos en el río.¹¹ La falta de agua tiene la tendencia de exacerbar los impactos potenciales de la operación de la planta hidroeléctrica. Por ejemplo, los efectos de la producción de lodos en la calidad de agua del río son más graves cuando la cantidad total de agua se reduce. Este impacto consequentemente afecta adversely el habitat necesario para la supervivencia de peces.

Cuando se reafirma o modifica las responsabilidades para la recolección de datos de base, planificación y el monitoreo de impactos de las plantas hidroeléctricas, un programa se debe implementar en todo el país por la agencia encargada de esta acción. Cualquier recomendación para mitigar los impactos (por ejemplo la revegetación) requerirá estudios específicos del lugar para identificar los impactos y diseñar los programas de mitigación.

2.3.1 Calidad del aire

El impacto de la calidad del aire se determina mediante la evaluación de la relación de las concentraciones máximas al nivel de suelo con las normas de la calidad de aire ambiental.

Esta sección presenta una evaluación de los impactos a la calidad de aire de la operación de las instalaciones existentes de la generación de electricidad de combustible fósil en la República Dominicana (ver Muestra 2-4). Estas plantas de generación de electricidad varían mucho en antigüedad, tipo y condición física. Prácticas de mantenimiento son generalmente deficientes y las plantas visitadas no parecen ser operadas eficientemente. Las plantas más nuevas tales como Wärsilä en Puerto Plata, Los Mina y Itabo están en mejor condiciones que las instalaciones más antiguas, pero estas plantas también muestran signos de negligencia y mantenimiento bajo.

Los únicos controles contra contaminación en las instalaciones existentes son ciclones y precipitadores electrostáticos (ESPs) en las plantas de combustible de carbón para reducir las

¹⁰ Debido a que el INDRHI no suministró datos y estudios de condiciones actuales en el lugar y en áreas afectadas por las instalaciones hidroeléctricas, no se presentan las calidades específicas de condiciones.

¹¹ Basada en una discusión con el gerente de la planta y Eduardo Martínez, CDE, el 11 de marzo, 1994.

44

emisiones de partículas, excepto Itabo que posee un *baghouse*. No existe un control de emisiones de dióxido de azufre en estas instalaciones. El contenido de azufre del carbón es aproximadamente 1% por peso, y para petróleo el promedio del contenido de azufre es menos de 3%; pero el petróleo pesado No. 6, que se usa también, puede ser tan alta que 4,25%. Petróleo ligero quemado en turbinas contiene menos de 1% de azufre.

Con la ausencia de medidas cuantitativas de la calidad de aire, observaciones visuales indican que la calidad de aire en la República Dominicana parece ser buena. Generalmente los flujos altos de ventilación característicos de los vientos alisios del Caribe diluyen los contaminantes de aire y los llevan hacia el mar. Sin embargo, las emisiones de partículas de las plantas de combustible de carbón han resultado de vez en cuando en relatos de perturbaciones de cenizas ligeras y polvo fugitivo en las comunidades cercanas. Ver la Muestra 2-4. Debido a la falta de datos de monitoreo de la calidad de aire para la isla, modelo de dispersión se realiza para evaluar los impactos de las instalaciones existentes. Este análisis de impactos se describe en las secciones siguientes.

2.3.1.1 Metodología de evaluación de impactos

Los impactos de emisiones de las plantas existentes y futuras de generación de electricidad de combustible fósil en la calidad de aire local se determinen mediante la cuantificación de emisiones de las plantas basada las características reportadas de operación, y el cálculo de las concentraciones de aire ambiental a través del uso de modelos atmosféricos de dispersión. Para cuantificar los impactos, la siguiente metodología se usa:

- 1.) Los flujos de emisiones para una planta dada se calculan usando los factores de emisiones reportados en el documento AP-42 (USEPA, 1985), multiplicado por la velocidad de operación. Los factores de emisión en AP-42 se basen en las medidas de emisión hechas en muchas plantas en operación en todo los Estados Unidos. En el cálculo, las velocidades actuales de operación se usan y se expresan en gramos por segundo como datos de entrada en el modelo de dispersión. Características detalladas de la operación de la planta y estimaciones de emisiones se dan en el Anexo B.
- 2.) Para identificar las plantas que representan los impactos de la calidad de aire de peor caso, se estimarán via cálculos de las emisiones de todas las plantas de generación de electricidad de combustible de carbón en la República Dominicana. Las emisiones de estas plantas en 1993 se resumen en Tabla 2-6, expresadas en libras de contaminante por hora. La Tabla 2-6 muestra que dos plantas, Itabo y Haina, tienen mucho más emisiones que las otras. Porque estas plantas representan los impactos de la calidad de aire del "peor caso", fueron seleccionadas para el modelo de dispersión y análisis subsiguiente de impactos.
- 3.) Concentraciones de nivel del suelo de promedio de una hora máximo de SO₂, NO_x and PM₁₀ se calculan usando el modelo de dispersión de SCREEN 2 de la USEPA (versión 92245). Para obtener promedios de horas múltiples, las concentraciones de una hora se multiplican por los factores de meandro de viento recomendados por la

35

USEPA. Se hacen los modelos de las plantas de Itabo y Haina separadamente, porque son separadas por varias millas con poca oportunidad de solapación de plumas, bajo el régimen de viento dado.

4.) Se debe notar que las emisiones de monóxido de carbono (CO) no se incluyeron en el modelo o análisis, porque los niveles son extremadamente bajos comparados con los otros contaminantes y no causarían impactos significativos.

5.) Tres escenarios meteorológicos se consideran en el análisis del modelo: escenarios de condiciones estables de peor caso, moderado y de alta ventilación. Sin embargo, el peor caso no es muy probable debido al régimen típico de los vientos alisios.

6.) La concentración total del aire ambiental se determina mediante la adición de la concentración máxima calculada de viento abajo y una concentración de contaminantes antecedentes. Con la ausencia de datos de calidad de aire ambiental en la República Dominicana, los niveles antecedentes se basan en los datos de monitoreo de 1991 para San Juan, Puerto Rico.

7.) Esta concentración total de aire ambiental se prueba para significación mediante su comparación con las normas de calidad de aire ambiental de la USEPA presentadas en la Sección 2.2.1.

Tabla 2-6 Emisiones estimadas en 1993 de las plantas de generación de electricidad de combustible fósil en la República Dominicana (lb/hr)

Planta	SO ₂	NO _x	PM ₁₀
Itabo (petróleo)	3774	586	249
(carbón)	954	1524	582
Haina	7578	1176	500
Santo Domingo	364	56	24
Puerto Plata	711	110	47
San Pedro de Macorís	1005	156	66
Los Mina	761	100	10
Timbeque 1	580	77	8
Los Mina	761	100	10
Timbeque 2	580	77	8
San Pedro de Macorís	422	56	6
Santiago	148	20	2
Falcon Bridge	1716	206	110
Wärtsilä	1098	54	5

2.3.1.2 Impactos de instalaciones existentes

Las concentraciones máximas vientos abajo para las plantas de generación de electricidad existentes se calcularon usando el modelo de SCREEN 2 de la USEPA para un caso meteorológico típico, un caso de alta ventilación y condiciones meteorológicas de peor caso. Las concentraciones máximas de contaminantes estaban por debajo del estándar ambiental (dentro de límites permisibles) para todas las instalaciones excepto el estándar de SO₂ de 24 horas en la planta de Haina. Este estándar ambiental se puede exceder viento abajo de la planta de Haina bajo las condiciones meteorológicas estables de peor caso. Sin embargo, esta condición meteorológica ocurre raramente en esta región.

Las velocidades existentes de todas las plantas van de 20% a 75% de capacidad instalada. Las plantas de Haina y Itabo se operan entre 40% y 50% de capacidad instalada. Si todas las plantas se operan a 75% de capacidad (una capacidad típica de carga de las plantas de los Estados Unidos es 80%), todas las plantas menos Haina y Falcon Ridge estarán dentro de los límites permisibles para contaminantes. La planta de Haina continuará a exceder el estándar de SO₂ de 24 horas y también excederá el estándar de SO₂ de 3 horas bajo las condiciones meteorológicas estables de peor caso. Este se considera un impacto adverso significativo. La planta de Falcon Ridge, que se opera actualmente a una capacidad de 20%, emitirá 6435 lbs/hr de SO₂ a 75% de capacidad instalada que excederá el estándar de SO₂ de 24 horas, bajo las peores condiciones meteorológicas, pero no excederá el estándar de SO₂ de 3 horas. Este se considera un impacto adverso, pero no significativo.

37

Las medidas de mitigación descritas en la Sección 6.1.1 se tendrán que implementar para reducir los impactos a niveles de insignificancia.

Tabla 2-7 Concentraciones de las emisiones de aire de la Planta Itabo (ug/m3)

TIPO DE COMBUSTIBLE	CARBON											PETROLEO												
	Tipica			Alta Ventilacion				Peor Caso				Tipica			Alta Ventilacion				Peor Caso					
	SO ₂		NO _x ⁽¹⁾	PM ₁₀ ⁽¹⁾	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀
Condicion Meteorologica	3 hr	24 hr	24 hr.	3 hr	24 hr		24 hr.	3 hr	24 hr		24 hr.	3 hr	24 hr		24 hr.	3 hr	24 hr		24 hr.	3 hr	24 hr		24 hr.	
Contaminante	SO ₂	NO _x ⁽¹⁾	PM ₁₀ ⁽¹⁾	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	SO ₂	NO _x	PM ₁₀
Antecedent ⁽²⁾	8	8	35	5	8	8	5	35	8	8	5	35	8	8	5	35	8	8	5	35	8	8	5	35
Concentracion Total Maxima	48	26	7	46	39	22	6	44	116	60	21	66	164	77	8	40	122	59	7	39	467	212	26	51
Estandar Ambiental ⁽³⁾	1300	250	100	150	1300	250	100	150	1300	250	100	150	1300	250	100	150	1300	250	100	150	1300	250	100	150

- (1) Dado que los niveles de emision estan por debajo de los niveles de significancia para NO₃ y PM 10, solo se exhiben niveles anuales y de 24 horas.
- (2) Niveles de antecedentes estan basados en datos de 1991 para San Juan, Puerto Rico, National Air Quality and Emissions Trends Report, USEPA, 450-R-001, October 1992.
- (3) Basado en los estandars estipulados por USEPA, a excepcion del estandar del Banco Mundial para las 24 horas.

Tabla 2-8 Concentraciones de emisiones en el aire en la planta de Haina ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

TIPO DE COMBUST.	FUEL OIL											
	Típica				Alta Ventilación				Peor Caso			
Condición Meteorológica	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀	SO ₂		NO _x	PM ₁₀
	3hr	24 hr	anual	24hr	3hr	24 hr	anual	24hr	3hr	24hr	anual	24hr
Antecedente ⁽¹⁾	8	8	5	35	8	8	5	35	8	8	5	35
Concentración Total Máxima	322	143	10	44	253	117	9	42	929	417	21	62
Estándar Ambiental ⁽²⁾	1300	250	100	150	1300	250	100	150	1300	250	100	150

⁽¹⁾ Supone el peor caso en condiciones meteorológicas y combustible de 4,25% en peso de azufre
⁽²⁾ Basado en los estándares USEPA, excepto el estándar de 24-hr de SO₂ del Banco Mundial

2.3.2 Calidad de agua y biología

2.3.2.1 Calidad del agua

El impacto en la calidad del agua se determina mediante la evaluación del grado al que las descargas líquidas y térmicas de las instalaciones de la planta afectan los niveles de base (existentes) de los componentes químicos seleccionados y la temperatura de agua; y afectan los recursos biológicos.

Las descargas industriales en la República Dominicana no se reglamentan mucho y no se someten a revisión rigurosa contra las guías reguladoras. Después de entrevistar los ingenieros del CDE, es aparente que solamente los suministros de agua potable se monitorean regularmente. Parece que el monitoreo en las instalaciones industriales, tal como en las plantas de generación de electricidad existentes, se realiza para asegurar que el agua de enfriamiento sea dentro de la guías operacionales para la planta misma, pero no para determinar el cumplimiento con las normas ambientales o otras normas regulativas.

En consecuencia, existe ninguna documentación aparente sobre la calidad de la descarga de agua de enfriamiento o cualesquier otras descargas que se emiten de las plantas existentes de generación de electricidad. Adicionalmente, volúmenes relativos, velocidades de flujo y fuentes de cualesquier otro desecho líquido de las plantas es difícil de determinar. Con estos defectos tomado en consideración, ningún impacto cuantitativo de la calidad de agua se puede determinar; solamente evaluaciones cualitativas se pueden hacer.

Es posible que plumas térmicas se crean en el río Iguamo y en el mar mediante las descargas de las plantas de San Pedro de Macorís y Itabo, respectivamente. Durante las visitas de los lugares en febrero de 1994 por el equipo de Evaluación Ambiental, fue observado que el efluente del enfriamiento de agua se echaba vapor significativamente y la temperatura del

aire a la salida estaba notablemente más tibio que el de la vecindad alrededor. Durante una visita en abril de 1994 a San Pedro de Macorís, la temperatura del agua de entrada era 28.1 ° C y la descarga era 35.8 ° C. Según los empleados de la planta, el agua de entrada alcanza un promedio de 31° C en el verano y 28 to 29 ° en el invierno. Las temperaturas de la descarga de agua de enfriamiento supuestamente alcanzan el promedio de 32° C durante el año. No se sabe, sin embargo, si las temperaturas observadas y citadas son representativas a las de otras plantas de generación de electricidad en la República Dominicana.

La práctica general en la República Dominicana es para el agua de enfriamiento de descargarse directamente en las aguas receptoras. Con la falta de difusores en el punto de descarga y torres de enfriamiento, existe más probablemente un aumento significativo en las temperaturas del agua ambiente adyacente al efluente de enfriamiento de agua. Esta pluma puede quedar boyante para una distancia del punto de descarga y quedar estratificada y no mezclada. En agua tranquila, la pluma puede quedar no mezclada para una distancia considerable, pero la distancia puede disminuir con el aumento de viento y corrientes que causan turbulencia y mezcla.

El uso de salino o aguas marinas para el enfriamiento puede causar la contaminación o obstrucción de los ductos de suministro, conductos o tuberías por el crecimiento y incrustación eventual de algas marinas y invertebrados en este equipo. Una práctica normal para quitar este material es el uso de algún tipo de biocida, tal como hipoclorita o cloro. Es posible que estos componentes se usen en las instalaciones existentes y luego se descargan en las aguas receptoras sin pretratamiento para neutralizar el cloro.

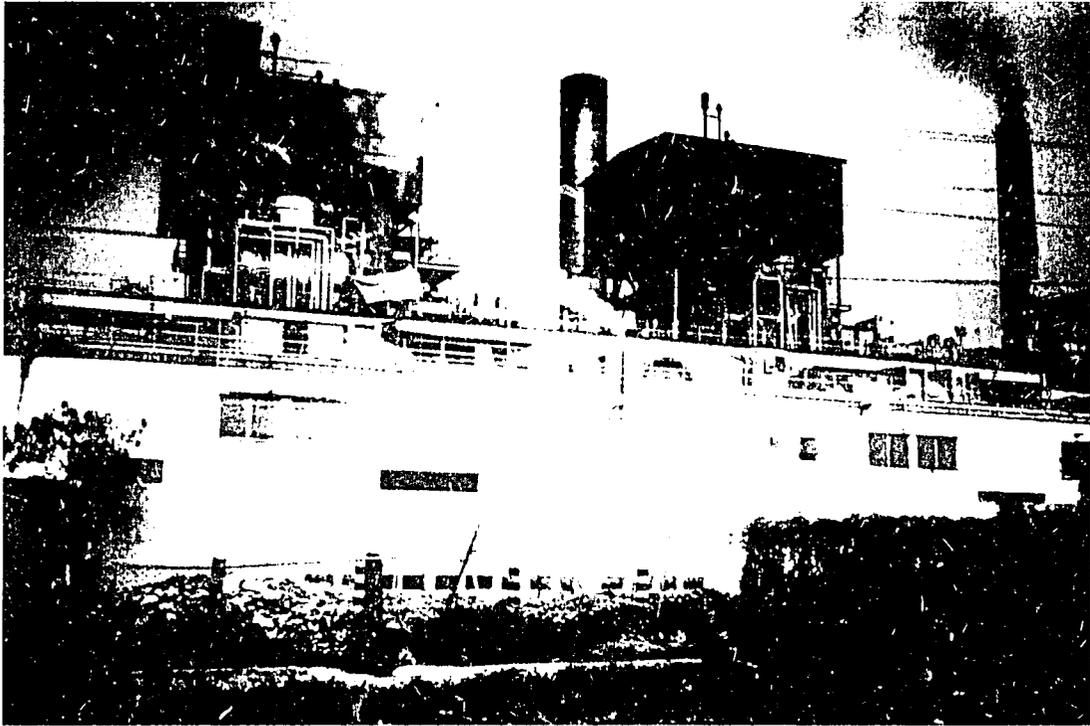
Metales pesados se pueden lixiviar de varias fuentes en las instalaciones existentes. Metales pesados pueden originar de la corrosión de las tuberías causada por la exposición a aguas marinas, lixiviación de la eliminación inapropiada de cenizas, o aún de las biocidas de base de cobre. Los componentes y concentraciones específicos en el efluente y agua receptora no se saben.

El derrame del agua de superficie de los lugares existentes se recolectan aparentemente en algún tipo de sistema de drenaje y se descarga directamente en las aguas receptoras. El derrame originaría de cualesquiera de las áreas pavimentadas (playas de estacionamiento, áreas de carga, sitios de almacenamiento) y tierra vacía sin vegetación alrededor de los lugares, por medio de esto posiblemente contribuye a concentraciones de cualesquiera de las químicas usadas en la planta, tales como petróleo, grasa y sólidos suspendidos. No aparece que existen recipientes de asentamiento, trampas de grasa, o localizaciones de monitoreo asociadas con las líneas de descarga. Porque el sistema de drenaje es abierto, es posible que cualesquiera de los desechos cloacales tales como petróleo de desecho, lubricantes, solventes y limpiadoras se echen en el sistema. Las áreas de almacenamiento para hidróxido de sodio y ácido sulfúrico no se segregan del resto de la planta y por eso cualquier derrame de estos químicos más probablemente fluye en estos drenajes.

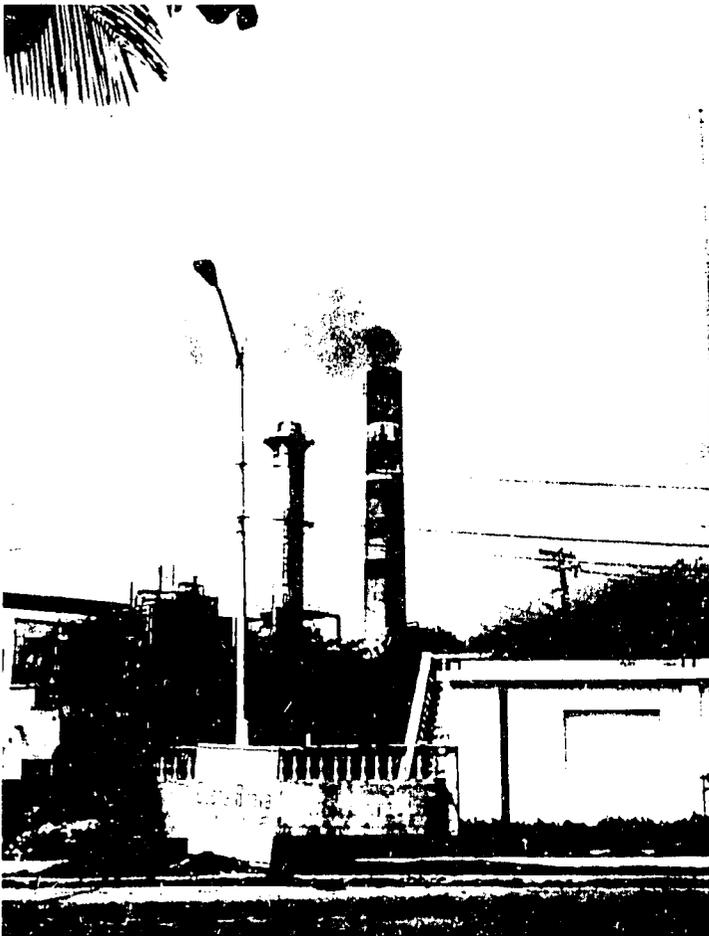
El muelle en San Pedro de Macorís muestra evidencia de un derrame de petróleo durante las operaciones de la transferencia de combustible (ver Muestra 2-5). Esto se evidencia por el

cubrimiento espeso de residuo de petróleo negro en el muelle. Según los empleados de la planta, parece que no existen programas de prevención de derrames de petróleo o de contingencia durante el manejo de combustible. Cualquier derrame entonces va sin recolección o tratamiento al río Iguamo y contamina las aguas y sedimentos alrededor con varios hidrocarburos de petróleo.

42



Chimeneas en la planta de Haina



Chimenea en la Planta de Puerto Plata

Muestra 2-4:
Efectos de la calidad del aire

La pila de carbón en el lugar de Itabo es completamente abierta a los elementos y no se rodea por cualesquiera estructura que contengan derrame de agua de superficie de la pila. No existen sistemas de drenaje aparentes que sirvan la pila de carbón. Es muy posible que durante lluvias torrenciales, polvo de carbón se lleva de la pila y se transporta a las aguas de superficie cercanas o al mar.

El lugar de la eliminación de desechos en Itabo, como se describe en la Sección 2.3.3 “Eliminación de desechos sólidos”, se diseña inadecuadamente para manejar este tipo de desecho. Debido a la inclinación del lugar y la eliminación sin restricción de desechos desconocidos y cenizas de la planta de generación de electricidad, el derrame del agua de superficie del área de eliminación desechos es probablemente altamente contaminado con varios metales pesados de cenizas y posiblemente compuestos orgánicos de desechos desconocidos, como se muestra en la Muestra 2-5.

2.3.2.2 Biología

Biología terrestre. Porque guías para la protección de recursos biológicos son todavía en la etapa de desarrollo dentro de la República Dominicana, las instalaciones existentes de la generación de electricidad se completaran sin consideración de los impactos a la flora y la fauna. Por eso, no se sabe si las plantas existentes fueran construidas en hábitates de plantas o animales sensibles o de status especial.

El solo impacto a la biología terrestre que es aparente de una observación visual se asocia con la eliminación de cenizas en el lugar de Itabo (ver la Muestra 2-5). En las áreas de eliminación no se han quitado la vegetación nativa y aceptan no solamente cenizas, pero una mezcla de otros materiales de desechos sólidos también. La vegetación que queda en el lugar no aparece sana y poco a poco se cubra con desechos. La lixiviación de contaminantes de las cenizas y otros desechos ocurre con la absorción subsiguiente por la vegetación en y fuera del lugar. Esto puede resultar en la bioacumulación de contaminantes tales como metales pesados en las raíces, tallos, hojas, y semillas, todos de los cuales puedan ser comidos por la fauna local. La ingestión de la vegetación contaminada puede resultar en la bioampliación de estas sustancias químicas en niveles nutricionales más altos, que puede resultar a la larga en efectos adversos, por ejemplo, en la población y comunidad de aves y mamíferos locales. Estos efectos pueden incluir el decaimiento reproductivo, viabilidad reducida de las crías, deformidades, y con el tiempo la destrucción de las especies más sensibles.

Biología acuática. Como con los recursos biológicos terrestres, los reglamentos ambientales con respecto a la protección de recursos acuáticos no se han adoptados. Adicionalmente, no se han realizado agrimensuras del agua de entrada y salida alrededor de cualesquiera de las instalaciones existentes. Con esta falta de información, es difícil determinar el tipo y la magnitud de los impactos debidos a las plantas existentes. Se puede presumir, sin embargo, que con la calidad degradada de agua descargada de las instalaciones, los recursos de las aguas receptoras se impactan adversamente.

Parece que pueda existir una carga térmica significativa del efluente de agua de enfriamiento descargada en las aguas receptoras. Pero, sin monitoreo no se puede determinar si esto tiene un efecto biológico significativo. Algunas agencias de pesca en otros países, tal como la isla de Chipre en el Mediterráneo, dejan que la descarga sea hasta 10° C por encima de la temperatura ambiente. No se sabe si esta diferencial de temperatura por encima del nivel del ambiente sea dentro los límites de tolerancia de los peces presentes en las aguas alrededor de la República Dominicana. Este, sin embargo, evidencia anecdótica de los empleados de la planta en San Pedro de Macorís que los pescadores locales tienen mucho éxito en pescar cerca de la pluma térmica causada por la descarga del efluente de enfriamiento.

Además de los impactos a los recursos acuáticos causados por los contaminantes en la columna de agua, es muy posible que varios peces son agarrados por los filtros de entrada. Otros peces pueden ser absorbidos a través de los filtros y arrastrados en el sistema de entrada. Si las estructuras de entrada se ubican en hábitats importantes de cría de peces, esto puede tener un efecto deletéreo en las comunidades de peces en el área localizada.

2.3.3 Eliminación de desechos sólidos

Los impactos de la eliminación de desechos sólidos se determinan a través de la evaluación de la extensión al que los métodos de eliminación afectan adversamente el suelo y la calidad de agua de superficie y agua freática; y crean un peligro potencial para la salud pública que puede presentar una amenaza a la gente, animales, o comunidades de plantas en las áreas afectadas.

Las prácticas de la eliminación de desechos sólidos en el sector eléctrica de la República Dominicana siguen reglamentos específicos y guías técnicas. Los dos flujos primarios de desecho sólido producidos mediante la generación de electricidad en las plantas existentes son cenizas de carbón y materiales de lodos lavado de los tanques de almacenamiento de combustible. Como se demuestra en el lugar de eliminación de Itabo en la Muestra 2-6, desechos se descargan sin criterios en la tierra con poca atención a los criterios de localización y impactos ambientales subsiguientes al ambiente natural y humano. Existen impactos adversos ambientales directos y además indirectos debida a las prácticas actuales de eliminación. Los impactos directos son la contaminación de suelo de superficie y aguas freáticas, que pueden resultar en la contaminación de la cadena alimenticia y de los suministros actuales y futuros de agua potable.

La falta de control de los flujos de desechos sólidos representa la causa más grande de los impactos relacionados con la eliminación inapropiada de desechos sólidos en el sector eléctrico y se exagera por la falta de datos con respecto a las cantidades de desechos y sus composiciones químicas. Ningún análisis química se realiza en el lugar sobre desechos sólidos y las composiciones químicas específicas de los desechos son indefinidos. Porque la calidad de desechos generados en el sector eléctrico no se documenta sistemáticamente en cada planta, la cantidad eliminado total no se sabe. Con la falta de datos analíticos y estudios de la salud pública, no es cierto a que grado las prácticas inapropiadas de eliminación han impactado el ambiente natural y subsiguientemente la salud humana. Además, la falta de

25

cuantificación hace difícil de pronosticar los efectos del ambiente humano y natural. Un problema potencial, en consecuencia, puede pasar desapercibido hasta se hace una amenaza seria al ambiente a la salud pública. Durante el desarrollo del sector eléctrico y otros sectores del país, estos efectos existentes se intensificarán mientras que los flujos de desechos aumentan y diversifican.

44

A pesar de la déficit de datos cuantificados, algunas conclusiones generales del impacto se puedan hacer para cada uno de los flujos potenciales de desechos sólidos.

2.3.3.1 Cenizas de carbón

La composición de cenizas de las plantas de combustible de carbón en la República Dominicana se depende del tipo de carbón de alimentación, configuración de caldera y temperatura de alimentación. El tamaño de partículas se determina por las condiciones de alimentación y la eficiencia del control de contaminantes. La fuente primaria de carbón para las plantas existentes de combustible de carbón es carbón colombiano que es de calidad media. Una calidad carbón más alta genere una cantidad de cenizas más baja. Existen tres tipos básicos de cenizas: cenizas ligeras (*fly ash*), cenizas del fondo (*bottom ash*), cenizas de tolva mecánica (*mechanical hopper ash*). Cenizas ligeras capturadas en los precipitadores electroestáticos son las más comunes en el sector eléctrico. Aunque las composiciones químicas varían, metales pesados son siempre presentes en cenizas ligeras.

Aunque cenizas ligeras se consideran generalmente no peligrosas en los Estados Unidos cuando se eliminan apropiadamente, contienen sustancias que pueden lixiviar en cantidades potencialmente tóxicas. Porque no se han realizado análisis químicos sobre las cenizas eliminadas en lugares de tierra en todo el país, no se sabe si las cenizas se deben considerar como peligrosas. Las características de toxicidad de los productos de lixiviación de cenizas, son, por eso, también desconocidas. Los niveles de concentraciones elementales en los productos de lixiviación de cenizas varían considerablemente en estudios en los Estados Unidos y modelos de lixiviación son diferentes de los elementos dependiendo de las propiedades de solubilidad de los componentes. Estudios en los Estados Unidos han demostrado que la potencial de lixiviación de metales tales como plomo, arsénico, bario, cadmio, cromo, mercurio, plata y selenio en cantidades tóxicas.¹²

Las prácticas actuales de eliminación de cenizas en el sector eléctrico de la República Dominicana, como demostrado en el lugar de eliminación de Itabo, se impactan directamente el ambiente natural mediante la contaminación de suelos y así impactan los ciclos de crecimiento de vegetación (ver la Muestra 2-6). Concentraciones de metales pesados se pueden lixiviar en las aguas de superficie y freática, afectando adversamente los recursos biológicos. Además, el drenaje descontrolado en el lugar de eliminación de Itabo se pueden impactar significativamente la costa mediante la contaminación de aguas marinas y afectando adversamente los recursos biológicos allá. Los residentes cerca del lugar de eliminación de Itabo pueden ser impactados directamente porque son permitidos viajar por la carretera adyacente al lugar y buscan en la basura para comida. Pueden ingestar directamente las cenizas.

Impactos secundarios o indirectos pueden resultar de las prácticas de eliminación de cenizas. Suministros actuales y futuros pueden ser contaminados por concentraciones de metal que lixivian primero en los recursos de agua freática y con el tiempo migran a las aguas de superficie. Como se observa en el lugar de eliminación de Itabo, animales tales como cerdos,

¹² EPRI, 1983; Tripodi, et al., 1980.

Q1

chivos, vacas y pollos erran en esta área buscando comida y más probablemente ingestan las cenizas directamente. Además, debida a la probabilidad de la absorción de metales pesados por plantas, los animales se contaminan probablemente por este camino también. Mientras que los metales bioacumulan en la cadena alimenticia, estos animales, que son fuentes de comida y leche para los residentes cercanos, se contaminan con estos metales potencialmente peligrosos tales como plomo, vanadio y cromo.

2.3.3.2 Lodos

En las plantas de generación de electricidad que usan petróleo como fuente de combustible primaria o secundaria, un material asfáltico se extirpa de los tanques de almacenamiento de combustible en el lugar cuando los tanques se lavan esporádicamente. El material de lodos se ponen sin criterios en pozos abiertos (ver la Muestra 2-6) o se transportan por tuberías directamente de los tanques a pozos no forrados de almacenamiento subterráneos. Las áreas de pozos abiertos no administrados observados en la planta de Puerta Plata se ubican al lado de los tanques de almacenamiento encima de un cerro con una inclinación natural hacia el mar. Este lugar de eliminación es de cerca proximidad a comunidades residenciales y un edificio histórico, que según se informa es una atracción turística. En la planta de Los Mina, el lodo se transporta por tubería directamente de los tanques a pozos no forrados subterráneos donde se puede contaminar el suelo y los recursos de aguas freáticas alrededores.

Este material asfáltico o de lodos es una mezcla de los hidrocarburos más pesados, relativamente pequeñas cantidades de agua, y materiales orgánicos tal como arena. Los impactos potenciales debidas a estas prácticas actuales al suelo y las aguas de superficie dependen de la cantidad de lodo aplicado a la tierra y el tipo de suelo, su permeabilidad y capacidad de atenuación. Generalmente, muchos de los hidrocarburos más altos presentes en el material de lodo tienen una solubilidad de agua baja y se adhieren fuertemente al suelo y así no se movilizan fácilmente en ello. Es posible, sin embargo, que los contaminantes tales como plomo y vanadio lixivian en los recursos de agua freática. El suelo afectado no sostendrá cualquier vegetación y la vegetación alrededor pueden ser destruido donde los contaminantes migran. El suelo afectado tendrá una acumulación de metales tales como cromo, cobre, plomo, zinc y vanadio. A las instalaciones existentes, las cantidades grandes de este material aplicada al suelo resultará en el aumento de acumulación y consecuentemente aumentará la migración de estos contaminantes al suelo y, con el tiempo, aguas de superficie.

2.3.4 Uso de tierra/social

Los impactos del uso de tierra/social se determinan mediante la evaluación de la compatibilidad de los usos circunvecinos; la capacidad del lugar de acomodar la planta de generación de electricidad con respeto al tráfico, ruido y impactos visuales; los efectos en los recursos estéticos vitales a las áreas con turismo intensivo y usos recreacionales; y la disponibilidad de infraestructura necesaria tales como calles de acceso y puentes. Los impactos sociales se determinan mediante la relocalización de los establecimientos

41

residenciales y comerciales, la interrupción de las comunidades establecidas, los peligros a la salud pública y los efectos sobre la calidad de vida y cambios de empleo.

No existen guías o procedimientos de administración para el uso de tierra en la República Dominicana, y en su ausencia, usos no industriales se han permitido adyacente a las instalaciones de generación de electricidad. Los dos usos afectados más seriamente por estas prácticas del uso de tierra son residencial y recreacional/turismo.

2.3.4.1 Residencial

Aunque muchas plantas se ubican en áreas primariamente industriales y son lugares dedicados a un solo uso, poblaciones esporádicas tal como viviendas deterioradas ocurren a la larga de la empalizada del perímetro de la instalación. Por ejemplo, en Timbeque, viviendas deterioradas se localizan justo contra la línea de la empalizada, aproximadamente 8 metros de dos generadores de turbinas a gas (ver la Muestra 2-7); en la planta de Santo Domingo, el área inmediata es industrial por naturaleza, pero unidades residenciales rodean la planta y a los residentes se permiten usar la carretera de acceso de la planta; en San Pedro de Macorís, poblaciones se ubican justo al otro lado de la línea de la empalizada aproximadamente 500 metros de la planta. Usos residenciales se permiten también al lado de los lugares de eliminación como se observa en el lugar de eliminación de cenizas de Itabo y además en el área de eliminación de pozo abierto en Puerta Plata que se localiza en cerca proximidad a las comunidades residenciales.

2.3.4.2 Recreo/turismo

La calidad estética crítica al valor económico de áreas de recreo y turismo se afecta adversamente por la localización inapropiada de plantas en proximidad a estas áreas. El ejemplo más notable de este impacto adverso es la planta de Puerto Plata ubicada en un área de turismo sustancial (ver la Muestra 2-7). La Fuerte San Felipe, un edificio histórico de valor turístico, se ubica solamente 15 metros de los límites de la planta, tanques de almacenamiento de combustible de petróleo y pozos abiertos grandes de lodo. La planta se localiza aproximadamente 500 metros al sur de la carretera de Malecón que corre a lo largo de la costa rocosa y 200 metros al oeste del centro de un pueblo que es un punto de interés y centro comercial para muchos visitantes. Las emisiones de la planta se evacúan directamente sobre el pueblo; y la chimenea alta y pluma oscura de la planta de Puerto Plata, ubicada encima de un cerro, se pueden ver desde los sitios turísticos tales como los hoteles a lo largo del Costambar y muchos edificios históricos.

Aunque la extensión a la cual el turismo se impacta directamente mediante la administración inadecuada del uso de tierra, ejemplificado por la planta de Puerto Plata, será difícil de cuantificar en términos monetarios sin estudios extensivos, es claro que la ausencia de prácticas de administración del uso de tierra pone en peligro el valor de los recursos recreacionales.

2.3.4.3 Social

Los impactos directos adversos a las comunidades residenciales son, dependiendo de su severidad, impactos de perturbaciones que afectan la calidad de vida, o impactos serios a la salud pública. Las comunidades residenciales son expuestas a perturbaciones tales como ruido de nivel bajo de los generadores, tráfico industrial y operaciones de la planta; polvo del tráfico industrial; la baja calidad de aire alrededor de la planta; y asuntos estéticos tales como pluma de chimenea, mantenimiento inadecuada de la planta, eliminación de chatarra, derrame menores de petróleo, y polvo de cenizas. En conjunto, estas perturbaciones impactan adversamente la calidad de vida en estas localizaciones.

Estas perturbaciones, sin embargo, en cantidades más severas pueden también impactar la salud pública. Aunque estudios que evalúan tales impactos de la salud no se han realizados, y ruido, aire y calidad de aire no se han monitoreado, conclusiones cualitativas pueden hacer con respecto a los impactos a los residentes cercanos. La salud de los residentes se afecta adversamente por los niveles de ruido por encima de 65 Ldn¹³ (HUD, 1992) ejemplificado en la planta de Timbeque. El manejo negligente de cenizas ligeras en la planta de San Pedro de Macorís ha resultado en cantidades indeterminadas de cenizas que derrame en los canales de tormenta y en el área vegetada del lugar propuesto donde los animales pueden pastar y beber de los estanques de aguas mansas. El tipo y extensión de estos impactos existentes y otros impactos tales como ruido y calidad de aire en los residentes que viven aproximadamente 500 metros al sudoeste de la planta no se saben. Sin embargo, durante las investigaciones en el campo, un empleado de la planta indicó que él conocía a gente con problemas respiratorios aparentemente causados por la ingestión de cenizas. Además, vivir en las proximidades a las plantas eléctricas expone a los residentes a las serias consecuencias potenciales de los accidentes de la planta tales como incendio, explosiones, derrames de combustible petróleo y accidentes de líneas eléctricas y estación de electricidad. Sin embargo, el impacto singular más grande que resulta de estas prácticas del uso de tierra son los efectos de la eliminación y manejo inadecuadamente administrado de materiales de desecho, en particular cenizas ligeras, para la salud humana como se describe en detalle en la Sección 2.3.3, “Eliminación de desechos sólidos”.

2.4 RESTRICCIONES DEL CUMPLIMIENTO AMBIENTAL

Varios factores contribuyen a la falta de cumplimiento en el sector eléctrico de la República Dominicana con las normas ambientales internacionalmente aceptadas tales como esas notadas en la Sección 2.2, “Normas existentes del impacto ambiental”. Estas restricciones, que consisten en factores económicos, de mantenimiento y de documentación/monitoreo, limiten severamente la capacidad de la República Dominicana de desarrollar y operar sus instalaciones en una manera ambientalmente responsable.

Restricciones económicas representan los factores primarios que inhiben el cumplimiento ambiental en el sector eléctrico. Los siguientes problemas resultan de la falta de financiamiento apropiadamente aplicada y contribuyen a la degradación ambiental en la República Dominicana:

- Mejoramiento inadecuado con equipos modernos del control de contaminantes (costo directo de las unidades adicionales, pero también el costo de adaptarlas a las operaciones existentes)
- Cantidad inadecuada de personal cualificado y el entrenamiento de empleados menos cualificados para operar y mantener las plantas existentes a una eficiencia

¹³ Ldn es el nivel promedio de ruido durante 24 horas, en decibels, obtenido mediante la acumulación los sucesos con la adición de 10 decibels a los niveles de ruido durante la noche desde 10pm a 7am. La ponderación de los sucesos de noche toma en cuenta el aumento usual de los efectos perturbantes de ruido durante la noche, cuando el nivel ambiente es más bajo y la gente intenta dormir.

máxima para lograr beneficios sustanciales en la calidad de aire

- Inabilidad de usar combustibles de calidad más alta (carbón y destilado de petróleo de calidad más alta) para reducir el volumen de emisiones de la planta
- Falta de mantenimiento de equipos y sistemas no esenciales, que resultan en la operación de baja eficiencia y compensación para defectos en los equipos, y reparación de los equipos solamente cuando las operaciones de la planta se amenazan (ver la Muestra 2-8)

El mantenimiento inadecuado resulta de fondos insuficientes para mantener la eficiencia de la planta y para remunerar los empleados para que toman cuidado de no desechar chatarra, equipos, materiales de edificios y basura en el lugar de la planta.

Un factor de importancia igual que contribuye a la falta de cumplimiento ambiental en la República Dominicana es la ausencia de una estructura institucional ambiental coherente para efectivamente promulgar y ejecutar las normas ambientales. No existe un sistema que requiere al sector eléctrico de monitorear o reportar información ambiental significativa tales como la cantidad y calidad de emisiones de la calidad de aire y flujos de desechos sólidos. Por eso, no existe ningún incentivo o razón para recolectar información que no es percibido por la administración de la planta como esencial para el funcionamiento de la planta. Estas limitaciones de la estructura institucional ambiental se describen más en la Sección 3, "Estructura institucional ambiental de la República Dominicana".



Derramamiento de petróleo en San Pedro de Marcoris



Sitio de desechos en Itabo

Muestra 2-5:
Efectos de la calidad del agua/biología



Sitio para el desecho de cenizas de carbón en Itabo



Derramamiento de cenizas de carbón en San Pedro de Macoris



Muestra 2-6:
Práctica de desecho de desperdicios sólidos

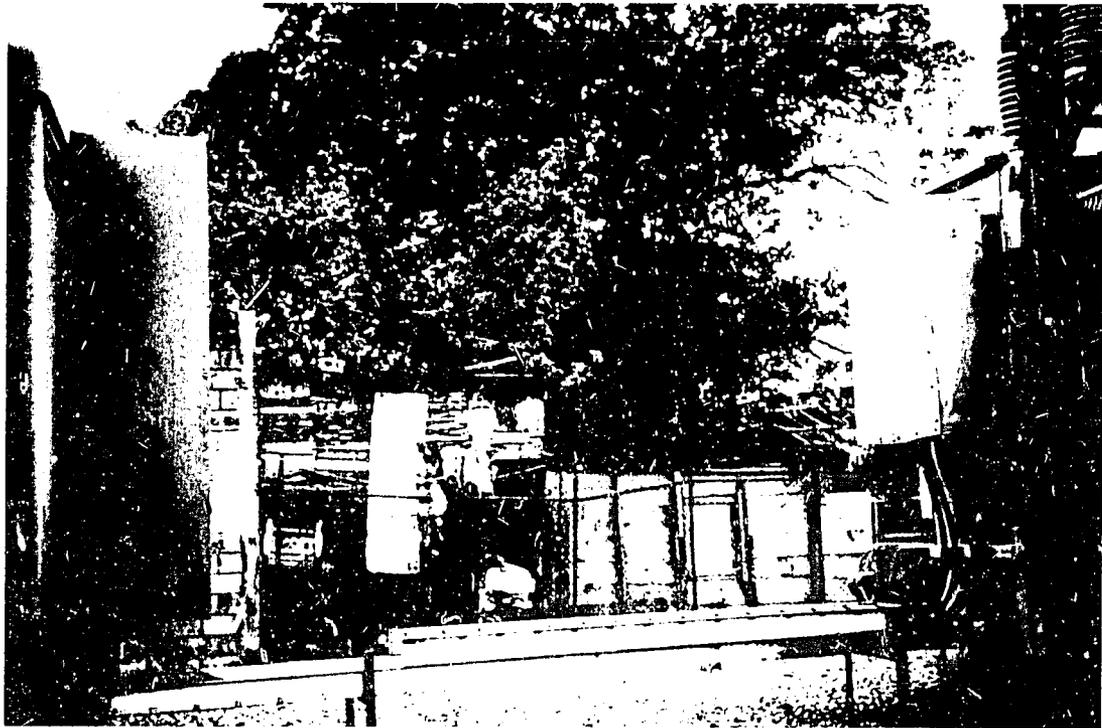


Desecho de lodo en una zanja abierta en la planta de Puerto Plata

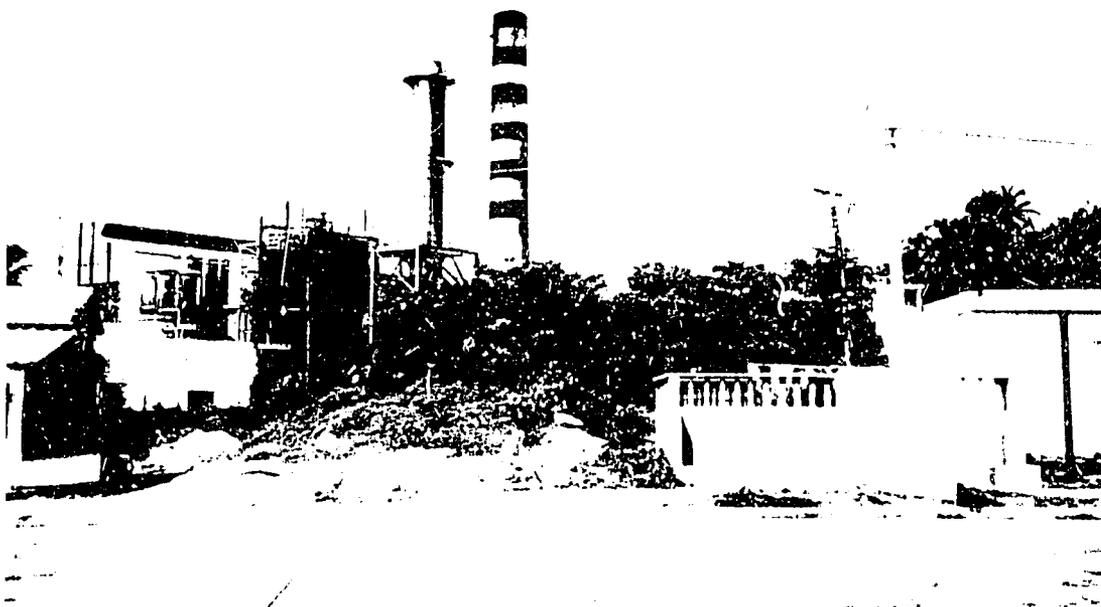
Muestra 2-6 (cont.)

Práctica de desecho de desperdicios
sólidos

53



Chimeneas a lo largo del cercado en Timbeque



Una vista de Malecor. desde la Chimenea en la planta de Puerto Plata

Muestra 2-7:

Efectos del uso de la tierra/social



Muestra 2-8:
Actividades de mantenimiento
de la planta

5

3. ESTRUCTURA MEDIOAMBIENTAL INSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

El desarrollo medioambiental sostenible de los proyectos del sector eléctrico en la República Dominicana dependerá de la integración de una capacidad de administración medioambiental en la estructura institucional y regulatoria del país. Esta sección presenta un resumen de la actual situación legal y regulatoria del país. Un repaso detallado de todas las leyes, regulaciones y agencias medioambientales está más allá del alcance de esta Evaluación Ambiental. Por consiguiente, el análisis en esta sección está basado en el repaso de informes y estudios previamente completados, y en entrevistas, realizadas por el Equipo de Evaluaciones Ambientales durante marzo y abril de 1994, con personal de la agencia y miembros clave del comité medioambiental del país (ver Sección 9, Organizaciones y Personas Consultadas).

3.1 ESTRUCTURA POLÍTICA Y LEGAL

Una política medioambiental nacional clara y basada en la ley es esencial para incorporar intereses medioambientales en la planificación y desarrollo, y para asegurar un manejo y protección medioambientales apropiados.

3.1.1 Políticas y Leyes Medioambientales existentes

La primera iniciativa política para integrar una administración medioambiental en la estructura gubernamental de la República Dominicana fue formulada en el informe de 1992 de la Conferencia de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo. En dicha iniciativa, el gobierno de la República Dominicana apoyó el concepto de desarrollo sostenible, detallando problemas medioambientales críticos como la deforestación, la contaminación industrial no reglamentada y la disminución de la calidad de vida, incluyendo salud y educación. El informe nacional sobre la Conferencia presentó una estrategia medioambiental cohesiva, considerando el uso de la tierra, el desarrollo sostenible de recursos naturales, el desarrollo de recursos institucionales y humanos, y la financiación de programas y proyectos medioambientales. Consecuentemente, se emprendió la preparación de varios planes con apoyo de la comunidad donante internacional: el Plan de Acción Forestal Tropical, el Plan Nacional de Desarrollo Turístico, el Plan Nacional de Recursos Hidráulicos, el Plan Nacional de Salud y el Plan Nacional de Agua Potable y Agua Desechable. En este momento se desconoce el estado de estos planes.

En este momento no existe ninguna ley medioambiental general, pero algunas leyes y resoluciones existentes contienen declaraciones de la política o normas aisladas pertenecientes a diversos aspectos de la calidad medioambiental. La Ley de Salud Pública (1956) regula todos los aspectos relacionados con la salud pública, como la contaminación de agua potable, la eliminación de desperdicios sólidos y la contaminación de agua y alimentos. La Ley 128 (1988) prohíbe la importación de ciertos tipos de desperdicios sólidos a la República Dominicana. La Ley 217 (1991), administrada y reforzada por el Secretaría de

28

Estado de Agricultura, prohíbe la importación o el uso comercial de ciertos pesticidas y de otros químicos potencialmente peligrosos.

También existe legislación para agencias y comisiones, responsabilizándolas sobre algún aspecto particular de la calidad medioambiental. Esta legislación generalmente no contiene estructura gubernamental alguna para la ejecución de estas responsabilidades. El anexo B presenta una lista de estas agencias y sus legislaciones.

Discusiones con personal de la agencia y con miembros clave del comité medioambiental¹ indican que hay una creciente concienciación e interés en temas medioambientales entre el público dominicano. Individuos de éste y otros cuerpos han sido identificados como personas calificadas para participar y actuar como parte de esta nueva estructura institucional y regulatoria aparecida con la aprobación de la ley medioambiental propuesta.

3.1.2 Política y Ley Medioambiental propuesta

La “Ley de Protección y Calidad Ambiental”, que pone de manifiesto la política medioambiental nacional, ha sido redactada y está a la espera de aprobación presidencial antes de ser presentada al Congreso.

3.1.2.1 Propósito de la Ley

El propósito fundamental de la ley del medio ambiente es proteger, defender, preservar y restablecer la calidad medioambiental de todos los recursos naturales. La ley se dirige a todos los aspectos de la calidad ambiental, designa a la Comisión Nacional para el Medio Ambiente como la agencia de vigilancia ambiental, y estipula la ejecución de las provisiones y las penas por violación de las normas medioambientales. La ley hace hincapié en el uso racional de los recursos y prohíbe directamente cualquier acción pública o privada que pueda contribuir a la degradación del aire, agua y recursos de la tierra. La ley no expone normas prácticas para su implementación. Aún no han sido trazadas las provisiones, como las responsabilidades específicas de la agencia y protocolo para su coordinación, revisión, vigilancia y refuerzo.

3.1.2.2 Alcance de la Ley

Las provisiones para la calidad del agua de la propuesta ley requieren permisos para el uso de aguas nacionales; establecen zonas de protección de la calidad del agua en aquellos sitios donde ya se haya degradado seriamente el agua y obliga a todas las industrias y a los grandes desarrollos urbanos (incluyendo hoteles) a ser responsables de la provisión de sus propios y adecuados sistemas para la eliminación de aguas desechables donde no haya capacidad municipal. En relación a la calidad del aire, la ley enumera ciertos tipos de emisión, y sus fuentes potenciales, que deben ser regulados para evitar el deterioro y la degradación de la

¹ Hector Guiliani Cury del Equipo Técnico, el 7 de marzo de 1994; Eleuterio Martínez de ONAPLAN, el 11 de marzo de 1994; y el Dr. Antonio Thomen de la Comisión Nacional para el Medio Ambiente, el 13 de marzo de 1994.



calidad del aire. La ley identifica la preservación de la biodiversidad como una meta y la protección de ecosistemas específicos, como una prioridad nacional. También se establece la protección de la flora y fauna nativas. Se catalogan las especies de flora y fauna de interés y protección nacionales. El uso de la tierra y la eliminación de desechos sólidos también se regulan en la propuesta de ley. Se requiere a la Comisión Nacional para el Medio Ambiente que desarrolle un plan nacional de zonas. También se requiere un plan de eliminación de desechos sólidos que coordine la recolección con las comunidades y la eliminación en áreas con mínima permeabilidad para prevenir infiltraciones.

3.1.2.3 Agencias Responsables

La propuesta ley dota a la Comisión Nacional para el Medio Ambiente con todos los aspectos de vigilancia medioambiental y pone de manifiesto sus responsabilidades. Más importante aún, la Comisión Nacional para el Medio Ambiente será la responsable de establecer normas, reglas y regulaciones medioambientales, revisar informes de impacto medioambiental y social y, en general, coordinar todas las acciones, tanto del sector gubernamental como del privado, relacionadas con la calidad ambiental. Su estructura de organización incorporará las agencias relevantes ya existentes, por lo que, en teoría, tendrá control administrativo sobre estas agencias. Las responsabilidades específicas de las nuevas agencias o de las ya existentes están aún por definir. Las normas de coordinación de la agencia para el cumplimiento de actividades, como los procedimientos de revisión de permisos, no se han identificado todavía.

3.1.2.4 Guías y Procedimientos

Las normas medioambientales, a ser desarrolladas por la Comisión Nacional para el Medio Ambiente, incluyen estándares como límites de emisión para la calidad del aire, tipos y límites de emanaciones, niveles de ruido específicos para el uso terrestre y normas de conservación para la preservación del ecosistema. Se requerirá una Evaluación del Impacto Ambiental y Social (EIAS) antes de que sea emitida una licencia para ejecutar un proyecto que pueda tener un impacto adverso para el medio ambiente. La ley identifica algunos de los tipos de proyectos y actividades que requerirán informes de impacto, tales como aeropuertos, puertos, plantas eléctricas y otros proyectos de gran envergadura. También subraya secciones requeridas en dichos Informes, tales como la descripción detallada del proyecto, descripción del área de impacto, identificación de alternativas al proyecto y predicción de impactos. La ley también distingue grandes provisiones para la revisión pública de las Evaluaciones del Impacto Ambiental y Social.

3.1.2.5 Cumplimiento y Ejecución

Aunque la ley es específica en relación a las sanciones debido al incumplimiento de sus provisiones, el cumplimiento individual y las responsabilidades de refuerzo de las agencias todavía están por identificarse.

60

3.2 ESTRUCTURA REGULATORIA EXISTENTE

3.2.1 Agencias Responsables en la actualidad

En la actualidad en la República Dominicana las responsabilidades para la protección del medio ambiente están distribuidas entre numerosas organizaciones gubernamentales. Como se muestra en el Anexo B, hay aproximadamente 26 agencias o comisiones responsables de la regulación de algún aspecto de la calidad medioambiental. No hay ninguna agencia designada para controlar la calidad del aire o los desechos industriales. Diversas organizaciones fueron creadas por Decreto Presidencial para estudiar temas medioambientales específicos. Estas agencias carecen de fondos para operar y de autoridad para regular los problemas por los que son responsables. También hay cierto número de agencias responsables de la planificación, desarrollo y protección de los recursos naturales, tales como la Subsecretaría de Estado de Recursos Naturales (SURNEA-SEA), la Dirección General Forestal (DGF), el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) y la Dirección Nacional de Parques (DNP).

Estas organizaciones tienen misiones y responsabilidades solapadas, y la relación institucional entre ellas permanece legalmente y administrativamente indefinida. Por ejemplo, es responsabilidad conjunta de diversas organizaciones el formular políticas y estrategias medioambientales, y varias más están envueltas en el desarrollo paralelo de reglas y normas ambientales. La regulación de emanaciones industriales es un ejemplo notorio de la duplicación y redundancia de agencias, con el Instituto Nacional de Aguas potables y Alcantarillados a cargo de la planificación y construcción de sistemas de agua potable y la Corporación de Aguas y Alcantarillado de Santo Domingo responsable de la administración y el desarrollo de sistemas de agua potable en Santo Domingo. Ambas agencias, junto con el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos, se responsabilizan de la regulación de descargas industriales y de la gerencia de los suministros de agua potable. La aparente ausencia de coordinación e información entre las existentes organizaciones indica que hay necesidad de un método efectivo para asignar responsabilidades entre agencias.

Las responsabilidades para la dirección y la planificación nacional del medio ambiente están también distribuidas entre varias organizaciones. A continuación, se describen brevemente las organizaciones que están directamente a cargo de las tareas de gerencia ambiental:

- **Oficina Nacional de Planificación (ONAPLAN).** El Departamento Medioambiental de ONAPLAN, la agencia nacional de planificación establecida en 1967, está a punto de formular una política y planes medioambientales nacionales, incluyendo el Plan Maestro del Territorio, el Plan para la Limpieza del Río Ozama y las Reglas de Protección Medioambiental.
- **La Comisión Cumbre de Tierra.** Después de la Cumbre sobre la Tierra de las Naciones Unidas de 1992, el Decreto Presidencial 340 formó esta Comisión para llevar a cabo la Agenda 21 y la resolución de la Conferencia de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo. El presidente de la Comisión es el Vicepresidente de la

61

República Dominicana, y el director ejecutivo de la Comisión es el director de la Oficina Nacional de Planificación. Según Agenda 21, la Comisión es responsable de desarrollar la estrategia nacional medioambiental por medio de la coordinación de todas las agencias y comisiones de la República Dominicana. La Comisión también está preparando el desarrollo de las reglas nacionales del medio ambiente.

- **La Comisión Técnica Ecológica.** Creada por el Decreto Presidencial 226 en 1990, la Comisión Técnica es responsable de controlar la contaminación de los recursos de calidad del agua causada por desechos sólidos, químicos y contaminación industrial. Debido a la inexistencia de una estructura regulatoria legal o de un sistema de vigilancia, la Comisión Técnica ha hecho de policía medioambiental, recaudando de las industrias contaminantes unos RP\$20 millones en multas. La Comisión Técnica está preparándose para desarrollar normas técnicas y reglas medioambientales.
- **La Comisión Nacional para el Medio Ambiente.** La Comisión Nacional para el Medio Ambiente, creada en 1987 por el Decreto Presidencial 157, es la agencia cuya misión se parece más a la de una agencia de vigilancia medioambiental. Actualmente, la Comisión es responsable del control, reducción y eliminación de actividades perjudiciales para la salud humana y el ecosistema.

3.2.2 Guías de Procedimiento y Regulaciones Actuales

En el presente, en la República Dominicana no existe ningún proceso para discutir, preparar y revisar los Informes de Impacto Social y Ambiental para plantas eléctricas u otros proyectos que puedan tener impactos negativos para el medio ambiente. Esto quiere decir que no se incluyen consideraciones medioambientales y sociales en el desarrollo de proyectos eléctricos. No hay implicación pública, y no se requieren medidas de mitigación para compensar impactos adversos. Además, como no se requieren Informes de Impacto Social y Ambiental para proyectos públicos o privados, hay una escasez substancial de datos sobre las condiciones básicas para la calidad del agua, la calidad del aire, terrenos pantanosos, recursos biológicos, usos de la tierra y otros importantes recursos.

Las regulaciones ambientales están esparcidas entre agencias separadas y se dice que son redundantes y técnicamente inconsistentes. Consecuentemente, no existen procesos de concesión de permisos para descargas relacionadas con la calidad del agua, emisiones de aire, ni otros importantes procesos asociados con la operación y desarrollo de plantas generadoras. No hay límites en la emisión de la calidad del aire, ni estándares de la calidad del aire del ambiente, ni tampoco hay ninguna provisión que regule directamente la disposición de desechos potencialmente peligrosos, tales como ceniza de carbón y lodos. Se han desarrollado normas para la calidad del agua y también para las descargas industriales. NORDOM 436 establece un conjunto de normas físicas y químicas para emanaciones industriales que deberán ser cumplidas por las industrias. NORDOM 1 dicta las normas requeridas para la calidad del agua potable. Estas normas y regulaciones sobre la calidad del agua están detalladas en el informe "Red Nacional de Monitoreo de Calidad de Aguas para la

62

República Dominicana"². Ante la ausencia de procesos de concesión de licencias, no está claro como las agencias responsables implementan las normas existentes de calidad del agua potable para el consumo humano, las normas de emisiones industriales y las provisiones de calidad del agua potable establecidas en la Ley de Salud Pública (1956).

3.2.3 Cumplimiento y ejecución actuales

En general, se informa que el cumplimiento de las pocas leyes, regulaciones y estándares ambientales existentes es débil y altamente inconsistente. La carencia de un proceso administrativo que, a la vez, informe a las industrias potencialmente aplicantes de las normas vigentes y que asegure su ejecución a través de un proceso de concesión de licencias, inhibe severamente el cumplimiento de cualquiera de las normas promulgadas. Algunas plantas eléctricas existentes efectúan supervisiones de descargas. Por ejemplo, la planta eléctrica de San Pedro de Macorís, supervisa la temperatura del agua cuando sale de la planta hacia el exterior. De todas maneras, estos resultados no son registrados sistemáticamente y tampoco se reportan porque no hay requisitos de cumplimiento ni mecanismos de ejecución.

3.3 TEMAS EN LA ESTRUCTURA LEGAL Y REGULATORIA MEDIOAMBIENTAL

El grado de presiones institucionales a la gerencia ambiental que existe en la República Dominicana ha sido descrito en diversos estudios e informes, tales como Perfil Ambiental del País (USAID, 1981), Temas y Opciones en el Sector de Energía de la República Dominicana (ESMAP, 1991), Informe Nacional de la República Dominicana (preparado para la conferencia de la UNCED, 1991), República Dominicana; e Informe Sobre Temas Ambientales (Banco Mundial, 1993, informe no publicado).

La capacidad institucional actual de la República Dominicana es débil debido a una política ambiental nacional poco clara e indefinida, unos recursos humanos y financieros limitados y una estructura de organización severamente fragmentada. La falta de un cuerpo de administración de políticas ambientales con poderes financieros y legales, ha resultado en la improvisación de políticas ambientales y de su gerencia nacional. La actual implementación de la ley y política ambientales en la República Dominicana no facilita la incorporación de objetivos sociales o ambientales en el desarrollo económico, la planificación, la financiación y la toma de decisiones. El compromiso para una política ambiental nacional y clara se ha iniciado recientemente.

Las leyes y normas ambientales con respecto al uso de recursos, su protección, la calidad ambiental, las descargas contaminantes, la eliminación de desechos y la localización de instalaciones, son débiles o inexistentes. Además, se carece de regulaciones que implementen las pocas leyes existentes, lo cual hace que su cumplimiento sea irreal. La ausencia de un proceso de evaluación ambiental resulta en proyectos que no incorporan temas ambientales interdisciplinarios o participación de la comunidad. El funcionamiento constitucional

² INDRHI, Informe N° 63. (abril de 1993).

63

también está bajo la presión de un inadecuado sistema de financiación y la carencia de un sistema de gerencia y de entrenamiento ambiental a nivel de la agencia.

Las agencias medioambientales parecen estar aisladas y no integradas en la planificación del desarrollo económico y la toma de decisiones para proyectos en todos los sectores. Así, las agencias existentes tienen pocas oportunidades e incentivos para compartir información y para coordinar e integrar responsabilidades, lo cual combina el problema de redundancia y conflicto. Más aún, es difícil saber qué ley está vigente y cuál es la agencia responsable. También es difícil distinguir entre las regulaciones y las agencias eficientes en la protección de algún aspecto de la calidad ambiental y las que no lo son. En resumen, la estructura institucional de la República Dominicana carece de capacidad para asegurar el cumplimiento y refuerzo de las normativas.

La falta de información en relación a los problemas medioambientales existentes no sólo contribuye sino que empeora la débil capacidad institucional mencionada. Los problemas ambientales potencialmente importantes pasan desapercibidos hasta que se convierten en serias amenazas que implican cambios irreversibles. La causa de esta falta de información es la ausencia de sistemas de control, de conciencia pública, de sistemas de gerencia medioambiental y de normas técnicas de ejecución. Sin esta información, será difícil llevar a cabo las acciones preventivas propuestas en la ley de medioambiente y las recomendaciones de sistemas de gerencia presentadas en este documento. La identificación de los problemas ambientales existentes y de los datos de base será importante para la protección ambiental durante el desarrollo de la capacidad de gerencia ambiental.

Las estructuras institucionales y regulatorias propuestas por la ley medioambiental son claramente el primer paso necesario para conseguir el desarrollo sostenible de recursos naturales y de protección medioambiental. La próxima tarea será la implementación de la propuesta ley mediante la creación de una estructura de organización que apoye los requisitos y medidas necesarias para lograr un mejoramiento institucional significativo.

4. REVISION DE LA ESTRUCTURA REGULATORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR DE ENERGÍA

Las agencias que participan en la formulación y planeamiento de la política energética en la República Dominicana son el Consejo Nacional para la Energía (CNE) y la Comisión Nacional de Política Energética (COENER), y ambas aconsejan a la Oficina Presidencial en cuestiones de política energética. Hasta ahora, la CNE ha tenido las responsabilidades operacionales para la generación nacional de electricidad, su transmisión y su distribución. El Grupo Técnico de la CNE provee asistencia técnica al Consejo Nacional de Energía en la actual transición hacia una privatización del sector eléctrico. La Oficina Nacional de Planificación (ONAPLAN) también tiene funciones de planificación de energía como parte de sus responsabilidades de planificación económica nacional. Recientemente, para promover y facilitar la participación del sector privado en la generación de electricidad, se creó la Dirección para el Desarrollo y la Regulación de la Industria de Energía Eléctrica.

4.2 PROCEDIMIENTOS ACTUALES DE CONCESIÓN DE PERMISOS AMBIENTALES PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Ante la falta de una estrategia medioambiental cohesiva, de una ley ambiental general y de una agencia de vigilancia del medio ambiente, las políticas del sector eléctrico con regularidad no incluyen aspectos ambientales. Por ejemplo, a la hora de planificar un proyecto del sector eléctrico y elegir el lugar de su ubicación no se tienen en cuenta consideraciones sobre la calidad del aire y del agua ni la eliminación de los materiales de desecho. Tampoco hay normas que controlen la emisión de contaminantes por parte de las centrales ni procedimientos de concesión de permisos ambientales para las operaciones de las plantas. Actualmente no hay ningún mecanismo gubernamental que asegure el cumplimiento aunque se desarrollase una normativa para cada caso.

4.3 ESTRUCTURA REGULATORIA E INSTITUCIONAL PROPUESTA PARA LA ENERGÍA

Un componente integral para la reforma del sector eléctrico dominicano es la propuesta "Ley General de Electricidad"(ley de energía), que en la actualidad se revisa en el Congreso. Esta ley establece una reforma amplia de todos los aspectos de producción, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. También revisa las funciones de organización del Estado para conseguir un eficiente desarrollo e implementación de las políticas.

4.3.1 Propósito y alcance de la ley

El propósito fundamental de la ley es asegurar un crecimiento efectivo de la energía con un uso óptimo de recursos; promover la participación del sector privado en el desarrollo del sector eléctrico; integrar la consideración de aspectos ambientales; promover una competición justa en el fomento del sector eléctrico; regular los precios para reflejar un

67

mercado competitivo; prohibir prácticas monopolistas que inhiban la competencia en la producción y comercialización de la energía y redefinir la función esencial del Estado para que sea el promotor, regulador y facilitador de una producción efectiva de energía.

4.3.2 Agencias responsables y protocolo de revisión ambiental

Según la propuesta ley de energía, las organizaciones responsables de regular el subsector eléctrico serán la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad, ambas nuevas organizaciones creadas por la ley. La Comisión Nacional de Energía, que informa a la Oficina del Presidente, se responsabilizará del desarrollo de políticas energéticas y del control de todo el sector para asegurar su apropiado funcionamiento dentro de las metas y objetivos de la ley. La Superintendencia hará recomendaciones a la Comisión Nacional de Energía y se responsabilizará de todos los aspectos de implementación del desarrollo de las políticas del sector eléctrico. Entre sus muchas funciones, la Superintendencia analizará y supervisará los precios y tarifas eléctricas; supervisará el cumplimiento de los estándares y normas técnicas de producción, transmisión y distribución de electricidad, y aplicará multas y castigos por infracciones de las regulaciones y normas.

La solicitud para una "concesión definitiva" (una autorización para construir y operar instalaciones eléctricas) se enviaría a la Superintendencia para revisión y evaluación. La solicitud, junto con la aprobada o denegada recomendación de la Superintendencia, se enviaría a la Comisión Nacional de Energía. Si la Comisión aprobase la solicitud, entonces ésta se enviaría a la Oficina del Presidente para la autorización final. Si la Oficina del Presidente la aprobase, se le garantizarían al aplicante ciertos derechos normalmente restringidos al dominio público y se le autorizaría la construcción y operación de instalaciones eléctricas sujetas a las provisiones de la ley de energía.

4.3.3 Guías y procedimientos ambientales

La solicitud de autorización para la construcción y operación que se envíe a la Superintendencia, debe incluir un estudio de evaluación de los impactos ambientales de la propuesta instalación y los métodos propuestos por el solicitante para mitigar estos impactos. La ley requiere que las medidas de mitigación cumplan con las provisiones y las normas impuestas por "la organización apropiada". Por ejemplo, las medidas de mitigación de las emisiones de aire deben concordar con los límites de emisión para la calidad del aire, y la disminución del impacto en la calidad del agua debe seguir la normativa para la calidad del agua. Como esta evaluación ambiental forma parte del paquete de solicitud, las consideraciones ambientales se incorporan, teóricamente, al proceso de evaluación del proyecto. De todos modos, la ley no indica que el solicitante deba reevaluar los resultados y las propuestas medidas de mitigación si ciertos impactos no se identifican en el estudio o si las medidas de mitigación propuestas se consideran inadecuadas para contrarrestar los impactos adversos.

A pesar de que no hay procesos específicos para la concesión de permisos ambientales en esta legislación, la ley incluye el requisito general de que la Comisión Nacional de Energía

"dicte normas de protección ambiental y ecológica a las que deben someterse todas las empresas de energía". De todas maneras, la ley no especifica a qué recursos ambientales (aire, agua, uso terrestre) se refieren estas normas y cómo se deben desarrollar. Por ejemplo, la ley no menciona coordinación entre cualquiera de las cuatro organizaciones ambientales existentes, o el papel potencial de la Comisión Nacional para el Medio Ambiente.

4.3.4 Cumplimiento y refuerzo ambiental

La ley requiere que las compañías autorizadas para construir y operar plantas cumplan con todas las regulaciones y normas ambientales. La Superintendencia tiene autoridad para reforzar las normas técnicas dictadas por la Comisión Nacional de Energía y para vigilar el cumplimiento de estas normas. La ley no especifica provisiones de implementación para las funciones de cumplimiento y vigilancia requeridas de la Superintendencia, tales como la concesión de licencias ambientales y su proceso de revisión. La ley tampoco hace referencia a mecanismos de refuerzo tales como control e inspección de medidas de mitigación identificadas en un permiso aprobado para operar. Aunque la evaluación de los impactos ambientales y las medidas de mitigación se incluye en la aplicación para la autorización para construir y operar centrales, la ley no obliga a la Superintendencia o a la Comisión Nacional de Energía a rechazar solicitudes que no disminuyan los impactos ambientales hasta los estándares dictados por las normas. Además, la ley no detalla de qué manera las responsabilidades de vigilancia y revisión de la Superintendencia se integran con las de otras organizaciones que aparecen en el Anexo B.

4.4 TEMAS AMBIENTALES EN LA ESTRUCTURA REGULATORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

La debilidad en la estructura institucional del sector eléctrico se asemeja a la fragmentación institucional en las funciones de gerencia ambiental a lo largo del país. En la actualidad, las responsabilidades institucionales en el sector eléctrico están mal definidas, lo cual resulta en la falta de coordinación y seguimiento y en la solapación de agencias. Las políticas y programas no están bien preparados y están mal coordinados entre agencias, y los proyectos se seleccionan sin la apropiada evaluación, de acuerdo a guías de base de políticas energéticas y consideraciones ambientales. Dada la actual situación institucional y la estructura regulatoria se tendrán que tomar medidas provisionales especiales para asegurar que las medidas de mitigación propuestas en la Evaluación Ambiental sean implementadas y reforzadas con efectividad.

Es alentador el hecho de que la ley haya incorporado consideraciones ambientales en las políticas de desarrollo energético y el requisito de una evaluación previa a la autorización para la construcción y operación de plantas eléctricas. Pero si las responsabilidades de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de desarrollar y reforzar normas para proteger la calidad ambiental no se definen y coordinan con otras agencias, los actuales problemas y conflictos de duplicación técnica y administrativa se exacerbarán. Una íntima coordinación entre los procedimientos de implementación para la ley de energía y la ley del medio ambiente será muy importante para conseguir beneficios ambientales reales. La

67

Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia deben desarrollar un protocolo racional y consistente para el fomento de las normas ambientales y un mecanismo para permitirlo y reforzarlo.

Además del reto de desarrollar convenios institucionales con efectividad, también hay temas potencialmente problemáticos en el proceso de revisión de solicitudes tal como se define en la ley de energía. Primero, antes de que la recomendación y autorización final para construir y operar una planta se conceda, la inclusión de una evaluación ambiental y de un plan de mitigación en la solicitud no garantiza una evaluación ambiental sensata por parte de la Superintendencia y de la Comisión Nacional de Energía. Segundo, aunque el proceso de revisión de aplicaciones teóricamente provee la integración de criterios ambientales en el proceso de selección del proyecto, éste no es una sustitución adecuada al refuerzo. Tercero, aún no se ha proveído el incentivo para sopesar adecuadamente las implicaciones ambientales en la planificación de políticas de energía y la planificación de proyectos específicos. Temas como el grado en que las propuestas medidas de mitigación se adhieren a las normas establecidas, y cómo los costos ambientales se comparan a los beneficios de la producción de electricidad, serán críticos a la hora de conseguir un programa de desarrollo medioambiental sensato.

Ya que la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia son las agencias responsables del fomento de las políticas de energía, su implementación y evaluaciones medioambientales, es extremadamente importante que se mantenga la objetividad para conseguir la realización de estas dos labores. Para facilitar la revisión objetiva y la aprobación de los análisis ambientales, la Superintendencia, en su revisión de la "concesión definitiva", no debería ser la única responsable del análisis ambiental y de la evaluación del proyecto desde la perspectiva del desarrollo energético. Un detallado proceso de revisión medioambiental adicional debería llevarse a cabo usando agencias exteriores.

5. IMPACTOS AMBIENTALES Y ALTERNATIVAS DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS

5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS

El Plan de Expansión Energético de la República Dominicana está siendo preparado en la actualidad. Para preparar esta Evaluación Ambiental, se identificaron cuatro localizaciones como lugares prioritarios para el desarrollo de dos unidades de generación de 125 MW. Se asume que las dos unidades de 125 MW se pueden ubicar en una o dos de las cuatro potenciales localizaciones: Andrés/Boca Chica, San Pedro de Macorís, Puerto Viejo de Azúa e Itabo.

El Equipo Técnico identificó estos lugares (ver Muestra 2-3) como los más factibles de acuerdo a criterios de desarrollo físico y operacional, tales como acceso a puertos, disponibilidad de agua, transportación terrestre y acceso a otras infraestructuras. Las cuatro localizaciones se usan para analizar y describir los posibles impactos ambientales de las nuevas plantas y para recomendar medidas de mitigación que puedan ser incorporadas a futuros proyectos de plantas de energía. La descripción de estos impactos, así como las medidas de mitigación recomendadas en la Sección 6, pueden generalizarse para otras localizaciones con características similares. A continuación se presenta una descripción de cada uno de los sitios prioritarios.

5.1.1 Andrés/Boca Chica

Esta propuesta localización se encuentra en Andrés, junto a la costa, en la parte oeste de un puerto marítimo existente (ver Muestra 5-1). Aunque aún no han sido determinados los límites exactos, hay dos posibilidades para la ubicación en Andrés: un sitio en tierra junto a una costa rocosa y una planta flotante, aproximadamente situada entre 0.2 y 0.5 kilómetros de la orilla. El puerto y sus alrededores son industriales por naturaleza, con una refinería de azúcar, una planta de tratamiento de agua y un vertedero desatendido en el área. Boca Chica, una localidad densamente poblada con populares áreas de recreo para turistas y vecinos, está situada aproximadamente a 3 kilómetros al este de la zona prioritaria de Andrés.

5.1.2 San Pedro de Macorís

La localización prioritaria de San Pedro de Macorís está cerca de una planta de energía generada a vapor. Este lugar está al lado de un puerto existente en el río Iguamo (ver Muestra 5-2). El puerto y sus alrededores están industrializados con una fábrica de cemento situada directamente en frente de la planta existente. En la parte opuesta hay algunas áreas de uso residencial. La zona en sí misma tiene poca vegetación, árboles bajos e hierbas usados en la actualidad como pasto para animales como cabras y cerdos, que son fuente de alimento y de leche para los vecinos.

5.1.3 Puerto Viejo de Azúa

La localización prioritaria de Azúa es una zona natural sin desarrollar en la costa (ver Muestra 5-3). El único desarrollo cercano es una planta de GLP. La vegetación es escasa y las vistas hacia el interior son una planicie y colinas de poca elevación. La zona no parece tener un gran potencial para el desarrollo residencial o turístico.

5.1.4 Itabo

Aunque la situación exacta es desconocida, la localización prioritaria de Itabo se encontrará al lado de las plantas ya existentes en Itabo, que contienen dos unidades de carbón quemado de 115 MW (ver Muestra 5-4). El área alrededor de Itabo es industrial por naturaleza, con una refinería de petróleo y otra de azúcar cerca, y no hay desarrollo residencial en la circunvecindad. Dada la proximidad de las plantas de generación eléctrica existentes (Itabo I y II), la infraestructura industrial necesaria, como un puerto para el manejo de combustible, corredores de transportación, pilas de carbón y cinturones transmisores, está ya en su sitio.

70

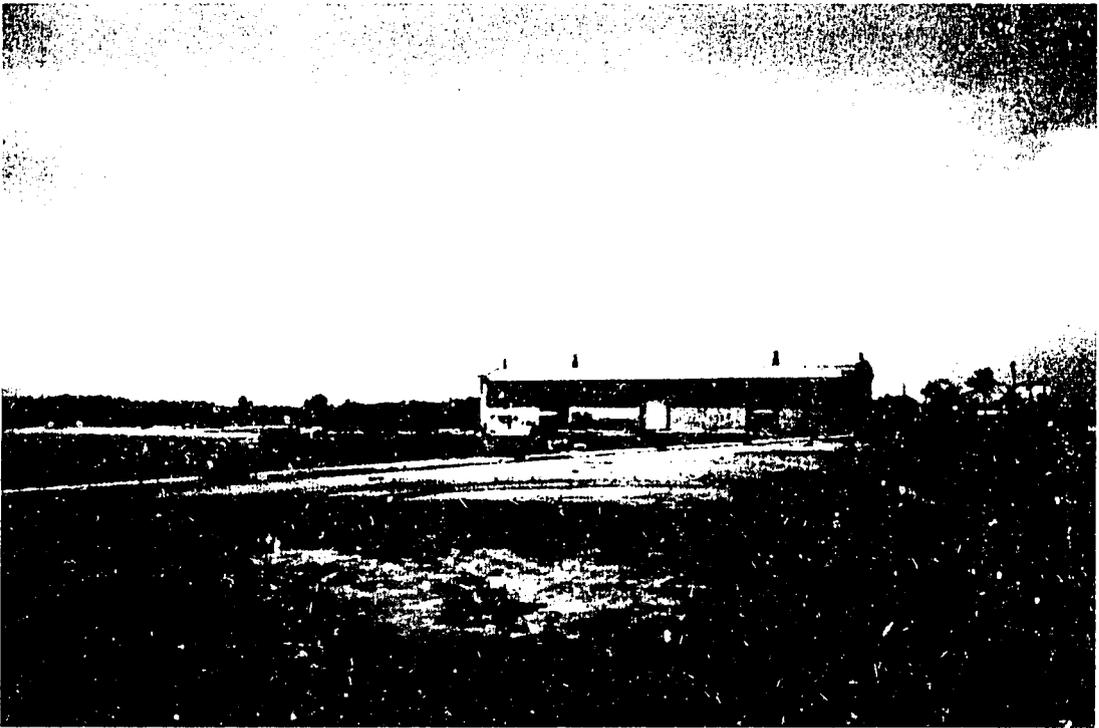
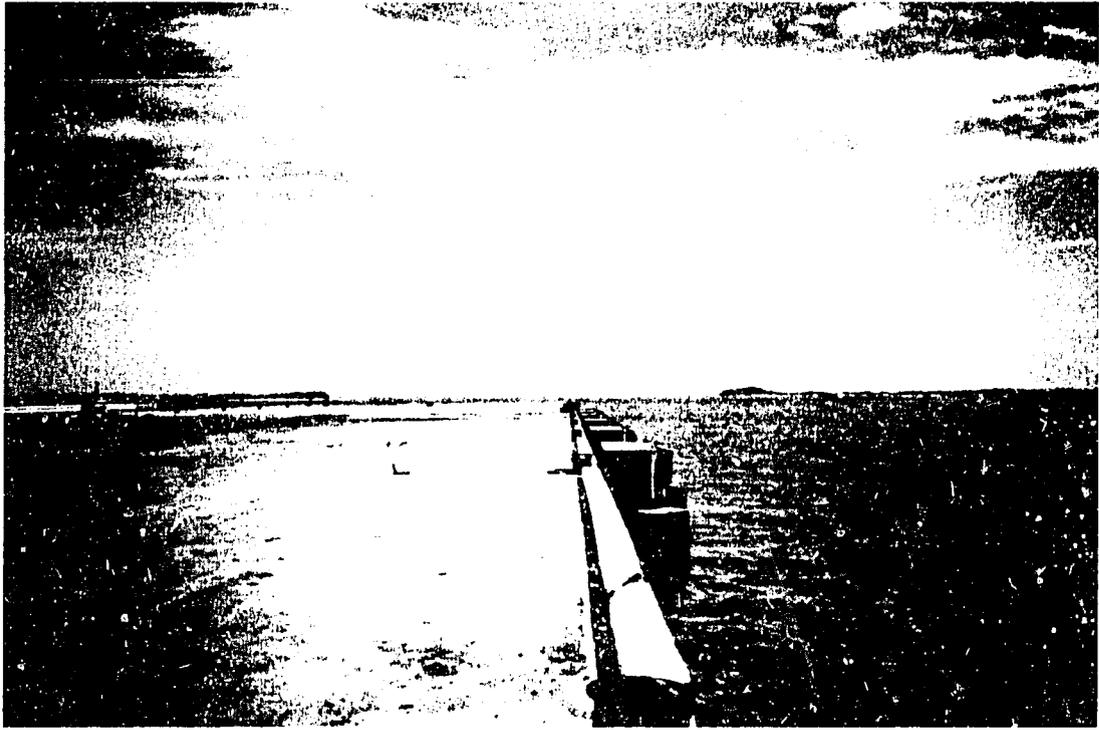


Muestra 5-1:

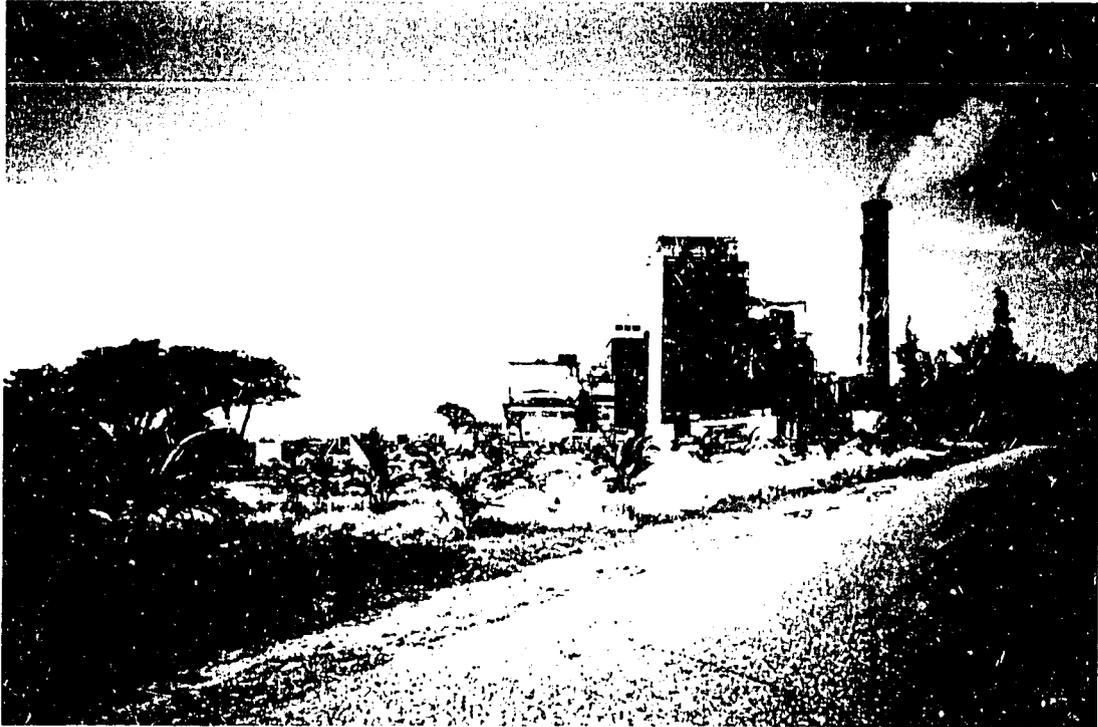
Sitio propuesto en Andres



Muestra 5-2:
Sitio propuesto en San Pedro de Macoris



Muestra 5-3:
Sitio propuesto en Puerto Viejo de
Azua



Muestra 5-4:

Sitio propuesto en Itabo

5.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LAS INSTALACIONES PLANEADAS

5.2.1 Calidad del Aire

Las plantas eléctricas propuestas, que consisten de dos unidades de 125 MW cada una, desarrolladas en cuatro lugares potenciales (Itabo, Andrés/Boca Chica, Puerto Viejo de Azúa y San Pedro de Macorís) se evaluaron mediante la comparación de las emisiones estimadas de aire de estas unidades con los estándares ambientales definidos en la Sección 2.2.1. Se supone que las unidades propuestas incorporarán equipos de control de contaminación similares a las instalaciones existentes en la República Dominicana. Estos controles incluyen precipitadores electrostáticos para el control de partículas, pero ningún equipo para el control de las emisiones de SO₂.

Los impactos potenciales de ubicar las dos unidades de 125 MW en cada uno de los cuatro lugares se presentan más abajo.

Itabo. En este momento existen dos unidades de 115 MW diseñadas para la combustión de carbón o petróleo en la planta de Itabo. Con el fin de calcular el escenario menos favorable de los impactos, se supone que las unidades existentes estarán quemando carbón con el mismo contenido de azufre usado acualmente (0,56%) mientras que las dos unidades nuevas estarán usando combustible de alto contenido de azufre (4,25% en peso de azufre). Los impactos asociados a las dos nuevas unidades de 125 MW en Itabo se determinan mediante la adición de las emisiones de las dos unidades nuevas a las emisiones de las instalaciones existentes. También se supone que la unidad I de Itabo, que actualmente no está en operación, estará en operación al mismo tiempo. Las concentraciones máximas pronosticadas de todos los contaminantes en el peor escenario meteorológico se muestran en la Tabla 5-1. La tabla muestra las concentraciones máximas de dióxido de azufre cuando, usando *fuel oil* de alto contenido de azufre, se excede el estándar de SO₂ de 3 horas en aproximadamente 20%, y el estándar de SO₂ de 24 horas en 270%. Esto se considera como un severo impacto adverso. Sin embargo, si se usa combustible con un 2% en peso de contenido de azufre en las nuevas calderas, no se excede el estándar de SO₂ ambiental aún bajo el peor escenario meteorológico. La Tabla 5-1 también muestra que los niveles pronosticados de los otros contaminantes están por debajo de los estándares de calidad de aire ambiental.

San Pedro de Macorís. Las emisiones de dióxido de azufre de las plantas existentes en San Pedro de Macorís son un poco mayores que las de las plantas de Itabo I y II. Por lo tanto, si se selecciona este lugar para las dos nuevas unidades, la contribución a las emisiones por parte de estas unidades a las concentraciones existentes de SO₂ resultarán en el exceso de los estándares ambientales. Los impactos asociados al desarrollo de estas dos nuevas unidades usando *fuel oil* de alto contenido de azufre, bajo las peores condiciones meteorológicas, exceden el estándar de 3 horas de SO₂ en aproximadamente 15%, y el estándar de 24 horas en 200%. Este impacto es considerado como un impacto adverso importante. Si se usa un combustible de bajo contenido de azufre (menos de 2% en peso de azufre) las

concentraciones máximas de contaminantes no excederán los estándares ambientales y se evitarán los impactos importantes.

Andrés/Boca Chica y Azúa. La expansión planeada en ambos lugares resultarán en concentraciones de aire por debajo de los estándares debido a que no existen instalaciones en el mismo lugar que se añadirán a estas concentraciones de contaminantes.

5.2.1.1 Emisiones de Dióxido de Carbón

Las emisiones de dióxido de carbono son de importancia debido a su potencial contribución al cambio climático mediante la retroalimentación radiactiva en la troposfera. Se estima que la expansión propuesta del sector eléctrico aumente las emisiones de CO₂ en alrededor de dos millones de toneladas por año, en comparación con las emisiones de plantas existentes en la República Dominicana de aproximadamente nueve millones de toneladas. La emisión mundial estimada de CO₂ es de aproximadamente 3 gigatoneladas por año (3x10¹² toneladas). El aumento relativo de emisiones de que resultan del desarrollo de las unidades propuestas será modesto. El mejoramiento de la eficiencia y conservación de energía minimizarán las emisiones de CO₂.

Tabla 5-1 Niveles de emisión en el aire de las instalaciones planeadas en Itabo⁽¹⁾

	SO ₂		NO _x	PM ₁₀
	3 hr.	24 hr.	anual	24 hr.
Antecedente	8	8	5	35
Instalaciones existentes ⁽²⁾	116	60	16	31
2 nuevas unidades de 125 MW	1551	694	40	122
Estándares Ambientales ⁽³⁾	1300	250	100	150

⁽¹⁾ Supone el peor caso en condiciones meteorológicas.
⁽²⁾ Unidad II está en operación y la Unidad I está en rehabilitación. Se supone que para cuando se construyan las nuevas plantas, la Unidad I también esté en operación. También se supone que las nuevas unidades operarán al 75% de capacidad.
⁽³⁾ Basado en los estándares USEPA, excepto el estándar de 24-hr de SO₂ del Banco Mundial.

5.2.2 Calidad del agua/Biología

5.2.2.1 Calidad del agua

Los potenciales impactos en la calidad del agua en cualquiera de las cuatro localizaciones propuestas para las plantas de energía son básicamente similares para cada sitio. Si las instalaciones propuestas se construyen del mismo modo que las ya existentes, seguramente

habrá impactos significativos en la calidad del agua, del mismo tipo y magnitud a los descritos en la Sección 2.3.2:

- Un aumento significativo de las temperaturas ambientales del agua adyacente a la emanación de agua fría. Esta pluma puede permanecer flotando sin mezclarse y en estratos, incluso a cierta distancia de la descarga del canal. En aguas tranquilas, la pluma puede continuar separada durante una distancia considerable, pero esta distancia puede disminuir con el incremento del viento y de las corrientes, causando turbulencias y mezclándose.
- El uso de sales para el enfriamiento del agua marina puede desembocar en el ensuciamiento y la obstrucción de tuberías de abastecimiento, conductos o cañerías debido al creciente y eventual encrustamiento de algas marinas e invertebrados en el equipo. Para remover este material normalmente se utiliza algún tipo de biocida como hipoclorito o cloro. Es posible que las facilidades existentes usen estos componentes y después los viertan en las aguas receptoras sin ningún tratamiento para neutralizar el cloro.
- Metales pesados originados en las plantas pueden infiltrarse. Estos metales pueden ser debido a la corrosión de las tuberías causada por el contacto con aguas marinas, filtrándose de las cenizas ligeras desechadas incorrectamente e incluso de biocidas de base de cobre.
- Derrame de agua de superficie de las plantas contribuirá a la concentración de cualquiera de los químicos usados allí, tales como aceites, grasa y sólidos suspendidos. Los sistemas de drenaje al descubierto pueden aportar más materiales de desecho como aceites residuales, lubricantes, disolventes y limpiadores.
- Los muelles evidencian que se producen derrames de aceite durante las operaciones de transferencia de combustible. La prueba está en la gruesa capa de aceite negro residual que hay en el muelle. Cualquier vertido va a parar a las aguas y sedimentos de alrededor sin ser recogidos o tratados, quedando así contaminadas con varios hidrocarburos de petróleo.
- Los montones de carbón totalmente al aire libre y sin estructuras periféricas para contener el derrame de agua de superficie crearán polvo que se depositará en la superficie de las aguas o los mares cercanos.
- Los desechos de ceniza pueden estar altamente contaminados con varios metales pesados procedentes de la ceniza y con elementos orgánicos procedentes de desechos desconocidos.

77

- Pueden crearse excedentes de los constituyentes de la calidad del agua, tales como temperatura, pH, metales pesados, hidrocarburos de petróleo y elementos orgánicos. La magnitud de estos impactos dependerá de los métodos de construcción y operación de la planta y de las fuentes de combustible.

5.2.2.2 Biología

La identificación de potenciales impactos a recursos biológicos, terrestres y acuáticos, tiene que ser cualitativa por naturaleza debido a la falta de información sobre condiciones biológicas de base en cualquiera de las localizaciones propuestas. Sin información sobre la composición de las especies, su diversidad y su presencia o ausencia en estas localizaciones, tampoco se puede determinar la importancia de los impactos. Por consiguiente, en la siguiente discusión sólo se presentan categorías generales de impactos biológicos. La identificación de los recursos específicos de cada localización y su consiguiente impacto debería presentarse en los Estudios del Impacto Ambiental específicos de cada proyecto.

Biología Terrestre

Andrés/Boca Chica. La flora y la fauna terrestre del lugar es limitada y está perturbada. Gran parte de la zona propuesta para desarrollo se usa actualmente como vertedero, así que no tiene mucha vegetación. Sin hacer estudios y cortes transversales de la zona es difícil determinar que especies de mamíferos y aves la habitan. En base a las limitadas observaciones realizadas durante visitas a la zona, parece ser que durante la construcción y funcionamiento de la planta no habrá impacto en especies significativas de flora y fauna.

San Pedro de Macorís. Durante la construcción se arrancarán algunos árboles y arbustos. Estos árboles y arbustos parecen ser comunes en el área y su pérdida en extensión no será muy significativa. Aunque los mamíferos y aves que viven en esta arboleda sufrirán una pérdida de hábitat. Además, la actividad humana del área turbará a algunas aves marinas como las golondrinas.

Puerto Viejo de Azúa. El sitio propuesto no ha sido tocado y requerirá el corte de arbustos y árboles. El disturbar esta área, de algún modo pristina, representará un impacto significativo para aves y mamíferos que residen en su vegetación y la usan para protegerse, refugiarse, anidar y descansar.

Itabo. La biología terrestre del área propuesta para la nueva instalación es limitada y parece perturbada. El sitio se caracteriza por hierbas y por vegetación trepante, y al parecer recientemente se han plantado pequeñas palmeras. En el área inmediata no hay muchos otros árboles y arbustos que pudieran ofrecer vivienda y cobijo a la biología terrestre, excepto por algunos que están al lado de las viviendas de enfrente de la carretera. La construcción y el funcionamiento de una central eléctrica en la zona seguramente no implicará ninguna pérdida importante de flora y fauna, porque el lugar ya está sujeto a actividad humana y posiblemente ya haya sido perturbado.

Biología Acuática

Andrés/Boca Chica. Las aguas de la costa son muy claras y los niveles de objetos flotantes turbulentos son muy bajos. En las áreas de entre mareas podía reflejarse la presencia de numerosas algas, corales encrustados y erizos de mar. En base a las limitadas observaciones, parece ser que la construcción y el funcionamiento de la planta en este sitio podrá impactar a las comunidades marinas de la zona de una manera importante. Los diversos efluentes así como el incontrolado derrame de agua de superficie degradarán la calidad del agua resultando en la alteración, posiblemente adversa, de la estructura de la comunidad marina de esta area.

San Pedro de Macorís. Debido a la turbulencia del agua, no se hicieron observaciones de las areas de entre mareas. Además del gran número de industrias ya ubicadas a lo largo del río Iguamo, se asume que la calidad del agua ya ha sido impactada y como resultado, con el paso de los años, las comunidades acuaticas del area se han alterado. Es fácil que adicionales descargas de una nueva planta eléctrica tengan un impacto adverso acumulativo en los recursos acuáticos de alrededor.

Puerto Viejo de Azúa. No existen descargas industriales en el area y la bahía es relativamente pristina. El único desarrollo de envergadura de la zona es un muelle para LPG que se bombea para su almacenaje. El muelle se ve relativamente limpio y no se producen vertidos importantes dentro de la bahía. No parece haber manchas de aceite en el agua y la visibilidad es buena, lo que indica bajos niveles de objetos flotantes y turbulencias. Trabajadores locales han indicado que los residentes pescan camarones y langosta roja en la bahía. Todo parece indicar que una industria como una planta eléctrica, con sus muelles de carga y sus tuberías de vertido, podrá impactar significativamente la calidad del agua de la bahía, a través de la introducción de materiales antropogénicos y, en consecuencia, afectar adversamente los recursos pesqueros de los pescadores locales.

Itabo. La costa de Itabo provee de agua a la central existente y también recibe de ésta sus vertidos. Al parecer, en las cercanías de la costa se ha limitado la pesca y los pocos pescadores locales que utilizan el area tienen que pescar en agua más profundas, alejados del saliente rocoso que rodea la isla (Martínez, comunicación personal, 1994). Al igual que en San Pedro de Macorís, se producen descargas industriales alrededor de la localización propuesta, lo cual probablemente ya ha contribuido a la degradación de la calidad del agua y por ende al impacto adverso de la biota marina. Adicionales descargas de una nueva central podrán tener un impacto acumulativo adverso en las comunidades marina vecinas. De todos modos, sin un modelo detallado, no se puede determinar la importancia de este impacto

5.2.3 Desecho de vertidos sólidos

Los impactos ambientales que resultan de los desechos de vertidos sólidos generados por las plantas propuestas, ubicadas en cualquiera de los cuatro lugares prioritarios (Boca Chica, San Pedro de Macorís, Azúa e Itabo), dependerán principalmente de que los métodos de vertido de desechos sean apropiados. Si las centrales planeadas utilizan los actuales métodos de

79

eliminación de desechos, se darán muchos de los impactos también descritos en la Sección 2.3.

Estos métodos de eliminación de desechos podrán conducir a una extensiva contaminación del suelo y de las aguas subterráneas y en impactos adversos para la salud humana, tal como se describe en la Sección 2.3. Si se implementase una metodología sensata de establecimiento, preparación del lugar y guías de operación, muchos de los impactos ambientales negativos causados por los incorrectos métodos de eliminación de desechos se podrán evitar.

Los impactos ambientales causados por contaminación química se deben a dos importantes variables: el tipo y las características del combustible, y las características de los vertederos de la planta. Como estas variables están todavía por definir, no es posible definir los impactos específicos y su importancia. De todas maneras se asume que las centrales propuestas generarán como material primario de desecho o bien ceniza de carbón o bien lodo proveniente de los tanques de almacenamiento de combustible.

Si la planta desarrollada utiliza carbón, la ceniza de carbón será el principal material de desecho. Cierta componente de la ceniza de carbón, proveniente de los precipitadores electrostáticos, es el que seguramente se creará en la planta y representará el grueso (por ejemplo en peso) del vertido sólido a ser desechado. Tal como se discute en la Sección 2.3, los impactos asociados con vertidos de ceniza no tratados pueden resultar en la contaminación del suelo y la infiltración de contaminantes en cantidades tóxicas en las aguas subterráneas y superficiales, y causar serios impactos directos e indirectos en los medioambientes humano y natural. Cantidades infiltrables de plomo, arsénio, bario, cadmio, cromo, mercurio, plata y selenio serán probables si la ceniza se echa en vertederos no alineados y no tratados.

Si la planta propuesta usa el combustible N° 6, la principal fuente de desecho será un pesado material asfáltico cenagoso que aparecerá al limpiar los tanques. A pesar de que la composición química de este materia no está disponible, contendrá muchos hidrocarburos asfálticos, algunos de los cuales tienen potencia de infiltración, además de potenciales cantidades infiltrables de plomo y de vanadio. Los hidrocarburos más pesados se adherirán al suelo y éste quedará incapacitado para albergar vegetación.

A pesar de la fuente de combustible escogida, sus consiguientes materiales de desecho y las cantidades de residuos, deberán implementarse guías para la ubicación, preparación y operación del área de desecho discutida en la Sección 6.2. para así evitar impactos ambientales potencialmente peligrosos causados por la contaminación del suelo y de las aguas subterráneas y superficiales.

5.2.4 Uso de la tierra/Social

Los potenciales impactos del uso de la tierra que resulten del desarrollo de las plantas eléctricas en cualquiera de las cuatro localizaciones prioritarias se evalúan sin la adopción de

políticas de desarrollo y de planes para el uso de la tierra. Sin tales documentos, la evaluación del impacto del uso de la tierra se centra en la habilidad que tiene el lugar propuesto para acoger una planta de generación eléctrica. Estas evaluaciones necesariamente incluyen una variedad de impactos tales como ruidos, emisiones de las plantas y el impacto en la calidad visual y escénica del area vecina a las cuatro localizaciones prioritarias. Aunque no se conducen estudios sociales específicos de la zona, sí se consideran los tipos de impacto social previsible para las cuatro areas y en otros sitios de todo el país. Estas evaluaciones se dividen en dos areas geográficas: impactos en el area inmediata a la planta e impactos en un radio mayor.

5.2.4.1 Andrés/Boca Chica

La planta de Andrés está situada a lo largo de una escénica linea costera, en la parte oeste de un existente puerto marítimo. Estos usos incluyen una refineria de azúcar y una planta de tratamiento de agua. La planta de tratamiento de agua, que es inmediatamente adyacente a la planta eléctrica, no obstruye ni en diseño ni en operación y está visualmente protegida por abundante vegetación. La relativamente extensa refinería de azúcar, con su alta y marrón columna de humo, sus materiales de desecho sin tratar y su pila de residuos, es el uso más prominente en los alrededores. Junto a la orilla del mar hay un vertedero de basura ilegal que contiene vertidos procedentes de un complejo residencial cercano.

Desde la perspectiva de un uso consistente de la tierra, el impacto del desarrollo de una planta en las inmediaciones de Andrés será mínimo. Aunque criterios de construcción y de diseño tendrán que usarse para reducir daños a la calidad del aire y del agua y a los recursos de la tierra, impactos relacionados con la planta como ruido, tráfico, emisiones de aire e intrusión visual en el paisaje de los alrededores no impactarian adversamente en los usos industriales. La carretera que llega a la planta llega también al puerto y a los usos industriales cercanos y, si se mejorara, será apropiada para el tráfico industrial asociado con el desarrollo de una planta eléctrica. La calidad escénica del area costera que se encuentra alrededor de la facilidad ha sido seriamente degradada por la presencia y funcionamiento de la refinería de azúcar.

Desde la perspectiva de un uso de la tierra, Andrés tiene potenciales limitaciones. Aunque los límites aún no se han definido, el espacio para la ubicación de la planta es bastante pequeño y puede significar que la planta esté directamente situada al lado de la orilla, sin el espacio apropiado. Una planta flotante, inmediatamente fuera de las lineas de embarque, puede dificultar del tráfico del puerto existente.

El area de influencia más grande incluye Boca Chica, una area densamente poblada y desarrollada con complejos para la recreación turística y local, que está a unos tres kilómetros al este de la facilidad de Andrés. Bordea el corredor que servirá de ruta para el abastecimiento de la planta y para el transporte de materiales de desecho. Los impactos a los usos residenciales situados a lo largo del corredor de transportación se atribuirán primariamente a las actividades de transporte de combustible y de desechos. Se utiliza carbón como fuente de combustible y no se toman medidas apropiadas para controlar la

dispersión de estos materiales, el carbón y los vertidos de ceniza pueden desparramarse a lo largo del corredor. Como el turismo es el foco principal de Boca Chica, potenciales impactos a la calidad estética del area afectarán negativamente su valor como recurso recreacional turístico y local.

Si se construyese una central en Andrés/Boca Chica habrá impactos potencialmente significativos en el uso de la tierra. Pero no habrá impactos sociales adversos en la inmediata vecindad. En un area de influencia mayor, el aumento de polvo, el tráfico y el ruido impactarán negativamente en la calidad de vida de los que residen a lo largo del corredor de transportación de la planta. En particular, el dispersamiento de ceniza de carbón, a causa de sus constituyentes potencialmente infiltrables, se considerarán impactos adversos en la salud pública. Impactos sociales beneficiosos serán el aumento de las oportunidades de trabajo en el area de Andrés/Boca Chica durante la construcción y el funcionamiento de la planta. En base a un período de construcción que se asume de tres años, se crearán aproximadamente 210 puestos de trabajo en la construcción. Para las dos plantas se crearán aproximadamente 100 puestos de trabajo permanente. Mejoras en el suministro de energía de todo el sistema, resultarán en un impacto directo positivo para la calidad de vida y en un impacto económico indirecto también positivo causado por el incremento de la actividad económica en todo el país.

5.2.4.2 San Pedro de Macorís

El lote seleccionado para la ubicación de la planta de San Pedro de Macorís está junto a una central eléctrica existente. En la vecindad también existe un puerto del río Iguamo. Enfrente de éste hay una fábrica de cemento que abarca un area de tierra más bien grande. A unos 500 metros al suroeste está ubicado un complejo residencial. El lugar propuesto tiene escasa vegetación, árboles pequeños e hierbajos, usados para el pasto de animales como cerdos y cabras, que son probablemente fuente de alimento y leche para residentes vecinales.

Una planta eléctrica en este lugar será compatible con los usos industriales existentes en la circunvecindad y, por consiguiente, los impactos por el uso de la tierra en las inmediaciones será mínimo. Impactos relacionados con la planta, como ruidos, tráfico, emisiones de aire e intrusión visual en el paisaje de la zona, no afectarán negativamente a los usos industriales de la inmediación. La carretera que lleva al lugar también es utilizada por la planta ya existente y puede acoger el tráfico industrial adicional que conlleva el desarrollo de una planta eléctrica. El puerto, que ya abastece a la planta eléctrica existente y a la fábrica de cemento, es conveniente para el transporte de combustible necesario para el desarrollo de una planta en este sitio. De todas maneras, tendrá que construirse una instalación especial para el manejo del carbón.

Dependiendo de la específica ubicación de una planta es esta zona, los residentes más cercanos deberán ser trasladados. Ello causaría molestias para las viviendas particulares y para el barrio. Estos se consideran importantes impactos adversos.

El área de influencia del sitio propuesto es bastante aislada y está cubierta por alta y frondosa vegetación tropical. La zona de alrededor de la planta está por desarrollar y cuenta con esparcidos asentamientos humanos. El impacto contra estos usos residenciales se atribuirá principalmente a las actividades de transportación de combustible y de materiales de desecho realizadas a lo largo del corredor de transportación. Si se usa carbón como fuente combustible y no se toman las medidas necesarias para controlar su dispersión, los desechos de ceniza de carbón pueden esparcirse a lo largo de la ruta. Debido a sus constituyentes potencialmente infiltrables, el esparcimiento de ceniza se considerará un impacto adverso para la salud de los residentes de alrededor del corredor de transportación. La creación de empleo adicional causará impactos regionales positivos directos (la construcción de la planta y su operación) e indirectos (aumento de la producción y del consumo de buenos servicios). A nivel nacional, se darán impactos positivos gracias a la mejora de todo el sistema de energía y al consiguiente crecimiento de la actividad económica.

5.2.4.3 Azúa

La localización prioritaria de Puerto Viejo/Azúa está sin desarrollar excepto por una planta de LPG cercana. A dos kilómetros de este lugar hay un pequeño pueblo de aproximadamente 2.000 habitantes. Los residentes utilizan las playas y la bahía para divertirse y para pescar.

El sitio está en la costa, al final de una vasta zona de agricultura. Se espera que florezca con la implementación del sistema de irrigación JSURA, que llevará agua a la totalidad del área de Azúa. Debido a la escasa vegetación terrestre y al carácter rocoso de la playa de Caracoles, no se considera que esta área tenga un potencial turístico importante. A causa de la abundancia de vegetación marina, de terrenos pantanosos con mangles y flamencos, y de la existencia de un arrecife de coral, Eleuterio Martínez, de la Oficina Nacional de Planificación (ONAPLAN)¹, ha recomendado que se designe el área como un "recurso natural" (seguramente con algunas restricciones para el desarrollo), pero todavía no se ha adoptado este plan.

Debido a la ausencia de un significativo desarrollo residencial en el área y de la posibilidad de que se planee alguno en el futuro, el ubicar una planta eléctrica en esta zona no impactará adversamente a la comunidad. La planta tampoco será incompatible con un mayor desarrollo agrícola en la zona. A pesar de todo, si el lugar tuviera especies en peligro de extinción y potencial para ser designado como reserva natural, la localización de una planta eléctrica, con su consiguiente estructura para el manejo de carbón, resultará en un importante impacto adverso.

Como no hay complejos residenciales cercanos, la introducción de un uso industrial sólo afectará negativamente a las actividades pesqueras y de recreación de la playa. El desarrollo de la planta proveerá de oportunidades de trabajo, que se consideran un impacto beneficioso. A nivel nacional, los impactos positivos serán los mismos que los de otras plantas.

¹ Reunión del 11 de marzo de 1994.

67

5.2.4.4 Itabo

La localización prioritaria de Itabo está inmediatamente rodeada por usos industriales pesados, pertenecientes a Itabo I y II, y por su infraestructura de apoyo, como pilas de carbón, cinturones de transportación y tanques de almacenamiento de combustible. Los usos terrestres en un radio mayor (aproximadamente de 1 kilómetro alrededor del lugar), también son industriales por naturaleza, con la refinería de petróleo y la fábrica de azúcar ubicadas en las cercanías.

La localización propuesta de Itabo es compatible con los usos industriales existentes en el radio de 1 kilómetro. Impactos relacionados con la planta, como ruido, tráfico, emisiones de aire e impedimento visual en el paisaje, no afectarán negativamente ni a los usos industriales inmediatos ni a los cercanos a Itabo. Pero la actividad de la nueva planta impactará negativamente en algunas unidades residenciales separadas que están directamente enfrente de las plantas existentes. La carretera que lleva al lugar también es utilizada por los usos industriales asociados con Itabo y está preparada para alojar el tráfico industrial adicional relacionado con la expansión del sector eléctrico. El puerto de Haina, que ya abastece a las plantas existentes, es conveniente para las actividades de transporte de combustible necesarias para el desarrollo de una planta aquí. Desde la perspectiva del uso de la tierra, dados los similares usos industriales y el limitado desarrollo residencial en el área, la construcción de una planta adicional en Itabo no ocasionará impactos adversos en el uso de la tierra.

El único impacto social negativo resultante de la construcción de una planta será la relocalización de varias unidades residenciales de la zona.

Impactos positivos para la región incluirán directas e indirectas oportunidades de empleo y, a nivel nacional, mejoras en la calidad de vida y crecimiento económico.

5.3 LA ALTERNATIVA NO-PROYECTO

La Alternativa No-Proyecto se define como la decisión tomada por la República Dominicana de no solicitar financiación y no construir las dos nuevas plantas eléctricas de 125 MW.

Bajo la Alternativa de No-Proyecto, no habrá préstamo internacional de dinero para las plantas que tendrán que construirse entre 1997 y 1998. Aun cuando el resto del plan de expansión de la Corporación Dominicana de Electricidad se llevara a cabo como está planeado, el fracaso de la construcción de estas dos unidades contribuirá a un déficit de la electricidad disponible entre los años 1995 y 2006, alcanzando la cota de los 200 MW de déficit en el año 2002. Esto se considera un importante impacto adverso.

Si el déficit eléctrico continúa prevaleciendo en la República Dominicana, se llegará a impactos sociales y económicos nacionales adversos dado el reducido desarrollo económico y la también reducida calidad de servicios. Un déficit eléctrico continuado también conllevará una continua limitación en la calidad de vida de la población.

Si no se concede el préstamo, tampoco habrá oportunidad de mitigar los impactos ambientales adversos que se están dando en la actualidad a causa de las actividades del sector eléctrico existente. Esto significa que continuarán los presentes impactos adversos asociados con las plantas operantes, como la calidad del aire, la calidad del agua/biología, vertidos sólidos, uso de la tierra e impactos sociales.

La Alternativa No-Proyecto también eliminará la oportunidad para la República Dominicana de iniciar la primera fase temporal de reforzamiento institucional de las actividades del sector eléctrico. Estas actividades consistirán en crear procedimientos para preparar proyectos específicos de EIAs, incorporando medidas de mitigación para impactos identificados en el diseño de los proyectos como condición a la concesión de permisos; e implementar un sistema continuo de cumplimiento ambiental para controlar y reforzar las normas establecidas y preparadas para las medidas de mitigación. Otras actividades imposibles sin el préstamo incluyen adiestramiento en evaluación ambiental y reforzamiento para el personal de la Superintendencia, la compra de equipamiento y educación pública sobre temas ambientales relacionados con el sector eléctrico.

5.4 OTRAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SU EFECTIVIDAD

El Plan de Expansión del Sector Eléctrico se centrará en generación termal de electricidad. De todas maneras, ya existen otras fuentes de generación eléctrica en la República Dominicana, y otras que se han probado en otras partes podrán aplicarse en el país. En esta sección se describen aquellas fuentes que puedan considerarse medidas alternativas o suplementarias para el cumplimiento de los requisitos de energía. La consideración de los impactos ambientales positivos y adversos y los relativos costes de las fuentes de energía alternativa proveen una perspectiva para el análisis de las plantas termales.

5.4.1 Hidroelectricidad

En comparación con la generación termal de electricidad, algunos de los impactos ambientales beneficiosos que conlleva la utilización de recursos hidroeléctricos son el evitar impactos adversos en los recursos de aire locales y globales y el evitar efectos de residuos materiales, como la ceniza de carbón, en los suelos y en las aguas. Los impactos adversos de las facilidades hidroeléctricas incluyen, principalmente, la deforestación a gran escala, la erosión del suelo, la degradación de la calidad del agua, los daños a la pesquería, las amenazas a la flora y la fauna, y el desplazamiento y relocalización de la población. Además, los espapes de polvo durante el período de construcción pueden ser importantes.

En la actualidad, la República Dominicana tiene quince unidades de operación hidroeléctrica, con una capacidad instalada de 370 MW. El país cuenta con aproximadamente 2.000 MW de potencial eléctrico en desuso. El factor promedio de capacidad para las unidades hidroeléctricas existentes está por debajo del 30 por ciento.² Por diversas razones, una mayor

² Informe provisional de DECON, Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana, marzo de 1994.

inversión en las plantas hidroeléctricas será contraproducente para la República Dominicana.³ Primero, dada la geografía Dominicana, que no permite la existencia de grandes presas de almacenaje, el funcionamiento de unidades hidroeléctricas se verá gravemente restringido durante la estación seca. El mismo carácter geográfico limita el tamaño de las unidades, que generalmente están por debajo de 100 MW en cualquier unidad. Esto requerirá la construcción de al menos tres unidades hidroeléctricas separadas para producir la energía equivalente a dos unidades fósiles de 125 MW. El coste aproximado, en dólares americanos, para construir tres unidades hidroeléctricas de 75 a 80 MW en los EE.UU. será de US\$4.300/KW⁴ (incluyendo coste de la tierra y financiación), y los costes anuales de operación serán de aproximadamente US\$9/KW.⁵ En comparación, la inversión de capital para unidades termoeléctricas de carbón es de US\$1,7658/KW⁶, con un coste de operación anual de US\$43.44/KW⁷ (excluyendo los costes de combustible). Por estas razones, la inversión en facilidades hidroeléctricas no se considera una alternativa viable o razonable.

5.4.2 Biomasa

Los desechos sólidos municipales, los desperdicios de la agricultura (de caña de azúcar, algodón y trigo) y los lodos del alcantarillado representan fuentes viables de energía, suplementando fuentes convencionales de energía como el carbón o el petróleo típicamente usados para la generación de electricidad. En comparación a la generación termoeléctrica, el uso de materiales de biomasa tiene algunos impactos ambientales beneficiosos relacionados principalmente con la reducción de estos flujos de desecho y con la supresión de métodos de desecho convencionales, como los depósitos terrestres y la quema abierta. Los impactos a la calidad del aire asociados con el uso de biomasa como combustible se comparan a aquellos relacionados con plantas energéticas de quema fósil. El contenido sulfuroso de estas fuentes de energía alternativa es relativamente bajo, típicamente de menos de 0.5wt. por ciento de sulfuro; las emisiones de SO_x son similares a las de las plantas que usan carbón de sulfuro bajo. Cuando las plantas de energía de combustible fósil aplican modernos métodos de combustión como quemas bajas de NO_x, las emisiones de NO_x también pueden compararse.

Desperdicios de la agricultura como los residuos producido por las actividades de refinamiento del azúcar, son abundantes en la República Dominicana; en el orden de 2.5 mn t/año, de los cuales el 90 por ciento se vuelve a usar en las refinerías de azúcar para producir vapor y electricidad.⁸ Así pues, el uso de estos residuos no es una opción viable en la República Dominicana.

² DECON Informe Provisional, Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana, marzo de 1994.

³ Project Paper Draft Outline, Energy Privatization Project (Nº 517-0270), USAID/Dominican Republic

⁴ Hydropower Cost Estimating Manual, Mayo 1979, US Corp of Engineers, revisado en 1989

⁵ Ibid.

⁶ ERPI, Technical Assessment Guide: Volume 1: Electricity Supply—1989 (revision 6), revisado en 1993

⁷ Ibid.

Para una futura etapa del desarrollo económico de la República Dominicana deberá examinarse la viabilidad del uso de desechos sólidos municipales y de materiales cenagosos como alternativas de energía. Para considerar los desperdicios sólidos municipales como suplementaria fuente de energía, se tiene que llevar a cabo un sistema eficiente de recolección de desechos sólidos para asegurar un suministro regular. También es muy importante que no se mezclen los desperdicios municipales con los industriales, para evitar que los desperdicios industriales potencialmente peligrosos si incorporen al proceso de combustión y que toxinas peligrosas se escapen a la atmósfera. El contenido calorífero típico de los desechos municipales crudos es aproximadamente de entre 3.500 y 5.500 BTU/LB, comparable al del carbón de lignito de poca categoría. Para aumentar el valor calorífero, antes de quemar los desechos, éstos tendrán que concentrarse con fracciones orgánicas ricas. Cuando el sludge se considera como combustible de generación tiene que drenarse antes de ser echado a la caldera, para así aumentar su contenido calorífero. Como resultado de la necesidad de todos estos procesos, el coste de inversión de capital para unidades de generación eléctrica que utilicen materiales de desecho municipal o sewage sludge es de aproximadamente US\$5.207/KW⁹ (incluyendo los procesos de tratamiento necesarios), considerablemente más caro que el de las plantas de energía de combustible fósil. Los costes de operación y mantenimiento para una unidad comparable de 250 MW también son considerablemente más elevados que los de una planta de combustible fósil. Por todo ello, esta alternativa no es práctica en la actualidad.

5.4.3 Viento

Energía generada por el viento es un recurso de electricidad no contaminante y, comparada con recursos alternativos, se producen impactos beneficiosos al evitar el grado de impactos ambientales adversos asociados con generación eléctrica termal, hidroeléctrica y de ref. se. Como se necesita una extensa red de molinos de viento para la generación de electricidad a gran escala, el arrebatar la tierra útil para otros trabajos, como por ejemplo los de producción agrícola, representa un inconveniente para el potencial socioeconómico.

La aplicabilidad de la energía eólica como un recurso de energía alternativa depende principalmente del flujo local de energía atmosférica y de la disponibilidad del área terrestre donde se erigirán los molinos. Para generar electricidad satisfaciendo los actuales requisitos de la red, los molinos deben operar a una velocidad constante o se debe transformar la electricidad a DC y después reconvertirla a la deseada red AC. Ambas opciones representan retos económicos. El coste de inversión de capital es de US\$1.106/KW¹⁰ y el coste de operación es de US\$10/KW.¹¹ La energía del viento, tal como muestra la experiencia californiana, puede ser una opción viable para suplementar a las fuentes convencionales en la producción de electricidad pero, en este momento, no parece ser una alternativa viable o razonable para la República Dominicana.

⁹ ERPI, Technical Assessment Guide: Volume 1: Electricity Supply--1989 (revision 6), revisado en 1993

¹⁰ Ibid.

¹¹ Ibid.

5.4.4 Conservación de Energía

Desfigurados y bajos precios de la energía durante largos períodos han frustrado los intentos de ahorro de energía en la República Dominicana. Además, las medidas tomadas para la conservación de energía han sido socavadas por la falta de concienciación entre los usuarios a cerca de las tecnologías disponibles para su ahorro, la reluctancia a asumir los costes y los riesgos de introducción de nuevas tecnologías y la falta de financiación para las medidas de conservación. La sustitución de petróleo por carbón como fuente de energía primaria tiene el potencial de abaratar los costes del combustible.

En base a la experiencia en otros otros países, se puede asumir que sólo con baratas medidas de ahorro doméstico se puede ahorrar por lo menos un 20 por ciento, lo equivalente a 0.24 mn ton/año (lo que supone US\$31.5 mn a un precio internacional del petróleo de US\$18/B). Medidas domésticas implementadas en edificios públicos, tales como filtros de limpieza, prevención de infiltraciones de aire caliente y el cambio de luces incandescentes por tubod fluorescentes, pueden resultar en vastos ahorros energéticos. Es posible que un ahorro adicional de entre el 20 y el 30 por ciento se pudiese realizar a través de inversiones como la modernización de los equipos. También puede conservarse energía por medio de medidas eficaces de conversión eléctrica. Combustible poco eficientes y fallos administrativos y técnicos en la producción de electricidad en las existentes plantas termales resultan en pérdidas estimadas de hasta el 30 por ciento.¹²

Una vez que la Superintendencia esté en su lugar, se deberán emplear métodos de gerencia taies como Gerencia del Lado de la Demanda y Planificación Integrada de Recursos Energéticos. La Gerencia del Lado de la Demanda consiste en la identificación e implementación de iniciativas que mejoran el uso de la capacidad de suministro de energía mediante la alteración de las características de la demanda de energía. Esto se logra a través de una combinación de precios, gerencia de carga y estrategias de conservación diseñadas para aumentar los incentivos para un uso más eficiente de la energía. La Planificación Integrada de Recursos Energéticos consiste en una evaluación de la demanda disponible y las opciones del lado del suministro para proporcionar servicios energéticos y para determinar una estrategia de servicios energéticos óptimos, dados los factores económicos y ambientales. Los costos de todos los diferentes suministros de energía y tecnologías de uso final, procesos y programas que pudieran ser utilizados para el suministro de servicios energéticos se clasifican, y las más bajas oportunidades de costo se implementan de acuerdo a la clasificación del costo.

¹² Dominican Republic: Issues and Options in The Energy Sector, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), Industry and Energy Department, Washington D.C.

5

6. MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LAS INSTALACIONES PLANEADAS

Las medidas de mitigación recomendadas en esta sección se designan para los impactos ambientales en las cuatro localizaciones prioritarias descritas en la Sección 5.2, "Impactos ambientales de las instalaciones planeadas," pero se aplicarán a la futura expansión del sector eléctrico en cualquier lugar de la República Dominicana. Estas medidas de mitigación deben servir como una base para medidas de mitigación específicas del sitio, y particular al diseño del sitio y planta a desarrollar en la Evaluación de Impacto Social y Ambiental específico del proyecto.

6.1 CALIDAD DEL AIRE

6.1.1 Medidas de mitigación

Las medidas de mitigación recomendadas abajo son pertinentes a plantas eléctricas existentes y nuevas.

1. El uso de cualquier combustible (*fuel oil* o carbón) con un contenido de azufre menor al 2% reducirá los impactos adversos identificados a niveles insignificantes. Carbón y combustible de bajo contenido de azufre están disponibles en el mercado, pero los costos varían dependiendo del momento de la compra. Para el momento de preparar el estudio se debe realizar una comparación entre los costos del combustible de bajo contenido de azufre y los costos de instalación de equipos de control de contaminación en las nuevas plantas, tales como despojadores. La instalación de despojadores requeriría adaptaciones importantes de planta, que costarían alrededor de \$10 millones por unidad. El uso de despojadores produciría desechos de desulfurización de los gases de chimenea, que se consideran tóxicos y de difícil eliminación.
2. Se deben instituir procedimientos de mantenimiento para asegurar que los equipos de control de emisión, instalados o por instalar, funcionen apropiadamente. Los aumentos en la eficiencia de operación de precipitadores electrostáticos pueden tener como resultado el mejoramiento de la eliminación de partículas de un 99% a un 99,5%, así como la reducción en el nivel de opacidad por debajo del 20%. Se deben establecer procedimientos de mantenimiento efectivo de planta para alcanzar largos periodos de operación eficiente. Los procedimientos deben incluir inspecciones de rutina, reparación de sistemas esenciales de planta, así como calibración y reparación de instrumentos.
3. La operación de los equipos de control de combustión de plantas eléctricas deben ser controlada y monitoreada para mantener y aumentar la eficiencia de las operaciones, y reducir la cantidad de emisiones de contaminantes por kw/hr de electricidad producida.



4. Las chimeneas de las nuevas plantas deben diseñarse para asegurar que su altura sea suficiente para reducir las concentraciones a nivel de suelo de los receptores vicintos abajo.

Se debe señalar que se realizan actualmente estudios sobre las instalaciones de manejo de carbón que actualmente se encuentran en Itabo y el puerto de Haina. Las recomendaciones para el mejoramiento del manejo de carbón y transporte y eliminación de cenizas de ese estudio se incorporarán en la Evaluación Ambiental final. Se preve que estas recomendaciones resulten en una reducción de emisión de polvo fugitivo de carbón desde el sistema de manejo de carbón.

6.1.2 Valor percibido de la reducción de emisión de aire

Los análisis tradicionales de las opciones de abastecimiento energético se han centrado en los costos monetarios de producción de electricidad, tales como inversión de capital, costo del combustible y costos de operación y mantenimiento. Los impactos ambientales generalmente se han considerado externos a los análisis económicos y, por eso, muchas veces se refiere a ellos como "externalidades". El problema de este planteamiento es que no se consideran en absoluto los beneficios ambientales, o sólomente se consideran indirectamente a través de los criterios de diseño para cumplir con las regulaciones. No existe un mecanismo para designar recursos de capital limitado para el control ambiental, que es lo que produce un mayor beneficio.

En futuras evaluaciones económicas, un planteamiento razonable se cerciorará de que cualquiera inversión en una infraestructura para el control de emisiones, incluyendo costos de emisión, será prioritaria para asegurar que el capital limitado se invierta de la manera más efectiva posible. Este planteamiento se usa cada vez más en los EE.UU. y en otras partes para evaluar las opciones del suministro eléctrico con características diferentes de emisión.

En este análisis se revisaron una serie de valores de emisión. Como punto de referencia inicial, se estudiaron los niveles del Estado de California, que han sido usados como modelo por otros Estados. Estos niveles se presentan como "Altos" en la Tabla 6-1, y se asume que son los valores más altos que se pueden razonablemente asignar a la República Dominicana. Los valores "Bajos" son los que tienen un 10 por ciento de los usados en California (ver la Tabla 6-1). Aunque estos valores se definen como "bajos" son significativamente más altos que no asignar valor alguno, tal como se hace en tradicionales análisis económicos.

2

Tabla 6-1 Valores de Emisión de Electricidad ¹\$/Ton (dólares de 1989)

Emisiones	Altos Valores	Bajos Valores
Óxido de Nitrógeno	\$750	\$75
Óxidos de Azufre	\$1.500	\$150
PM ₁₀	\$1.280	\$128
¹ Comisión de Energía de California , "Electricity Report", January 1993.		

En este momento no es posible estimar la reducción en toneladas de cada contaminante que resultaría de la implementación de las medidas de mitigación recomendadas aquí. Cuando se conozcan estas cantidades, al final de la ingeniería y la determinación definitiva del tipo de combustible a usar, suponiendo un día de operación de 16 horas para las plantas eléctricas, y usando los valores de emisión señalados arriba, se pueden estimar los valores en dólares de las emisiones reducidas por tonelada de contaminante. Por ejemplo, si se introduce un combustible de bajo contenido de azufre en una planta eléctrica, que actualmente emite 64 toneladas de SO₂ por día de operación (8.000 lb por hora), y las emisiones se reducen en un 75% aproximadamente, el valor en dólares del beneficio del SO₂ estará en el orden de \$7.200 y \$72.000 por día. Esto representa entre \$262.800 y \$2.628.000 por año.

6.2 CALIDAD DE AGUA/BIOLOGÍA

6.2.1 Calidad de agua

Las medidas de mitigación propuestas para reducir los impactos de la calidad de agua a niveles insignificantes se pueden dividir en dos categorías: construcción y operacional. Las medidas de mitigación son aplicables a cualquiera de las localizaciones propuestas de plantas y son también aplicables a cualquier tipo de combustible que se use.

6.2.1.1 Derrame de aguas de lluvia de construcción

El derrame de aguas de superficie, aguas de lluvia (generalmente), y el derrame de las áreas de baldeo de equipos se deben acumular en una trampa de lodo o un recipiente de hundimiento con un separador de petróleo. El petróleo se debe separar y los sólidos dejar asentar fuera de suspensión.

6.2.1.2 Reabastecimiento de combustible

El reabastecimiento de combustible de equipos debe ocurrir fuera del sitio para minimizar la posibilidad del derrame de combustible. Si esto no es posible, las áreas de reabastecimiento y almacenamiento de combustibles se deben ubicar en las superficies impermeables, y los tanques de combustible se deben ubicar detrás de los rebordes. El drenaje de esta área se debe juntar y desechar fuera del sitio.

6.2.1.3 Aguas cloacales

Cualquiera agua cloacal del país generada durante la construcción se debe acumular en un sistema portátil de captación o en un pozo negro impermeable y desecharse fuera del sitio.

6.2.1.4 Agua de arranque

Las aguas descargadas de la instalación nueva durante el arranque se deben acumular en una instalación de retención (tales como un estanque o un pozo negro) antes de descargarse. Parametros tales como pH, temperatura y concentraciones de metales pesados se deben medir en este punto. Si el efluente no se encuentra en conformidad con las normas existentes aplicables de descarga de efluente (por ejemplo NORDOM 436), las medidas apropiadas se deben acometer para establecer la calidad de agua entre los límites reguladores. Estos métodos pueden incluir neutralización, enfriamiento, precipitación o eliminación de los metales pesados mediante la adsorción de materiales coloidales.

6.2.1.5 Descarga de agua de enfriamiento operacional

Las plumas térmicas de la descarga de agua de enfriamiento se pueden minimizar mediante la construcción de un difusor sumergido multipuerta. Los volúmenes de descarga y diseño del difusor (tales como profundidad del difusor, número y orientación de puertas, y velocidad de descarga de la puerta) se determinarán mediante la temperatura y simulación de flujo. Sin embargo, este método de reducir los efectos térmicos (la construcción de un difusor) es costoso y tal vez no sea posible bajo el paquete de financiación. Si este es el caso, se pueden construir estanques o torres de enfriamiento. Si los costos de la construcción y operación todavía son demasiado altos, las excepciones a las normas de la calidad de agua tal vez se tienen que promulgar para este tipo de industria. Se debe considerar durante la fase de diseño de la planta métodos adicionales de ingeniería para minimizar la magnitud de las descargas térmicas, tales como el diseño alternativo de la disipación térmica (por ejemplo, enfriamiento de ciclo cerrado) y métodos para la utilización de calor de desecho.

Si el sistema de enfriamiento de la planta de energía requiere el uso frecuente del cloro u otras biocidas para eliminar el crecimiento de organismos bio-contaminantes, el efluente debe ser supervisado para determinar los niveles residuales de los químicos antes de la descarga. Si se detectan niveles altos de cloro, un método de reducir estas concentraciones puede ser la adición de dióxido de azufre antes de descargar.

El efluente de agua de enfriamiento se debe vigilar para algunos otros constituyentes, incluyendo pH, oxígeno disuelto y metales pesados. Como en la fase de construcción, si estos parametros no están dentro de los límites aceptables de la calidad de agua, se deben aplicar métodos apropiados para establecer el efluente dentro de los límites reguladores. Para el pH, esto puede requerir neutralización o acidificación. Si los niveles de oxígeno disuelto están demasiado bajos, puede ser necesario un aumento de aireación mediante el aumento en la velocidad de descarga. El ajuste de las concentraciones de metales pesados puede ser más

difícil y puede requerir un esfuerzo riguroso de investigación para determinar la propia solución operacional o de ingeniería, tal como reemplazar la tubería con un material más inerte.

5.2.1.6 Drenaje del lugar

El drenaje del lugar, que incluye el derrame de aguas de superficie de las áreas de trabajo y baldeo, instalaciones del almacenamiento de químicos, estacionamiento y calles de acceso, se debe drenar en un solo sistema colector y pozo negro. Las cantidades de derrame para el sistema de colector se deben calcular usando el Método Racional¹ y basar en una frecuencia de tormentas de diez años. Se debe usar un coeficiente de derrame de 0.9 para carreteras, pavimentos y techos; un coeficiente de 0.5 se debe usar para todas las otras áreas. El tiempo mínimo de concentración debe ser cinco minutos. Tal diseño debe evitar desbordamientos durante precipitaciones normales. El pozo negro debe incluir separador de petróleo o interceptores para que el petróleo y grasa se puedan remover antes de que se descarga el derrame.

6.2.1.7 Instalaciones de carga y transporte

Si la fuente de combustible para la planta propuesta de generación de electricidad es el petróleo, durante la descarga el área entera de carga y transporte debe ser protegida, aumentado por material absorbente que será disponible para desplegarse en caso de derramamiento de petróleo. El material absorbente, después de que se use, se debe guardar en cilindros de 55 galones diseñados específicamente para la compilación de desechos aceitosos y se elimina en una instalación de desechos fuera del sitio. Una vez que la transferencia de petróleo se termina, la cadena de troncos flotantes se debe quitar de la área y guardar para usar más tarde.

Si el carbón es la fuente primaria de combustible, las pilas de almacen se deben cubrir, comprimir y rociar con agua para reducir el polvo. La área del almacen se debe encerrar para evitar que el derrame fluya fuera del sitio o en otras localizaciones dentro de la instalación en servicio. El área se debe mantener por un sistema de drenaje que acumule cualquier derrame localizado en una área de pozo negro donde los sólidos se puedan remover y posiblemente recuperar para un nuevo empleo, antes de descargar.

6.2.1.8 Eliminación de cenizas

La ceniza que resulta de la instalación que usa el carbón como combustible se debe eliminar en una instalación de desechos designada para la ceniza. Como se ha descrito en 6.2 "La Eliminación de Desechos Sólidos," la instalación de desechos debe ser diseñado de tal manera que minimice el derrame de agua de superficie del lugar y también minimice la

¹ El Método Racional es una ecuación de diseño para recipientes pequeños definido por $q_p = CiA$, donde q_p es en acre-pulgadas por hora, i es el promedio de la intensidad de lluvia en pulgadas por hora para una duración igual al tiempo de concentración del recipiente, y A es la área en acres. (Lindsey et al., 1958).



entrada de los productos de la lixiviación de desecho en el agua de superficie o el agua freática para proteger la calidad de agua.

6.2.2 Biología

6.2.2.1 Biología de tierra

Localización y diseño. La mitigación de los impactos a la flora y fauna terrestre se realizará por la debida localización y diseño de la planta(s) propuesta(s) de generación de electricidad. Las agrimensuras de vegetación y fauna se deben llevar a cabo en todas las áreas que estarán afectadas, incluyendo el sitio mismo de la planta, áreas de la carga de combustibles, áreas de construcción, calles de acceso y cualquiera instalación auxiliar requerida durante la fase de construcción. Si na área de construcción potencial, o la planta de energía o instalación de eliminación de desechos, contiene un hábitat o una especie particularmente sensible, como se define por la ley ambiental propuesta (Capítulo 6), se deben considerar el diseño o sitios alternativos para evitar cualquier conflicto potencial.

Los impactos se pueden reducir más si la instalación propuesta se ubica en un sitio previamente alterado. Con la adversidad biológica ya reducida en áreas industriales tales como Itabo y San Pedro de Macorís, la construcción de una planta nueva implicará menos impactos a la flora y fauna que la construcción y desarrollo en un área no desarrollado tal como el sitio de Puerto Viejo de Azúa.

6.2.2.2 Biología acuática

Normas de calidad de agua. Por lo general, los impactos al ambiente acuático en cualquiera de las instalaciones de energía propuestas se reducirá por la implementación de medidas de mitigación de la calidad de agua. Las normas existentes de la calidad de agua o aquellas a ser promulgadas como resultado de la implementación de la Ley Ambiental propuesta deben proteger a los sensibles recursos acuáticos tales como los invertebrados y peces. Será importante, sin embargo, determinar y cuantificar los impactos a estos recursos acuáticos específicos en un sitio dentro de la Evaluación de Impacto Ambiental y Social específica de un proyecto.

Agrimensuras específicas en el sitio. Debido a que cada uno de los lugares propuestos es diferente con respecto a la orientación y exposición al ambiente marino, se tienen que llevar a cabo agrimensuras específicas en el lugar para la vigilancia de la línea base y después la construcción para determinar el nivel del impacto en cualquiera de las instalaciones. Estas agrimensuras deben determinar la cantidad de las comunidades acuáticas que estarán potencialmente dentro de la zona de influencia del sistema de entrada y también los salidas de agua. La localización de estas estructuras debe estar dentro de las áreas que afectarán el menor número de recursos. Por ejemplo, las estructuras de entrada no se deben ubicar en áreas conocidas de freza de las especies de peces importantes para el comercio o recreo. Si hay recursos significativos de peces o invertebrados dentro de la estructura de entrada

propuesta, las velocidades a las alambreras de entrada deben estar suficientemente bajas para dejar los peces escapar y no chocar con el sistema de enfriamiento.

6.3 ELIMINACIÓN DE DESECHOS SÓLIDOS

La medida primaria de mitigación recomendada para la eliminación responsable con respeto al medio ambiente del flujo de desechos sólidos que resultan de la expansión del sector eléctrico es de reducirlos en la fuente con el uso de un combustible de alta calidad o sistemas eficientes de la operación de combustibles. Sin embargo, sin tener en cuenta los tipos de combustible o de sistema, alguna cantidad de desecho se producirá. En la República Dominicana, la eliminación terrestre es actualmente la opción principal debido a la disponibilidad y accesibilidad de tierra y la falta actual de tecnología para apoyar a los métodos alternativos tales como recuperación económica y el uso industrial y comercial de cenizas de carbón. Sin embargo, la eliminación terrestre de desechos sólidos puede inmovilizar grandes cantidades de tierra y no será siempre práctico donde la tierra sea costosa y los asuntos ambientales principales. Mientras la República Dominicana se industrializa y las emanaciones de desechos aumentan y diversifican, el país debe depender de las técnicas de eliminación no-terrestre como métodos viables de eliminación de desechos. Las opciones tales como la recuperación y el uso industrial y comercial de ceniza de carbón se deben iniciar lo más pronto posible.

6.3.1 Eliminación terrestre de desechos

Hasta que estas opciones de eliminación sean viables, la eliminación terrestre de emanaciones de desecho sólido relacionado al sector eléctrico debe seguir las líneas directivas propuestas para la situación de la localización de eliminación; diseño y preparación del sitio; y operación y administración del sitio. Estas recomendaciones se deben implementar para mitigar efectivamente los adversos impactos potenciales al ambiente natural y humano que resultan de la expansión del sector eléctrico.

6.3.1.1 Selección del sitio

La localización de instalaciones nuevas de eliminación para cualquier desarrollo de planta de energía, sin tener en cuenta el flujo primario de desecho, debe seguir una razón fundamental de localización. Por lo general, el lugar de eliminación se debe ubicar en un área en la cual la migración de materiales de fuera de la planta esté minimizado. El sitio debe tener una proximidad mínima a los recursos de agua freática y agua de superficie, y una permeabilidad baja de suelos. Para evitar adversos impactos directos a la calidad de agua freática y agua de superficie y los recursos biológicos marinos y terrestres, los sitios en o cerca de áreas costeras, de tierras pantanosas y de manglares no se deben considerar como localizaciones viables de la eliminación de desechos.

El sitio de eliminación de desechos se debe ubicar en una tierra relativamente plana con una elevación baja y sin inclinaciones naturales hacia recursos sensibles tales como poblaciones, áreas de pastoreo, recursos de agua, o áreas de biología sensible. Se deben evitar

cuidadosamente las áreas con proximidad cercana a cualquier de estos recursos y cualquiera población residencial se debe prohibir dentro de una zona periférica especificada alrededor del sitio de eliminación de desechos. Se deben incluir en el proceso de la selección del sitio las consideraciones futuras del uso de tierra para que cuando el lugar de eliminación de desechos se inactiva, pueden florecer usos apropiados de la tierra en el antiguo sitio. Por ejemplo, la recuperación de tierra de los lugares antiguos de eliminación de desechos puede proveer opciones futuras de la tierra para usos agrarios.

Si el lugar de Itabo se selecciona para el desarrollo de uno o dos unidades de 125 MW, el sitio existente de eliminación de desechos, que sirve a Itabo I y II, no se debe considerar como un sitio viable para la ubicación de desperdicios. El sitio de eliminación de Itabo no cumple con ninguno de los criterios de localización presentados en esta sección y será desaconsejado con respeto al medio ambiente exacerbar los problemas existentes ya identificados en la Sección 2.3. El sitio de eliminación de desechos de Itabo no será capaz de acomodar la cantidad estimada de cenizas de carbón generada por la operación de unidad(es) nueva(s).

6.3.1.2 Preparación y diseño del sitio

El tipo de desecho (ceniza de carbón o lodo) y sus características de riesgo y toxicidad son las consideraciones primarias en el desarrollo de los criterios del diseño del sitio de la eliminación de desechos. Estos parámetros son desconocidos porque no se ha llevado a cabo un análisis químico de los flujos existentes de desechos relacionados al sector de energía y cualquiera suposición por lo que esto se refiere será engañosa. Aunque el diseño del sitio de la ubicación de desperdicios se debe seleccionar cuando más información sea disponible, se pueden hacer recomendaciones generales para la preparación y diseño de la localización de la eliminación terrestre de desechos.

Si el flujo primario de desecho es ceniza de carbón, y particularmente si los análisis preliminares indican que existen cantidades tóxicas de metales pesados en el producto de la lixiviación de ceniza, el sitio de eliminación de desechos debe ser forrado. Forros sintéticos y de geotextiles y sistemas instalados de la compilación de producto de la lixiviación cuestan mucho y probablemente representan precauciones no necesarias contra los constituyentes de lixiviación. Un forro hecho de una mezcla de ceniza de carbón y cemento comprimido contra el suelo es una técnica apropiada de forrar. Antes de que el forro se ponga y se comprima, el sitio se debe excavar primero en la forma de una cuenca de un extremo al otro para que el agua drene en un estanque de asentamiento. El agua de derrame en el estanque se debe vigilar para niveles de agua y analizar para pH y parámetros apropiados de químicas, principalmente los metales pesados. En el futuro, después de que el lugar se inactiva, se puede recuperar. Por ejemplo, mediante la adición de una capa superficial de suelo, el sitio se puede recuperar para propósitos agrarios.

Si el flujo primario es material de lodo, el sitio de eliminación terrestre de desechos se debe forrar adecuadamente para evitar que los contaminantes lleguen al suelo e infiltran materiales potencialmente tóxicos a las aguas freáticas. Un forro sintético puesto correctamente, que

90

puede acomodar las fuertes lluvias de la región, puede proteger adecuadamente contra la contaminación de suelo y compuestos de infiltración. Además, un sistema de la compilación de producto de la lixiviación debe ser instalado y los productos de la lixiviación supervisados para concentraciones de metales pesados.

6.3.2 Operación del sitio

Cuando cenizas de carbón se traen al sitio de la eliminación de desechos, las pilas se deben construir en capas de 6 a 12 pulgadas y comprimir mediante equipos móviles de llantas de caucho tales como una apisonadora o un cargador frontal. Muchos de los efectos perjudiciales al ambiente que resultan de los procedimientos actuales de la eliminación de desechos descritos en secciones previas se pueden evitar en el desarrollo futuro del sector de energía mediante el uso exclusivo de la localización seleccionada para la eliminación de desechos. El sitio se debe guardar adecuadamente y vigilar regularmente, con lo cual se evitan la presencia de animales y personas no autorizadas, y la eliminación de otros desechos. El derrame del producto de la lixiviación acumulado en el sitio debe ser tratado correctamente antes de eliminar. Se deben instalar pozos de inclinación hacia abajo y supervisar regularmente para contaminación.

6.3.3 Opciones de eliminación no-terrestre

El uso industrial y comercial de ceniza de carbón ha sido el tema de interés y estudio en todo el mundo. Los usos de ceniza de carbón tales como el pavimento de asfalto, bloques de hormigón para edificios y estructuras, mezcla ligera, rellenos estructurales para construcción, y modificación de suelos para agricultura son modos de empleo probados y su uso ha aumentado dramáticamente en la década anterior. Un programa para iniciar interés y generar demanda para cenizas de carbón como un material industrial viable se debe iniciar inmediatamente. Las cenizas de carbón generadas actualmente en Itabo se debe usar para fomentar un programa para el estudio de mercado y comercialización de este material. Una licencia o precio se debe cobrar a individuos interesados que transporten cenizas de carbón desde Itabo; actualmente, personas no autorizadas están llevando la ceniza fuera del sitio. Se debe hacer un pago para investigaciones futuras y esfuerzos de comercialización en el sector público para el uso industrial de cenizas de carbón. La comercialización de cenizas en el lugar de eliminación de Itabo logra un beneficio ambiental de corto plazo con la reducción de cantidades de ceniza en el sitio. Un beneficio ambiental de largo plazo se promueve mediante el fomento y aceleración de la demanda de ceniza para que en el futuro, ceniza generada de las plantas propuestas tengan un modo de empleo industrial y comercial útil.

Si el flujo primario de desecho es material de asfalto de lodo, se deben discutir métodos alternativos de eliminación (tales como incineración, tratamiento químico, o fijación química) en la Evaluación de Impacto Social y Ambiental específico de un proyecto.

6.4 USO DE TIERRAS/SOCIAL

La mitigación primaria para evitar o reducir los impactos adversos o potencialmente significativos del uso de tierra/social en cualquier sitio futuro es la localización apropiada de la instalación de energía propuesta. Puesto que los planes y guías del uso de tierra no existen para ninguno de los lugares propuestos, las decisiones primarias de localización con respecto a los usos adyacentes apropiados no se han hechos. En consecuencia, se necesitan tomar decisiones fundadas con respecto a la propiedad del desarrollo de la instalación de generación de energía en las localizaciones prioritarias o en cualquier sitio futuro.

La Evaluación de Impacto Social y Ambiental específico del proyecto proveerá la manera más apropiada para discutir los temas de localización específico de un proyecto y los impactos potencialmente significativos identificados en la Sección 5.2. Las medidas de mitigación propuestas abajo referirán a muchos sitios con condiciones parecidas tales como proximidad a áreas residenciales, recreacionales y turísticas. Sin embargo, para claridad, las medidas de mitigación son notadas para cada una de las cuatro localizaciones prioritarias.

Andrés/Boca Chica: Para mitigar el derrame de ceniza de carbón, polvo, ruido y los impactos estéticos de tráfico relacionado con la planta, incluyendo el transporte de materiales de desecho tales como ceniza, las siguientes medidas de mitigación se deben implementar:

- Todos los camiones deben estar encerrados o cubiertos con una carpa para evitar el derrame o dispersión de ceniza.
- Los mejoramientos del corredor de transportación, tales como la plantación de árboles y paisajismo, se deben llevar a cabo en áreas residenciales pobladas, turísticas y comerciales, especialmente en Boca Chica.

Para mitigar los impactos visuales potenciales de la visibilidad de los cañones y columnas en la área de Boca Chica, la siguiente mitigación se debe implementar:

- La planta se debe localizar y posicionar para reducir la vista del cañón desde la playa de Boca Chica y el agua.
- Aparatos de seguimiento, tales como el uso de pinturas y materiales, alternativas de iluminación y otros medios se deben emplear para minimizar la intrusión visual de la chimenea.

San Pedro de Macorís: Para mitigar los impactos del transporte de cenizas de carbón, la mitigación discutida previamente se debe implementar. Para mitigar los impactos potenciales en las poblaciones cercanas, la relocalización de residentes a un lugar apropiado para el uso residencial se debe considerar.

98

Azúa: Si las unidades nuevas se ubican en Azúa, se deben hacer provisiones especiales para asegurar que las actividades recreacionales continúan en la playa. Si una parte del área es designado como un coto natural, la planta de energía y los canales asociados de entrada y salida se deben ubicar una distancia apropiada del coto.

Itabo: Para mitigar los impactos a las unidades residenciales cercanas, los residentes se deben relocalizar a una área residencial más apropiada.

49

7. PLAN DE ACCIÓN

La intención del Plan de Acción es introducir una estrategia para fortalecer la capacidad de gerencia ambiental del sector eléctrico. En particular, la estrategia se centra en asegurarse de que las dos nuevas centrales eléctricas se construyan utilizando las medidas de mitigación requeridas y de que haya una estructura gubernamental, aunque fuere temporal, para garantizar la implementación de estas medidas durante la construcción y el funcionamiento de la planta. A causa de la inexistencia de un sistema nacional de administración ambiental, las recomendaciones para este sistema se hacen en la Sección 7.1. Las recomendaciones para una administración ambiental en el sector eléctrico se presentan de la Sección 7.2 a la Sección 7.5. La Sección 7.6 contiene medidas provisionales dirigidas a solucionar problemas ambientales en el sector eléctrico y guías de procedimiento para informes ambientales de proyectos específicos. Los costos estimados para la implementación del Plan de Acción se presentan en la Sección 7.7.

7.1 DESARROLLO INSTITUCIONAL DE LA CAPACIDAD DE ADMINISTRACION AMBIENTAL

El asegurar que los proyectos de diversos sectores se desarrollen de una forma ambientalmente sensata depende de la capacidad de las instituciones de la República Dominicana para producir y revisar una adecuada evaluación sobre los impactos ambientales, para incorporar los hallazgos en los criterios de diseño, para implementar las medidas de mitigación y los permisos ambientales y para hacer cumplir los estándares ambientales. Se necesitan grandes cambios institucionales, tanto a nivel nacional como a nivel sectorial, para adoptar tales sistemas de administración ambiental.

En esta sección se presenta un método para lograr una estructura nacional de administración ambiental, asumiendo que se apruebe la propuesta ley ambiental. En vistas de la necesidad de reforzamiento institucional, las recomendaciones preliminares de la Sección 7.1 son numerosas y envolverán un desarrollo sustancial, la consiguiente asistencia técnica y fuentes de financiación a nivel nacional.

Una institución responsable de un sistema de administración ambiental nacional requerirá lo siguiente: 1.) redefinición y clarificación de la misión y las metas de la agencia, 2.) redistribución de las responsabilidades de gerencia ambiental, 3.) reestructuración de las guías de procedimiento de la agencia para acabar con la fragmentación y la redundancia, 4.) redistribución de los presupuestos de la agencia, y 5.) adecuados recursos humanos. Antes de poder hacer recomendaciones sobre estos temas, se debería preparar un detallado inventario y el consiguiente análisis de la capacidad institucional de agencias relevantes. Deberían seguirse los consejos del Banco Mundial con respecto a técnicas de compilación de datos, procesos analíticos y metodología. El estudio evaluará los puntos fuertes y los puntos débiles de los componentes organizacionales de las agencias importantes:

- Misión, metas y responsabilidades de la agencia

120

- Funciones de la agencia
- Base legal para la existencia, funcionamiento y autoridad de la agencia
- Estructura organizacional de la agencia
- Protocolos formales e informales para la coordinación de la agencia
- Presupuestos estimados y reales
- Recursos humanos utilizados en la actualidad en términos de número de personal, niveles de experiencia, requisitos educativos y estructura salarial
- Recursos humanos disponibles fuera del sector público, como en universidades, en organizaciones no gubernamentales y en negocios del sector privado
- Organizaciones no gubernamentales formales e informales y protocolo de inclusión del público
- Oportunidades de formación nacional e internacional

Para proveer un contexto formal para las recomendaciones sobre la administración ambiental en el sector eléctrico, esta sección remarca los tipos de cambios que tendrían que darse nacionalmente para: 1.) guías de procedimiento ambiental para todos los sectores, 2.) coordinación entre agencias, 3.) procedimientos de preparación y aprobación de las Evaluaciones de Impacto Ambiental y Social, 4.) planeamiento, estudios y monitoreo de programas ambientales, 5.) preparación y educación pública, y 6.) asesoramiento público y participación de organizaciones no gubernamentales

7.1.1 Guías de procedimientos ambientales

El Capítulo 21 (Artículo 221) de la ley ambiental requiere una Evaluación del Impacto Ambiental y Social (EIAS) a proyectos de gran envergadura, desde centrales eléctricas, aeropuertos y proyectos de transportación hasta planes para parques nacionales y agricultura. El capítulo 21 (Artículo 223) también presenta componentes específicos de inclusión obligatoria en los EIAS, como descripciones del proyecto, área de impacto afectada, impactos ambientales y sociales y medidas de mitigación.

El propósito para la preparación de guías de procedimiento que implementen la ley es el de asegurar que las consecuencias ambientales y sociales potenciales se integran en la planificación y el proceso de toma de decisiones utilizados por las agencias públicas y los proyectos propuestos por industrias privadas. Cuando guías específicas de procedimiento ambiental se desarrollan para una agencia en particular, el foco en un recurso específico o tipo de facilidad convierte la evaluación en un proceso más eficiente y efectivo. Las guías de procedimiento deberían consistir en prácticas sistemáticas en torno a la preparación, revisión

101

e implementación de la Evaluación del Impacto Ambiental y Social para proyectos bajo la jurisdicción de esa agencia. Las guías también describirían la relación entre los EIAS y los procesos de concesión de permisos para así establecer un lógico y coherente registro del cumplimiento de las normas y permisos aplicables.

Por ejemplo, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos podría preparar guías de procedimiento que hagan hincapié en recursos normalmente afectados por el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, como silvicultura, agricultura y pesquería, y concentrarse en medidas de mitigación para la administración de la cuenca, como reforestación, cambios en el uso de la tierra y construcción de los controles estructurales que puedan ser requeridos. Ya que la ley obliga a las plantas y a los proyectos propuestos a incorporar consideraciones ambientales y sociales, las guías de procedimiento ambiental deberían desarrollarse entre agencias fideicomisarias, como la Subsecretaría de Estado de Recursos Naturales (SURENA) y la Dirección Nacional de Parques (DNP), y agencias con responsabilidades de planeamiento, como la Oficina Nacional de Planificación (ONAPLAN) y la Secretaría de Turismo (SECTUR). Las guías ambientales desarrolladas por todas las agencias deberían ser revisadas y aprobadas por la Comisión Nacional para el Medio Ambiente antes de que fueran aplicadas.

A continuación aparece una lista de los tópicos a incluir en las guías de cumplimiento de la agencia ambiental.

I. Monitoreo ambiental

- A. Determinación de proyectos sujetos al cumplimiento y de los excluidos del mismo
- B. Determinación del apropiado nivel de detalle para la Evaluación del Informe Ambiental y Social
- C. Determinar si el proyecto propuesto tendría que evaluarse junto a otros proyectos parecidos (por su similitud en impactos)

II. Preparación de evaluaciones de impacto ambiental y social

- A. Alcance de las EIAS
 - Definición del ámbito propuesto
 - Incluir la participación del público y de organizaciones no gubernamentales
 - Incluir la participación de la agencia implicada
- B. Realización de EIAS
 - Definir la acción propuesta
 - Identificar los ambientes humanos y naturales afectados
 - Evaluar los impactos ambientales y sociales del proyecto
 - Desarrollar medidas de mitigación para disminuir impactos adversos
 - Preparación de los documentos de EIAS en el formato apropiado

C. Notificación pública

- Identificación de procedimiento de revisión pública y un período de notarios para las EIAS
- Notificación de la disponibilidad de EIAS

III. Relación de las EIAS con las agencias de concesión de permisos

IV. Implementación y monitoreo de las medidas de mitigación

- A. Preparación o revisión de los planes de mitigación y control que detallan las responsabilidades de implementación y monitoreo para las medidas de mitigación.

Guías adicionales de procedimiento ambiental deberían también incluir:

- Planificación de plantas ambientales (como plantas de tratamiento del agua)
- Requerimientos de base para la compilación de datos, tales como métodos analíticos y parámetros químicos
- Estudios comunmente requeridos para proyectos específicos, como modelos de dispersión de aire, de calidad de agua o estudios de tráfico
- Medidas de mitigación requeridas para un sector específico
- Requerimientos de monitoreo y de presentación de informes, como parámetros de control y frecuencia de los informes

7.1.2 Coordinación entre agencias

La coordinación entre agencias públicas relevantes es muy importante para el proceso de Evaluación del Impacto Ambiental y Social porque facilita una evaluación interdisciplinaria y objetiva de las potenciales consecuencias ambientales de un proyecto propuesto. En la República Dominicana, el crear esta capacidad de coordinación entre agencias también es importante para llenar el hueco informativo. Sin embargo, una sola agencia debería ser la responsable de preparar una EIAS dentro cualquier sector. Para evitar la solapación, la principal agencia pública encargada de aprobar o llevar a cabo un proyecto debería ser designada como agencia líder. Esta es la agencia que tendría que responsabilizarse de preparar las EIAS, implementar sus hallazgos y monitorear las medidas de mitigación introducidas en el proyecto. Aunque varias agencias estén involucradas en el financiamiento de los proyectos propuestos, aprobaciones o concesión de permisos, sólo una agencia, la que tenga mayoría de aprobación o la responsabilidad en la concesión de permisos o mayor poder gubernamental, debería llevar a cabo la EIAS. También son agencias interesadas aquellas que están a cargo de los recursos potencialmente afectados por el proyecto propuesto. Estas recomendaciones siguen los procedimientos estadounidenses para Evaluaciones Federales de Impactos Ambientales bajo NEPA (U.S. National Environmental Policy Act), que han sido muy exitosas desde 1969.

102

7.1.3 Procedimientos de preparación y aprobación de EIAS

Para que se aplique el proceso de Evaluación del Impacto Ambiental y Social de una manera consistente para todos los sectores, la Comisión para el Medio Ambiente debería desarrollar procedimientos para EIAS. Estos procedimientos identificarían las medidas necesarias para desarrollar, evaluar, revisar y aprobar EIAS en todos los sectores, y asegurarían la integración de temas intersectoriales y de interés público en la planificación y diseño del proyecto y en el desarrollo de las medidas de mitigación. A continuación se exponen procedimientos útiles para la Comisión para el Medio Ambiente.

7.1.3.1 Ámbito público

Después de tomar la decisión de preparar una EIAS y de identificar las agencias interesadas, la EIAS debería desarrollarse dentro del ámbito de estas agencias, del público afectado, de organizaciones no gubernamentales y de grupos de la comunidad. Consultar al público durante el estudio a menudo soluciona potenciales problemas que podrían surgir más tarde en el proceso de la EIAS.

7.1.3.2 Preparación y revisión de la EIAS

La EIAS tendría que prepararse y revisarse consultando con las agencias interesadas y tendría que llevarse a cabo conjuntamente con los procesos de planificación, revisión y aprobación del proyecto. El personal de la agencia líder podría preparar el borrador de la EIAS a través de un asesor privado o aceptando el borrador preparado por el solicitante o su asesor. Ya que la agencia líder debería ser la única responsable por la objetividad y adecuación de la EIAS, la agencia tendría que revisar con cuidado cualquier borrador presentado por la parte foránea. Debería establecerse un amplio período para revisión y comentarios. La agencia líder debería evaluar los comentarios y ofrecer contestaciones por escrito con tiempo suficiente para que fuesen incluidas en la EIAS final.

7.1.4 Programas para la planificación, el estudio y el monitoreo ambiental

Uno de los obstáculos que impiden una administración ambiental efectiva en la República Dominicana en la ausencia de datos básicos sobre la localización y el estado de los recursos naturales y el impacto que la actividad industrial y humana tiene en estos recursos. Sistemáticamente, ni se localizan ni se evalúan recursos como flora y fauna, zonas pantanosas, usos del suelo, calidad del agua y calidad del aire; tampoco se conducen estudios de base ni se regulan, se conceden permisos o se monitorean los efectos de la contaminación industrial y urbana en condiciones de base. Para prevenir la agravación de los problemas ambientales existentes y la aparición de nuevos, será crucial llenar el hueco informativo y resolver las limitaciones institucionales que perpetúan dichos problemas.

Los programas para el monitoreo de recursos son medios efectivos para mantener la calidad de un recurso y para regular los impactos de la actividad industrial y humana. Hay dos tipos distintos de programas de monitoreo:

104

- El monitoreo nacional de los recursos para controlar continuamente su calidad (por ejemplo, el monitoreo de la calidad ambiental del aire), llevado a cabo por la agencia de administración de recursos.
- Los programas de monitoreo industrial que controlan los impactos que las actividades industriales tienen en los recursos (por ejemplo, los vertidos en los ríos), implementados por la industria contaminante con vigilancia y refuerzo de la correspondiente agencia de administración del recurso.

Sin embargo, antes de que se implementen estos programas de monitoreo primero se tienen que documentar la información básica y las condiciones de base.¹ Estos datos son instrumentos esenciales para la gerencia ambiental de todos los sectores por varias razones: 1.) La EIAS necesita datos de base para definir con precisión los impactos ambientales que se han dado; 2.) Se necesita localizar y clasificar los recursos (como las zonas de protección ecológica y la calidad ambiental del aire) para desarrollar criterios para la ubicación de complejos industriales; 3.) Para desarrollar estrategias nacionales para el planeamiento ambiental se necesita información sobre el tipo, la calidad y la localización de recursos como zonas pantanosas y especies en peligro de extinción,

Se puede fomentar una evaluación nacional y comprensiva de los recursos y una estrategia de monitoreo. La estrategia debería incluir los dos programas siguientes para cada recurso:

- 1.) Un programa de evaluación de recursos que compile datos básicos y que determine las condiciones de base. Tras evaluar los datos básicos este programa funcionaría como un programa de monitoreo continuo.
- 2.) Un programa de monitoreo de recursos específicos que funcionaría como parte de un sistema de concesión de permisos para instalaciones que emiten contaminantes que afectan al recurso.

Por ejemplo, para la calidad del agua, podría fomentarse un programa que evaluase las condiciones antecedentes de la calidad de todas las aguas nacionales. Este programa, o una variación de él, podría seguir funcionando como un programa para el monitoreo continuado de la calidad del agua. La industria contaminante podría controlar sus emisiones e informar a la agencia que administre la calidad del agua para así demostrar el continuado cumplimiento de los permisos de emisiones a la calidad del agua gerentado por la agencia. Alternativamente, cada agencia responsable de un recurso puede desarrollar sus propias estrategias de evaluación y monitoreo.

¹Normalmente, la compilación de datos básicos y la localización de los recursos no forman parte del proceso de cumplimiento ambiental, pero la actual ausencia de tales datos desembocará en la ineficiencia de cualquier proceso de concesión de permisos y del monitoreo de programas. Documentos ambientales, como permisos y EIAS, dependen de estos datos básicos para un análisis preciso.

Como parte de las actividades de administración de un recurso, la agencia responsable de la gerencia del recurso debería llevar a cabo lo siguiente:

- **Reconocimiento y localización del recurso:** Se deberían identificar el tipo de recurso y su ubicación.
- **Clasificación del recurso:** La clasificación debería asignar su uso (por ejemplo, especies en peligro de extinción, uso terrestre o uso del agua).

Evaluación del recurso: Tendría que clasificarse la calidad actual del recurso (por ejemplo, calidad del agua de la superficie de acuerdo a las normas para la calidad del agua, o los parámetros de calidad del aire también de acuerdo a los estándares para la calidad del aire).

- **Planificación del recurso:** Debería desarrollarse un plan de uso del recurso.
- **Concesión de permisos:** Deberían administrarse permisos para el uso y las descargas.
- **Monitoreo del recurso:** Un programa de monitoreo continuado debería regular la calidad del recurso (por ejemplo, el uso de estaciones para el monitoreo de la calidad ambiental del aire).

Algunas organizaciones de la República Dominicana están ya envueltas en algunas de las actividades descritas anteriormente, y podría asignárseles tareas adicionales. De todas maneras, una sola agencia debería responsabilizarse de todas estas tareas para cualquiera área de recurso. Por ejemplo, la calidad del agua de la superficie podría asignarse al Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos, la flora y la fauna al Departamento de Silvestre de la Secretaría de Agricultura (DVS/SEA), y el uso de la tierra al apropiado departamento de la Oficina Nacional de Planificación. Alternativamente, estas tareas pueden realizarse bajo la supervisión de alguna agencia como al Subsecretaría de Estado de Recursos Naturales (SURENA/SEA). Las agencias existentes pueden convertirse en departamentos dentro de la Comisión Nacional para el Medio Ambiente. Sin embargo, aún no hay ninguna agencia u organización que esté involucrada en la gerencia de la calidad del aire o en la administración de los residuos de los complejos industriales.

Datos existentes referentes a localización evaluación, calidad y monitoreo de recursos deberían incorporarse a los estudios de base para evitar la duplicación en futuros esfuerzos. No debería omitirse la participación de organizaciones no gubernamentales y la información disponible desarrollada por estas organizaciones debería utilizarse para los estudios y actividades de evaluación de recursos. Por ejemplo, la Fundación Dominicana para la Investigación y la Conservación de Recursos Marinos (MAMMA) ha realizado estudios sobre recursos de la costa. La experiencia de organizaciones no gubernamentales podría incorporarse a la evaluación de recursos o a los estudios de planificación. La capacidad que

poseen estas y otras agencias existentes para la implementación de estas tareas todavía tiene que determinarse y debería examinarse.

Programas de evaluación y monitoreo se necesitan por lo menos para los siguientes recursos: 1.) Flora y Fauna; 2.) Recursos Marinos de la Costa (mangles, terrenos pantanosos costeros y pesquería); 3.) Aguas superficiales y terrenos pantanosos; 4.) Forestal; 5.) Usos de la tierra; 6.) Calidad del aire; 7.) Calidad del agua.

Aunque el establecimiento de datos básicos y condiciones básicas para todos los recursos es importante por las razones discutidas en esta sección, la evaluación de los siguientes recursos y programas de monitoreo debería ser prioritaria y se recomienda que empiece inmediatamente:

- Estudio del uso de la tierra
- Recursos Marinos de la costa
- Calidad del agua
- Calidad del aire

7.1.5 Educación pública y preparación

El componente de preparación para un programa de asistencia técnica debería ser a dos niveles:

- Preparación del personal de la agencia a nivel nacional y sectorial
- Educación de la población general

Los objetivos de preparación deberían reflejar los niveles de personal propuestos por la Comisión para el Medio Ambiente y las unidades ambientales a ser instaladas en las agencias del sector. Para el personal de la Comisión para el Medio Ambiente y para el de las unidades ambientales en agencias del sector, la educación para la preparación, la evaluación y la revisión de las EIAS debería iniciarse en los EE.UU. y en otros países del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo que tengan experiencia en este proceso. Aunque la Universidad de Santo Domingo al parecer está desarrollando un programa de ingeniería ambiental, en la actualidad no hay ninguna universidad nacional que ofrezca cursos relacionados con la contaminación industrial y con el planeamiento y administración urbanos. Los funcionarios de la agencia deberían recibir también financiación para cursos y seminarios en temas ambientales específicos a su sector. Ya que los asesores pueden jugar un gran papel al inicio del desarrollo de la capacidad local de la EIAS, los empleados nacionales y sectoriales de la agencia deberían también ser preparados por los consultores.

Deberían iniciarse programas de educación y concienciación ambiental para informar a la población sobre las oportunidades y limitaciones de su medioambiente físico. Esto puede conseguirse a través de la participación de profesionales del medioambiente, profesores, organizaciones no gubernamentales y con educación ambiental en las escuelas primaria y secundaria. Por ejemplo, el departamento de agricultura del Instituto Superior de Agricultura

(ISA) y los departamentos de conservación y de recursos naturales del Instituto Tecnológico de Cibao del Este, la Universidad Tecnológica de Santiago, La Universidad Central del Este y la Universidad Católica podrían participar en la educación de profesores de áreas vecinas sobre el uso sustentable de los recursos. En áreas más remotas, los profesores pueden ser mejor contactados a través de organizaciones no gubernamentales.

7.1.6 Consulta pública/ Participación de organizaciones no gubernamentales

El solicitar la participación de individuos potencialmente afectados, negocios y organizaciones no gubernamentales y el incorporar informadas opiniones en la EIAS son componentes necesarios para el proceso de aprobación. La República Dominicana tiene una fuerte base de organizaciones no gubernamentales (ver el Anexo C) en las áreas de desarrollo social y conservación ambiental. Sin embargo, los requisitos de consulta pública a que obliga la ley del medioambiente son nuevos para las agencias de la República Dominicana y se necesitaría de importante asistencia técnica para iniciar este proceso.

El consultar a comunidades afectadas y a organizaciones no gubernamentales tiene dos importantes propósitos: primero, comprender la preocupación de grupos afectados y el grado de impacto que representa para ellos un proyecto propuesto, y segundo, incorporar su experiencia en relación a la naturaleza de un problema ambiental particular. Con la institución de un proceso de consulta pública, como el discutido en la sección 7.1.3, se obtendría este tipo de admisión pública. Después del alcance para asegurar que la preocupación del público se incorpora a la EIAS, debería notificarse públicamente, especialmente a las comunidades afectadas, y con tiempo, de todas las fases de la EIAS (audiciones públicas y la disponibilidad del borrador y de los EIAS finales).

7.2. DESARROLLO DE LA CAPACIDAD DE ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las recomendaciones para el desarrollo de la capacidad de administración ambiental en el sector eléctrico hechas en esta sección se dirigen a resolver, tanto como sea posible, los problemas identificados en la Sección 4.4, "Temas ambientales en la estructura regulatoria del sector eléctrico". Estas recomendaciones para el establecimiento de un proceso de EIAS para sectores específicos, de estándares ambientales, de un proceso de concesión de permisos, de un programa de monitoreo y de una estructura institucional que implemente este sistema de administración ambiental requerirá de importante asistencia técnica y del correspondiente compromiso financiero.

7.2.1 Consideraciones de ubicación de las nuevas instalaciones eléctricas

La principal medida para evitar o minimizar los impactos adversos de las centrales eléctricas será la incorporación de criterios para la protección ambiental a la hora de seleccionar la ubicación. Este proceso de selección debería incluir por lo menos las siguientes consideraciones:

- **Consideraciones de ingeniería**
 - Disponibilidad de un area de tierra adecuada
 - Suficiente agua de enfriamiento
 - Conveniencia de las condiciones de fundación
 - Topografía favorable
 - Acceso a instalaciones de transportación
 - Trazado general de la planta y de la linea de transmisión
 - Requisitos para el control de la erosión
 - Grado superficial existente

- **Consideraciones ambientales**
 - Calidad del Aire
 - Condiciones metereológicas del area impactada
 - Topografía del area impactada
 - Calidad ambiental del aire del area impactada
 - Agua
 - Disponibilidad
 - Calidad (condiciones de base)
 - Proximidad a grandes zonas de agua subterranea de recarga
 - Características acuáticas
 - Proximidad a extensiones de agua y terrenos pantanosos
 - Problemas de drenaje (como encharcamiento local)
 - Capacidad para instalaciones de tratamiento de aguas residuales

 - Uso de la tierra/Socioeconómico
 - Características del area inmediata y de la región
 - Distancia de la central de areas pobladas
 - Tamaño y ubicación de comunidades circunvecinas
 - Cultura y estilos de vida del area

 - Ecología
 - Proximidad a comunidades sensibles a las centrales
 - Proximidad a hábitats sensibles y extraordinarios o a animales salvajes en peligro de extinción
 - Proximidad a zonas de protección ecológica
 - Tipo e importancia de presentes y pasadas molestias humanas

Consideraciones de ubicación como éstas deberían aplicarse a posibles localizaciones pensadas para futuros desarrollos del Plan de Expansión del Sector Eléctrico. Por ejemplo, podrían considerarse como posibles ubicaciones lugares situados a una distancia a más de tres millas de una población de 2.500 personas, en areas con bajas concentraciones ambientales de SO_x, y fuera de zonas de protección ecológica.

Las compañías privadas o entidades gubernamentales que decidan la ubicación deberían realizar estudios de selección de potenciales zonas de localización. No es necesario que el

análisis de la zona use modelos sofisticados. Mejor, el estudio debería demostrar que se han considerado totalmente los factores mencionados anteriormente.

7.2.2 Guías de procedimiento ambiental del sector eléctrico

La Comisión Nacional de Energía debería desarrollar guías de procedimiento ambiental que ofrezcan instrucciones para el cumplimiento ambiental de leyes y estándares relevantes, para incorporar en su política energética y en la implementación de proyectos específicos del sector eléctrico. Las guías de procedimiento deberían facilitar el cumplimiento de la ley nacional del medioambiente y de otras importantes normas técnicas ambientales como las que tiene que desarrollar la Superintendencia bajo la ley de energía. Las recomendaciones detalladas en la Sección 7.1.1, "Guías de procedimiento ambiental", deberían aplicarse en el desarrollo de guías de cumplimiento ambiental particulares al sector eléctrico. Específicamente, las guías deberían describir los siguientes componentes:

- Preparación del personal de la agencia a nivel nacional y sectorial
- Educación de la población general
- Proceso de preparación y de aprobación de la EIAS
- Relación de la EIAS y la concesión definitiva con la concesión de permisos necesarios para las plantas (permiso para el vertido de aguas, permiso para las emisiones de aire)
- Preparación, implementación y monitoreo del plan de mitigación
- Requisitos de compilación de datos, tales como los métodos de control de la calidad de aire para emisiones específicas del sector eléctrico (SO_x , NO_x y CO)
- Estudios de proyectos específicos, como evaluación de la calidad del agua en fuentes de entrada y en fuentes de salida
- Medidas de mitigación requeridas para el desarrollo de una planta eléctrica
- Requisitos generales de monitoreo y de informes (por ejemplo, monitoreo e información sobre cantidades de CO o SO_x que excedan los límites impuestos)

Cuando otra agencia haya desarrollado guías de procedimiento o requisitos para estos componentes (como técnicas de monitoreo de la calidad del aire requeridas de una agencia de administración de la calidad del aire), La Comisión Nacional de Energía debe remitirse a estas guías.

7.2.3 Autorización de la agencia

Según la ley de energía, la Comisión Nacional de Energía es la encargada de desarrollar y administrar la política energética. De todas maneras, en la actualidad la Comisión Nacional de Política Energética tiene casi la misma misión y la Oficina Nacional de Planificación también cuenta con responsabilidades de planificación energética. La misión de las existentes agencias involucradas en la planificación energética debe ser redefinida para evitar redundancia institucional.

Bajo la ley de energía, las responsabilidades de revisión de la evaluación ambiental y de las medidas de mitigación preparadas por compañías privadas para la obtención de una concesión definitiva recaen sobre la Superintendencia de Electricidad. Sin embargo, la administración de proyectos hidroeléctricos es jurisdicción del Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos. La división de las responsabilidades de autorización de las agencia tendría que clarificarse bajo uno de los dos siguientes escenarios:

- La Superintendencia es responsable de proyectos termoeléctricos y el INDRHI de proyectos hidroeléctricos. En este caso, a nivel organizativo, el INDRHI dependería de la Comisión Nacional de Energía.
- La Superintendencia es la única agencia con responsabilidad sobre proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos. En este caso la misión del INDRHI tendría que ser redefinida.

Por claridad se asume que, en concordancia con la ley de energía, la Superintendencia será la agencia responsable del desarrollo de todos los proyectos energéticos, tanto hidro como termoeléctricos.

Ya que el sector eléctrico es el principal usuario de carbón en la República Dominicana, la Superintendencia también sería responsable del desarrollo de programas de comercialización de la ceniza de carbón, tal como se recomienda en la Sección 6.3.3, "Opciones de eliminación no-terrestre".

7.2.4 Coordinación entre agencias

Para todas las demás agencias del sector, se recomienda la creación de una unidad ambiental dentro de la Superintendencia. Esta unidad debería estar compuesta por un ingeniero eléctrico con conocimientos sobre temas ambientales, un especialista en calidad de aire, un biólogo experto en calidad del agua y un planificador de recursos energéticos/naturales. La Comisión Nacional de Energía debería contar también con un planificador ambiental.

Para el desarrollo de proyectos eléctricos, la Superintendencia debería funcionar como la agencia líder. Bajo la ley de energía, el patrocinador del proyecto es responsable de preparar una evaluación de las consecuencias ambientales que conlleven las instalaciones y de proponer medidas para mitigar los impactos negativos. La Superintendencia está encargada

111

de la revisión (no de la preparación) de esta evaluación y del plan de mitigación, actividades éstas que forman parte del proceso de revisión de la solicitud para una concesión definitiva. Aunque la ley de energía no lo constate, será importante establecer que esta evaluación tendrá que cumplir los requisitos de la EIAS, para que así también forme parte del proyecto de EIAS y para que no se duplique el proceso de evaluación. De esta manera, la Superintendencia asumiría las responsabilidades de agencia líder en la revisión e implementación de EIAS.

Ya que la Superintendencia no es la responsable de la preparación de EIAS, como agencia líder tiene que establecer una íntima coordinación con el solicitante durante el proceso de EIAS. Por ejemplo, deberían celebrarse reuniones regulares entre el solicitante, la Comisión Nacional para el Medio Ambiente y la Superintendencia para discutir necesidades de datos y para clarificar los requisitos de la EIAS con relación a temas como las medidas de mitigación requeridas y su implementación. Si el Plan de Expansión del Sector Eléctrico no ha establecido la ubicación de la planta, la Superintendencia o el patrocinador del proyecto deberían realizar un estudio de ubicación, con la supervisión final de la Superintendencia. Sin la selección de la ubicación preferida y sin la aprobación racional y sensata de la Superintendencia no debería prepararse una EIAS.

Para facilitar un acercamiento multidisciplinario y objetivo en la preparación de las EIAS, debería identificarse a las agencias involucradas utilizando un proceso descrito en la Sección 7.1.2, "Coordinación entre agencias". Las EIAS preparadas para los proyectos del sector eléctrico seguramente contarán con la participación de las siguientes agencias interesadas: administración de la calidad del agua, administración de la calidad del aire y administración del uso de la tierra. A continuación se describe el papel de la Comisión Nacional para el Medio Ambiente en el proceso de EIAS.

7.2.5 Procedimiento de la Agencia

La preparación y la revisión de las EIAS del sector eléctrico debería seguirse un proceso como el propuesto en la Sección 7.1.3, "Procedimientos de preparación y aprobación de EIAS". La unidad medioambiental de la Superintendencia será principalmente la responsable de la revisión de la EIAS junto con la de su concesión definitiva. Según la ley de energía, después de que la Superintendencia haya finalizado la revisión del paquete de solicitud, tiene que mandar sus recomendaciones a la Comisión Nacional de Energía y si ésta la aprueba, se envía a la Oficina del Presidente para aprobación final.

Tal como se discute en la Sección 4.4, para promover una revisión independiente y objetiva de las consecuencias ambientales del desarrollo del sector eléctrico, la EIAS tendría que ser revisada también por la Comisión para el Medio Ambiente, como agencia de vigilancia ambiental. Ambas, la agencia de vigilancia ambiental y la Superintendencia, deberían revisar la EIAS para verificar su completa adecuación y concordancia con las normas ambientales nacionales establecidas. Las recomendaciones de la Comisión para el Medio Ambiente deberían enviarse, junto con las de la Superintendencia, a la Comisión Nacional de Energía. Para integrar aspectos ambientales en el desarrollo del sector eléctrico tal como manda la ley

de energía, las recomendaciones de la Comisión para el Medio Ambiente deberían incorporarse a las de la Superintendencia para la recomendación de aprobación final considerada por la Comisión Nacional de Energía y la Oficina del Presidente.

Aunque la ley no lo dicte, la unidad ambiental de la Superintendencia debería tener autoridad para obligar al solicitante a reevaluar los hallazgos y las mitigaciones propuestas si los impactos no se exponen adecuadamente en la EIAS o si las medidas de mitigación propuestas son inapropiadas para minimizar los impactos adversos. Además de una EIAS adecuada, la aprobación de la concesión definitiva de la Superintendencia debería depender de la aprobación de permisos para la calidad del aire y para la descarga de agua y de otros importantes permisos ambientales. Tendría que garantizarse autoridad legal a la Superintendencia para requerir que todos los permisos ambientales obligatorios hayan sido aprobados por las respectivas agencias antes de enviar una recomendación positiva a la Comisión Nacional de Energía. Las guías de procedimiento ambiental deberían definir claramente la relación entre la EIAS y el proceso de aprobación de todos los otros permisos ambientales del proyecto. Por ejemplo, no debería garantizarse la aprobación hasta que se haya identificado una instalación para el tratamiento de los desechos (en caso de que ésta sea necesaria) y se haya aprobado por la entidad gubernamental apropiada.

7.2.6 Planificación ambiental

Las actividades de planificación ambiental deberían incorporarse al diálogo sobre política energética y a los planes de servicio de la Comisión Nacional de Energía. Obligada por la ley de Energía, la Comisión Nacional de Energía debería desarrollar una política energética y unos planes de servicio que promuevan un uso óptimo de los recursos y que incorporen consideraciones ambientales. De este modo, el planificador ambiental de la organización debería tener un importante papel en la integración de recursos naturales y de criterios de planificación ambiental en la formulación y desarrollo de políticas energéticas nacionales y planes de servicio.

7.2.7 Educación pública/Información

El fomentar la participación pública en el proceso de EIAS a través de audiencias públicas, reuniones y revisión pública de EIAS sería responsabilidad de la unidad ambiental de la Superintendencia. Se pueden utilizar varias técnicas, incluyendo anuncios públicos publicados en periódicos y fijados alrededor de la zona propuesta para el proyecto. Además de las fechas y horas de las audiencias o de los períodos de revisión y comentario, las notificaciones deberían identificar al personal de la agencia responsable de dar información sobre el proyecto.

La Superintendencia debería continuar con la participación de las comunidades afectadas durante la construcción y operación de nuevas instalaciones eléctricas designando a un individuo, en de su unidad ambiental, que se encargue y responsabilice de las preguntas y preocupaciones del público. Esta persona debería estar íntimamente coordinada con un miembro del equipo de construcción, un ingeniero de la planta o un ingeniero ambiental del

proyecto. También se puede fomentar la participación pública continuada organizando recorridos por las instalaciones y subrayando los controles de contaminación existentes en la planta y las medidas de mitigación desarrolladas para una mayor protección del medio ambiente. La unidad ambiental también debería responsabilizarse de la disponibilidad pública del monitoreo de la planta y de informar de los resultados quizás publicando los datos en los periódicos locales.

7.2.8 Preparación

Además de las disciplinas académicas de ingeniería, planificación ambiental y biología, los miembros de la Superintendencia deberían recibir preparación en las siguientes áreas:

- Revisión, evaluación e implementación de las medidas de mitigación de la EIAS
- Técnicas de cumplimiento ambiental (sistemas de concesión de permisos, programas de monitoreo, comprobación anual del cumplimiento y mecanismos de refuerzo) en las plantas eléctricas
- Impactos ambientales particulares del sector eléctrico
- Aplicaciones comerciales e industriales de las cenizas de carbón y programas para su comercialización

Información técnica específica del sector puede conseguirse a través de conferencias y de materiales creados por organizaciones estadounidenses como las siguientes:

Electric Power Research Institute (EPRI)
3412 Hillview Ave.
Palo Alto, California 94304
Teléfono: (415) 855-2000

The American Association of Coal Ash
1913 1st St. North West, 6th Floor
Washington, D.C. 20006
Teléfono: (202) 659-2303
(para técnicas de utilización de las cenizas de carbón)

7.3 ESTÁNDARES AMBIENTALES DEL SECTOR ELÉCTRICO

De acuerdo al actual borrador de la ley ambiental, las normas y estándares ambientales aplicables a varios sectores tienen que ser promulgadas por la Comisión Nacional para el Medio Ambiente. Según el actual borrador de la ley de energía, las normas ambientales también tienen que ser desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía y ejecutadas por la Superintendencia. Para evitar solapamiento, las normas ambientales deberían ser promulgadas sólo por la agencia de vigilancia ambiental. Estas normas deberían ser después adoptadas por la Comisión Nacional de Energía.

Actualmente, en la República Dominicana no existen estándares de calidad del aire o de eliminación de desechos industriales. Los estándares existentes sobre la calidad del agua y las emisiones industriales no son ni consistentes no ejecutados. Los estándares de calidad del agua y del aire que pueda establecer la Comisión Nacional para el Medio Ambiente deberían incluir ambos estándares de emisiones ambientales y sus fuentes.

7.3.1 Estándares de la calidad de aire

7.3.1.1 Estándares de la calidad de aire ambiental

La calidad de aire se debe proteger mediante la adopción de normas de calidad de aire, como mandado en Capítulo 22 de la ley ambiental. Las normas se usarán para medir el impacto de una planta específica de generación de electricidad en la calidad de aire. Estándares de la calidad de aire ambiente son un patrón para los programas de evitar o disminuir los efectos de la contaminación de aire mediante el establecimiento de los niveles máximos permisibles de contaminantes de aire. Estos estándares se adoptan tomando en cuenta la salud, enfermedad, irritación de los sentidos, valor estético, interferencia con la visibilidad, efectos de la economía y otros factores relevantes.

Los estándares recomendados para la calidad de aire ambiente son los estándares primarios de la USEPA, mostrados en la Sección 2.2.1, Table 2-5, "Estándares de la calidad de aire ambiente".

Tabla 7-1 Estándares recomendados de calidad de aire ambiental

Contaminante	Tiempo Promedio	Estándares de la USEPA ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
Dióxido de azufre (SO_2)	3 hr.	1300
	24 hr.	-
	anual	-
Dióxido de nitrógeno (NO_2)	anual	100
Partículas suspendidas (PM_{10})	24 hr.	150
	anual	50
Monóxido de carbón (CO)	1 hr.	40.000
	8 hr.	10.000

7.3.1.2 Fuentes de emisiones

Estándares de emisiones de una fuente específica se deben adoptar para limitar las emisiones de contaminantes en la fuente. Para las instalaciones de generación de electricidad en la República Dominicana, la Norma de Desempeño de Nuevas Fuentes (NSPS) de los Estados Unidos para las unidades de utilidad eléctrica de generación de vapor cuya construcción sea comenzada después del 18 de septiembre de 1978 (40 CFR 60, subparte Da) puede ser aplicable. Este estándar limite las descargas de partículas, dióxido de azufre y óxidos de

115

nitrógeno basado en una proporción (libra/million Btu) entre contaminantes y el calor de entrada de los combustibles quemados.

Un resumen de estos estándares se muestra abajo:

Estándar para partículas:

13ng/J(0,03lb/MMbtu) entrada de calor derivada de la combustión de combustible sólido, líquido o gaseoso

Estándar para dióxido de azufre:

Aplicable a combustible sólido y sólido derivado:

520 ng/J (1,20 lb/MMBtu) calor de entrada y 10% de la concentración potencial de combustión (90% reducción)

30% de la concentración potencial de combustión (70% reducción) cuando las emisiones sean menos de 260ng/J (0,60 lb/MMBtu) calor de entrada

Aplicable a los combustibles líquidos y gaseosos:

340 ng/J (0,80 lb/MMBtu) calor de entrada y 10% de la concentración potencial de combustión (90% reducción)

100% de la concentración potencial de combustible (0% reducción) cuando emisiones sean menos de 86 ng/J (0,20 lb/MMBtu) calor de entrada

Estándar para óxidos de nitrógeno:

Combustibles gaseosos: 86 ng/J (0,20 lb/MMBtu)

Combustibles líquidos: 130 ng/J (0,30 lb/MMBtu)

Combustibles sólidos: 260 ng/J (0,60 lb/MMBtu)

7.3.2 Estándares de la calidad del agua

Existen dos tipos distintos de estándares para la calidad del agua: 1.) estándares de aguas receptoras y 2.) limitaciones de emisiones o descargas. Los estándares de recepción de la calidad del agua se desarrollan para proteger y mantener la calidad de las aguas nacionales. Las limitaciones de los constituyentes químicos específicos de la calidad del agua receptora están, por lo tanto, basadas en la categoría del uso del agua en la que la industria está vertiendo. Por ejemplo, aguas que sean designadas para usos recreacionales tendrán mayores limitaciones de calidad del agua que otras aguas designadas a usos industriales. Estándares de vertido o descarga se desarrollan para limitar la cantidad total de contaminante de la extensión de agua receptora. Para muchas industrias los estándares de vertidos están basados en la tecnología porque los procesos de la planta operativa afectan la calidad final del vertido.

Ambos tipos de estándares de la calidad del agua deberían ser adoptados por la apropiada agencia de administración del recurso (como el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos o el Instituto Nacional de Aguas Potables y Alcantarillado), identificada como parte del estudio institucional. Algunas normas han sido desarrolladas a través de varias leyes y regulaciones y deberían ser incorporadas como es debido. Las leyes y regulaciones existentes pertenecientes a la calidad del agua se remarcan y analizan en el informe "Red Nacional de Monitoreo de Calidad de Aguas para la República Dominicana. Informe N° 63" (abril, 1993).

7.3.2.1 Estándares de agua receptora

Aunque la ley del medio ambiente no dicta la designación de recursos naturales de agua de acuerdo a la clasificación de uso (recreacional, industrial, ecológico o biológico), se deben hacer estas clasificaciones para establecer estándares de aguas receptoras que sean compatibles con sus usos propuestos. En este momento, no se pueden recomendar estándares de calidad de agua específicos porque aún no se ha determinado la calidad del agua existente y se desconocen los usos propuestos para las aguas de la superficie nacional. La Tabla 7-1 presenta estándares ejemplares de calidad de agua receptora para aguas de zonas climáticas similares a las de la República Dominicana que pueden usarse como guías generales para la selección y el desarrollo de estándares de aguas marinas receptoras. Estos estándares de la Tabla 7-1 también fueron seleccionados porque representan usos de agua costera tales como uso general de agua marina, costa abierta y embahamientos similares a los existentes usos del agua costera de la República Dominicana.

7.3.2.2 Estándares de los vertidos o descargas

El requisito primordial de un permiso de descarga es el asegurar que el vertido industrial cumple con un estándar o limitación de descarga específica. La República Dominicana ya ha desarrollado algunos estándares de vertido de descargas, para categorías industriales seleccionadas. La Tabla 7-2 presenta algunas de las limitaciones existentes (de acuerdo a la ley 436), así como estándares generales de vertidos industriales de otros países relevantes para la comparación. Estos estándares generales de vertidos industriales serían aplicables a la mayoría de vertidos de todos los sectores. Los parámetros que pueden ser aplicables a las descargas del sector eléctrico están marcados en negrita. Estos estándares podrían usarse como la base para la concesión de permisos a todos los sectores industriales que viertan en aguas receptoras. En la Tabla 7-2 también se presentan guías de procedimiento estadounidenses específicas para la descarga de vertidos del sector eléctrico.

Tabla 7-2. Estándares de ejemplo de calidad de agua receptora

Parámetro	Unidad	Estados Unidos (Federal)		Hawai		Florida	Puerto Rico	Tailandia /9/	
		uso general		uso general y costa abierta		uso para recreac. y cons. de consv	uso de cons /8/	uso para cons en zona neutral	uso industrial
		4-días promedio /	1-hora promedio /	crónico /5/	agudo /5/				
Amorlaco, total	mg/l	/2/	/2/	0.0035	0.0035	-	-	<0.4	/10/
Arsénico	mg/l	0.036	0.069	0.036	0.069	<0.050	0.15	-	-
Bario	mg/l	-	-	-	-	-	1.00	-	-
Boro	mg/l	-	-	-	-	-	4.8	-	-
Cadmio	mg/l	0.0093	0.043	0.0093	0.043	0.0093	0.005	<0.005	<0.005
Cianuro	mg/l	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.02	<0.01	/10/
Cloruros	mg/l	-	-	-	-	<10% aumento	-	-	-
Calcio	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Cobre	mg/l	-	0.0029	-	-	0.0029	0.05	<0.05	/10/
Cromo, total	mg/l	-	-	-	-	-	0.3	<0.1	/10/
Cromo, +6	mg/l	0.05	1.1	-	-	0.005	-	<0.05	<0.1
Cloruro, residual	mg/l	0.0075	0.013	0.0075	0.013	0.01	-	<0.01	/10/
Color	-	-	-	-	-	-	-	no es objetable	no es objetable
Conductividad	uS/cm	10% variación	10% variación	10% variación	10% variación	10% variación	-	10% variación	/10/
Oxlg biológico, den	mg/l	-	-	-	-	sin aum. de molest	-	-	-
Oxlg químico, den	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Detergentes	mg/l	-	-	-	-	0.5	-	-	-
Fenoles	mg/l	-	-	-	0.17	4600	-	<0.03	/10/
Manganeso	mg/l	0.1	0.1	-	-	-	0.1	<0.1	/10/
Magnesio	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Mercurio	mg/l	0.000025	0.0021	-	0.0021	0.000025	0.001	<0.0001	<0.0001
Nitratos	mg/l	-	-	media geo < 0.003	/6/	-	-	-	-
Nitritos	mg/l	-	-	media geo < 0.003	/6/	-	-	-	-
Nitrógeno, total	mg/l	-	-	Media geo < 0.11	/6/	-	5.00	-	-
Fósforo	mg/l	0.0001	0.0001	Media geo < 0.016	/6/	0.00001	-	-	/10/
Níquel	mg/l	0.0071	0.014	0.0083	0.075	0.0083	0.0083	-	-
Plata	mg/l	0.0023	0.0023	-	0.0023	0.00005	0.002	-	-
Plomo	mg/l	0.0056	0.14	-	0.14	0.0056	0.015	<0.05	/10/
pH	nidadade	6.5-8.5	6.5-8.5	7.6-8.6	7.6-8.6	6.0-8.5	7.3-8.5	7.0-8.5	/10/
Selenio	mg/l	0.054	0.4	0.071	0.3	0.071	0.01	-	-
Sulfatos	mg/l	-	-	-	-	-	2800	-	-
Sulfuros (sin dis. H2S)	mg/l	0.002	0.002	-	-	-	0.002	<0.01	/10/
Sólidos (en susp.)	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Sólidos (totales)	mg/l	10% variación	10% variación	-	-	-	-	-	-
Sólidos (disu., totales)	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Sólidos (total)	mg/l	-	-	ninguno	ninguno	-	-	no es objetable	no es objetable
Turbiedad	NTU	-	-	0.2	0.2	9 por encima ambien	10	-	-
Zinc	mg/l	0.058	0.17	0.086	0.095	0.086	0.05	<0.1	/10/
Hierro	mg/l	-	-	-	-	0.3	-	<0.3	/10/
Acerte y grasa	mg/l	no se observa	brillo	-	-	5.00	-	no es visible	no es visible
Temperatura	C	/3/	-	<1 C del ambiente	<1 C del ambiente	specifico para el siti	<32.2 C	32 C	< 3 C del ambiente
Sólidos sedimentables (mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-
Coliformes fecales, tota	MNP	104 /4/	104 /4/	-	-	00 promedio mensu	Media geo. < 200	-	-
Flujo	m3/s	-	-	-	-	-	-	-	-
Oxígeno disuelto	mg/l	-	-	75% saturación <	75% saturación <	4.0-5.0	5	4 <	/10/

/1/ US EPA Quality Criteria for Water 1986

/2/ Las concentraciones de amoníaco dependen en gran medida de la temperatura y del pH

/3/ El aumento de temperatura promedio por semana debe ser menor o igual a 1 C, en las regiones subtropicales (sur del Cabo Cateveral y la bahía de Tampa, Florida y Hawai) las temperaturas máximas a corto plazo = 32.2 C, media máxima diaria verdadera = 29.4 C

/4/ MNP es para aguas marinas en ciertas zonas de playa

/5/ Hawaii Water Quality Standards. Las columnas crónico/agudo no se aplican al nitrógeno, amoníaco, nitrato-nitrito-nitrógeno, amoníaco. Hawaii ammonia.

/6/ Los valores presentados son medias geométricas que no deben excederse y son las más conservadoras. El primer valor se refiere a la estación de lluvias (promedio de entrada de agua dulce menor que el 1% la cantidad almacenada por día)

/7/ Florida Water Quality Standards. Official Compilation of Rules and Regulations of the State of Florida, Título 17 - Department of Environmental Regulation Chapter 17-3, Water Quality Standards. Adoptadas el 28 de octubre de 1970, con enmiendas. El 29 de mayo de 1990 se usó enmienda

/8/ Normas de Calidad del Agua. Puerto Rico Water Quality Standards. Puerto Rico Environmental Quality Board, Water Quality Standards. Reglamento adoptado el 4 de enero de 1974, con enmiendas. El 20 de julio de 1990 se usó enmienda. Las designaciones para la calidad del agua que se dan en el cuadro se refieren a aguas costeras y estuarios para contactos primarios y secundarios, recreación y propagación-preservación de especies deseables

/9/ Coastal Water Quality Guidelines. Laws and Standards in Pollution Control in Thailand. Second Edition. Environmental Quality Standards Division Office of the National Environment Board. Thailand, Julio de 1989

/10/ Puede establecerse a medida que sea necesario

11/2

Table 7-3: Comparación de los estándares de calidad de agua efluente industrial de la República Dominicana con los estándares internacionales

Parámetro	Unidad	Normas generales de efluentes industriales						Países de EPA / USA Efluentes Industriales Sector de la Energía				
		D.R. NORDOM 436 /2/	Francia /2/	Alemania /2/	Italia /2/	Chapa /2/	Tailandia /4/	Máximo 1 día /7/	30-días promedio /7/	máximo 1 día la carbon /7/	1 día de enfriamiento cooling water /7/	30-días promedio salida
Amoníaco total	mg/l	-	-	-	15 (N-44)	-	-	-	-	-	-	-
Acetato	mg/l	4.5	-	-	6.5	-	0.25	-	-	-	-	RU
Bario	mg/l	-	-	-	-	1.0 (5 recom)	-	-	-	-	-	-
Boro	mg/l	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cianuro	mg/l	0.1	-	-	-	-	0.02 (0.5 recom)	-	-	-	-	RU
Cianuro	mg/l	0.05	-	-	-	-	4.2	-	-	-	-	RU
Cloruros	mg/l	1000	-	-	1200	-	-	-	-	-	-	-
Cobalto	mg/l	700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cromo, total	mg/l	1	-	-	-	0.5	1	10 x Q	10 x Q	-	-	RU
Cromo, hex	mg/l	-	-	2	2 (+3)	-	2	-	-	-	-	0.2 x Q
Cromo, hex	mg/l	0.5	-	0.5	0.2	-	0.4	-	-	-	-	RU
Cromo, hexaval	mg/l	0.3	-	-	-	-	-	0.2 x Q	0.2 x Q	-	-	RU
Color	-	200-1000	-	-	no perceptible	-	-	-	-	-	-	-
Conductividad	uS/cm	2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oxígeno biológico, den	mg/l	50	40	200	40	30	20-60	-	-	-	-	-
Oxígeno químico, den	mg/l	70	-	150	100	80	-	-	-	-	-	-
Detergentes	mg/l	5 (ABS/LAS)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ferroso	mg/l	4.5	-	-	-	-	1	-	-	-	-	RU
Manganeso	mg/l	10	-	-	-	-	5.0 (2.0 recom)	-	-	-	-	-
Magnesio	mg/l	500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Molibdeno	mg/l	0.05	-	-	-	-	0.045	-	-	-	-	RU
Nitrato	mg/l	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nitrito	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nitrógeno total	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Níquel	mg/l	2	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	RU
Picno	mg/l	0.1	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	RU
Picno	mg/l	0.1	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	RU
pH	unidades	6-9	5.5-8.5	6.5-8.5	5.5-8.5	6.5-8.5	6.5-8.5	6.0-9.0	6.0-9.0	-	-	-
Selenio	mg/l	0.05	-	-	-	-	0.05	-	-	-	-	RU
Sulfatos	mg/l	1000	-	-	1000	-	-	-	-	-	-	-
Sulfuros (sin disolver H)	mg/l	1	-	2	1	-	1	-	-	-	-	-
Sólidos (en suspensión)	mg/l	300	30	-	60	-	70	100 x Q	30.0 x Q	50	-	-
Sólidos (totales)	mg/l	1200	-	-	-	-	80	-	-	-	-	-
Sólidos (disueltos, tot)	mg/l	1700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sólidos (total)	mg/l	san rel 3 mm	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zinc	mg/l	10	-	-	-	-	0.5	-	-	-	-	1.0 x Q
Hierro	mg/l	10	-	-	-	-	20	10 x Q	10 x Q	-	-	1.0 x Q
Acido y grasa	mg/l	70	-	-	20	-	5 (15 recom)	20.0 x Q	15.0 x Q	-	-	-
Temperatura	C	33	-	-	-	19 (ambiente)	-	-	-	-	-	-
Sólidos sedimentables (MP)	mg/l	1	-	-	0.3	-	1	-	-	-	-	-
Coliformes fecales, tot	MPN	20000 (12000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo	m³/s	0.45 (min recom)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oxígeno disuelto	mg/l	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Materia extraída de etar	mg/l	-	-	10	0.2 (dissolved)	-	-	-	-	-	-	-

/1/ No se práctica ni aplica

/2/ Red Nacional de Monitoreo de Calidad de Aguas para la República Dominicana Instituto Nacional de Recursos Hídricos (INDRH) Informe No. 63 Noviembre 1992.

/3/ República de Chapa Fisheries Law Cap. 135

/4/ Tentative Industrial Effluent Guidelines for Discharging into the Eastern Seaboard Coastal Water (Zone 1a Phyl) Laws and Standards in Pollution Control in Thailand.

Second Edition. Environmental Quality Standards Division Office of the National Environment Board. Thailand. Julio 1969

/5/ Razón de mezcla de agua servida y agua receptora: 1/8 a 1/150, max 30 1/151 a 1/3 max 60, 1/3 a 1/500 max 150

/6/ Máximo 2000 si el agua receptora es mayor que 2000 mg/l. sólidos disueltos en efluentes no deben ser mayor de 5000 mg/l dentro del agua receptora

/7/ Normas de rendimiento para nuevas fuentes para generación de energía eléctrica por vapor de agua (40 CFR 423.77/83). Estas pautas no son de aplicación legal pero pueden ser usadas como condiciones para permisos que comprometen legalmente.

/8/ Se recomiendan cantidades no detectables de estos contaminantes en las emisiones de la torre de enfriamiento

Q= Tasa de flujo en la salida

7.4 PROCEDIMIENTOS DE CUMPLIMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO

Los procedimientos para el cumplimiento ambiental en el sector eléctrico consistirán en la implementación del plan de mitigación de la Evaluación del Impacto Ambiental y Social, y la concesión de permisos para descargas en los recursos de agua y aire.

7.4.1 Plan de Mitigación de la Evaluación del Impacto Ambiental y Social

Según las aprobaciones de la Evaluación del Impacto Ambiental y Social (EIAS), la Superintendencia, a través de su unidad ambiental, será responsable para asegurar cumplimiento durante construcción y operación con las medidas propuestas en el plan de mitigación del solicitante. Algunas de las medidas de mitigación existentes durante la operación de la planta, tales como programas del monitoreo de agua, pueden ser también una condición de los permisos ambientales. Para evitar el solapamiento de responsabilidades, la Superintendencia debe ser responsable solamente para las medidas en el plan de mitigación de EIAS que no son parte de ningún otro permiso ambiental. Un inspector de la unidad ambiental debe visitar la instalación periódicamente durante la construcción para asegurar que las medidas de mitigación de construcción tal como el control de erosión se funcionan como anticipadas. Durante la operación de la planta, un inspector de la unidad ambiental de la Superintendencia debe llevar a cabo las inspecciones programadas.

Las responsabilidades de ejecución, incluyendo multas y penas criminales, no son todavía claras. Según la ley de energía, la Superintendencia tiene la autoridad de hacer cumplir las normas técnicas como desarrolladas por la Comisión Nacional de Energía, pero es otorgada la autoridad específica para hacer cumplir las medidas del plan de mitigación y las penas exactas para incumplimiento. Clarificaciones legales se requiere en esta área.

7.4.2 Permisos ambientales y programas de monitoreo

El propósito de requerir las solicitudes de los permisos ambientales para las instalaciones nuevas de generación de electricidad es demostrar el cumplimiento con las normas nacionales ambientales que se desarrollarán bajo la ley ambiental (posiblemente parecidas a las descritas en esta Sección). Los programas de monitoreo deben ser requeridos como parte del permiso y funcionan para demostrar el cumplimiento continuo. Los permisos ambientales se deben administrar a través de la agencia apropiada de la administración de recursos.

Las agencias responsables se deben indentificar para supervisar la implementación de los programas de emisiones y descargos en cada planta. Las responsabilidades de la agencia apropiada con respeto a los programas de supervisión son los siguientes:

- Establecer la metodología de monitoreo para implementar en la planta (por ejemplo el monitoreo de la calidad de agua, calidad de aire y desechos sólidos)
- Recibir y revisar los informes de monitoreo
- Supervisar y hacer cumplir las normas de calidad ambiental

La agencia de concesión de permisos debe ser dotada con la autoridad de hacer cumplir las normas y imponer las multas para violaciones.

7.4.2.1 Permiso de calidad de aire y programas de monitoreo

Permiso de calidad de aire. Aunque la ley ambiental no establece específicamente la concesión de un permiso de calidad de aire para industrias o actividades contaminadoras, un sistema de concesión de permisos se debe desarrollar como manera de lograr la meta de proteger la calidad de aire y evitar su degradación. El sistema propuesta de concesión de permisos puede seguir el proceso de Revisión de Fuentes Nuevas usado en los Estados Unidos. En este proceso, la agencia de la administración de calidad de aire designada realizará una revisión de todas las fuentes nuevas o modificadas de contaminación de aire bajo su jurisdicción. El solicitante (individuo, compañía, o entidad gubernamental) en búsqueda de construir una instalación que emite o tiene la potencial de emitir contaminantes designados en el atmósfero solicitará a la agencia de administración de calidad de aire para un Permiso para la Autoridad de Construir. Si el material entregado por el solicitante no es satisfactorio, la agencia de administración concederá un Permiso para la Autoridad de Construir para que la construcción puede comenzar.

El proceso de Revisión de Fuentes Nuevas requerirá primero que un solicitante demuestre que:

- la Mejor Tecnología de Control Disponible (MTCD) se ha incorporado en el diseño de la planta
- las emisiones de la fuente propuesta, en combinación con emisiones de fuentes existentes cercanas, no causarán las normas de calidad de aire ambiental de ser excedidas
- todas las instalaciones que pertenecen o son operados por el solicitante se identifican, y que cumplen con las leyes y reglamentos de calidad de aire
- reducciones adecuadas de emisiones se lograrán para compensar la adición de incremento de contaminantes en el atmósfero
- emisiones fugitivos se controlan a la extensión consistente con las prácticas de buena ingeniería
- todas los reglamentos aplicables se han considerados y cumplidos.

Antes de la construcción se termina o antes de la operación, el solicitante solicitará para un Permiso para Operar anual, que dicta la cantidad de emisiones (tales como dióxido, óxidos de nitrógeno y partículas) y otras condiciones con que la instalación operacional debe cumplir. El cumplimiento con las condiciones del Permiso para Operar se deben hacer cumplir. Sanciones para una falta de cumplimiento podrían ser acciones legales, que resultarían en la revocación del Permiso de Operar y una multa sustancial. El Permiso de Operar y sus condiciones se deben revisar anualmente por la agencia responsable para asegurar el cumplimiento con condiciones previas incluidas en el permiso y además cualquier reglamento nuevo o modificado que podría haber sido introducido durante el periodo de

revisión. La agencia podría cobrar una cantidad para sufragar los costos administrativos de revisar el solicitud y dar el permiso.

En el informe anual a la agencia responsable de administración de calidad de aire, el solicitante debería ser requerido proveer los documentos de operación. Los documentos incluirán los datos que refieren a combustibles consumidos, horas de operación y emisiones como medidas en la chimenea y estaciones de monitoreo fuera del lugar. El solicitante podría ser requerido también de reportar excesos dentro de 24 horas, y de documentar estos excesos en el informe anual.

Para un buen ejemplo de un sistem exitoso de concesión de permiso de calidad de aire bajo las reglamentos de la USEPA, refiera al Distrito de Administración de la Calidad de Aire de la Área de la Bahía de San Francisco (BAAQMD). Reglamentos de Distrito, Manual de Procedimientos, Manual de Permiso y otros documentos técnicos relacionados con la administración de calidad de aire son disponible para comprar.

Distrito de Administración de la Calidad de Aire del Área de la Bahía
de San Francisco (BAAQMD)
939 Ellis Street
San Francisco, California 94109
Teléfono: (415) 771-6000

Programa de monitoreo de la fuente de emisión. El monitoreo de emisiones en la fuente, tales como toma de muestra de chimenea y análisis de contaminantes, podría ser logrado mediante la instalación de sistemas estándares de instrumentación disponible comercialmente. El monitoreo de la fuente de emisiones, realizado por personal de la planta, debe tomar la muestra de las concentraciones de partículas en el extremo de la chimenea, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y otros contaminantes designados en el Permiso para Operar de la instalación. Los resultados se deben recordar y reportar sistemáticamente, como se requiere, a la agencia de administración de calidad de aire para demostrar el cumplimiento continuo con las normas de emisión dictadas en las condiciones del permiso. Como alternativo de reducir costos, algunos parámetros de combustión tales como temperatura y oxígeno exceso podrían ser monitoreados para optimizar las características de operación de la planta y reducir emisiones a través del mejoramiento de la eficiencia de combustión. Para el control de dióxido de azufre, análisis de combustible para la consistencia del contenido anticipado de azufre asegurará que las emisiones de SO₂ se mantienen dentro de los límites apropiados.

Programa de monitoreo de calidad de aire ambiental. Un programa de monitoreo de calidad de aire ambiente se debe implementar como parte de las actividades de evaluación de recursos discutidas en la Sección 7.1.4. El programa se realizará por la agencia de administración de calidad de aire. Esta sección discute la configuración de un programa de monitoreo de calidad de aire lejos de la fuente de emisiones contaminates.

El monitoreo de la calidad de aire o el toma de muestra y análisis de aire en las estaciones de monitoreo es un programa sistemático para determinar la calidad de aire ambiental y obtener datos durante un intervalo reportado a la frecuencia requerido. Por ejemplo, el propósito del esfuerzo de monitoreo debe dictar la selección de un tipo específico de tomador de muestra, tales como continuo, carga manual o secuencia automática.

Un programa de monitoreo exitoso discutará los siguientes:

- Consideraciones básicas
- Diseño del sistema
- Principios de medidas
- Operación del sistema

Consideraciones básicas. La base para un programa de monitoreo se debe establecer. Los objetivos deben ser claros, un estrategia de monitoreo adoptado y una lista de definiciones y especificaciones desarrollada. El objetivo primario será de evaluar la calidad de aire contra un estándar que se acepta extensamente, tal como el estándar de calidad de aire ambiental de la USEPA, o un estándar desarrollado específicamente para un proyecto. Otros objetivos podrían ser de determinar el efecto de una fuente particular, definir la calidad de aire antecedente, establecer tendencias en la calidad de aire, o a un menor grado, evaluar cambios en los contaminantes del aire de procesos químicos o físicos.

La estrategia de monitoreo debe hacer ajustes para resolución de tiempo, resolución de espacio y movilidad. El ajuste de resolución de tiempo provee un factor de variancia estadística que toma en cuenta que ningún aparato de toma de muestra o monitoreo representa exactamente la variabilidad en el aire ambiental. La resolución de espacio se dirige hacia la variabilidad de la concentración de contaminantes con su distancia de la fuente. Por ejemplo, azufre descargado como dióxido de azufre se convertirá en el atmósfero a partículas sulfatos. Equipos de monitoreo de aire móviles proveen más flexibilidad en la localización geográfico del equipo.

Si la terminología usada para definir el desempeño de la instrumentación de monitoreo es inconsistente, puede ser una fuente de malentendidos. Es importante que una lista oficial de terminología se establece para el proyecto. Términos tales como precisión, límite bajo perceptible, tiempo de aumento, tiempo de caída y banda de cambio se deben definir.

Diseño de sistema. El diseño del sistema de monitoreo incluirá consideraciones de donde localizar las estaciones de monitoreo, el diseño físico de las estaciones, diseño de líneas de toma de muestra del punto de muestra hasta el analizador en la estación, y adquisición de datos.

La localización de las estaciones del monitoreo de aire depende en los objetivos del programa de monitoreo. Por ejemplo, estaciones se podrían localizar para identificar los puntos de concentraciones máximas de contaminantes, o para determinar si los contaminantes se

123

transportan a el área en cuestión. Otros factores, tales como fuentes de emisiones, demográficos y meteorología pueden influir la localización.

El número de estaciones, o el espacio entre las estaciones se debe establecer. Generalmente, dos lugares nunca son idénticos en la calidad de aire; sin embargo, la más cerca que se ubican las estaciones lo más parecido sus datos de calidad de aire serán. No existe un plan perfecto de la localización de estación. Sin embargo, un plan se puede optimizar para utilizar los recursos disponibles.

Los instrumentos del monitoreo de aire, como otro equipo científico, operan mejor en condiciones ambientales apropiadas. Estructuras de protección con aire acondicionado son disponibles para mantener la temperatura y humedad relativa dentro de los límites especificados para el instrumento más sensible. Consideraciones de seguridad incluyen almacenamiento seguro y ventilado para los cilindros de gas, extintores de incendio apropiados y servicio eléctrico puesto a tierra, donde posible. Para un estación remota completa del monitoreo de aire, la USEPA recomienda una asignación de espacio mínimo de 20,5 metro cuadrados, incluyendo espacio para instrumentación y laboratorio, área de trabajo, almacenamiento de cilindros de gas comprimido, almacenamiento misceláneo y baños.

Las utilidades requeridas par la estación incluyen electricidad, agua caliente y fria y una conexión de cloaca. Los requisitos de servicio y mantenimiento para las estaciones mismas no son significativos, y incluyen mantenimiento normal del edificio, servicios de costodia y cuidado de los equipos de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

Muestras de aire se llevan del punto de toma de muestra al analizador en la estructura de protección a través de una línea de toma de muestra. Es importante que la muestra no se degrade o diluya en la línea de toma de muestra. En este lugar remoto, los datos se recoleccionan, transforman de una forma de análogo continuo a una forma digital, y se transmiten a otros puntos donde los datos se usan, procesan más y guardan.

Principios de medición. Algunos métodos de medición pueden entrar dentro de categorías físicas y químicas. Por ejemplo, técnicos químiluminicentes, que se consideran físicos, también usan reacciones químicas de fase de gas. Para contaminantes de aire gaseosos, los siguientes serán aplicables: analizadores colorimétricos (espectofotómetro), analizadores electrométricos, analizadores conductimétricos, analizadores químiluminicentes, analizadores no dispersivo de infaro, absorción ultravioleta y analizadores fotométricos de llama. Para partículas, los siguientes se usarán normalmente: sensores piezoeléctrico de masa, nefelometría, cintas de muestra, analizador de movilidad de partículas cargas. El método más común se basa el aumento medido en peso mostrado mediante una hoja estándar de papel de filtro aspirado a un flujo de aire conocido en el aire ambiente durante un período de 24 hora.

Analizadores del monitoreo de aire se desarrollan continuamente, y se debe considerar su aplicabilidad.

124

Operación del sistema. La validez de los datos de calidad de aire depende mucho en como el sistema se opera. Factores importantes para considerar serán la instalación apropiada del equipo, calibración prudente de los instrumentos y equipo, adherencia estricta a los procedimientos de operación establecidos y servicio y mantenimiento apropiado. Guías detalladas y instrucciones se deben suministrar para todos los procedimientos. Documentación apropiada y adecuada se debe mantener para apoyar la precisión y validez de los datos. Un programa formal de la garantía de calidad se debe implementar para que declaraciones cuantificables se pueden hacer sobre la precisión y confiabilidad de los datos. Este programa provee también un mecanismo formal para identificar, documentar y corregir las deficiencias en una manera puntual.

7.4.2.2 Permisos y monitoreo de la calidad de agua

Permiso de Calidad de Agua. El Capítulo 3, Artículo 28 de la ley ambiental dominicana decreta que un permiso o licencia se requiere para utilizar cualquiera masa de agua en la República Dominicana. Un sistema de permisos se debe desarrollar para los descargos industriales en estas aguas. Un sistema de permiso de descargar debe seguir el modelo (ejemplo) establecido por el programa del Sistema de la Eliminación de Descargos Nacionales Contaminantes de la Agencia de la Protección del Ambiente de los Estados Unidos. Bajo de este programa, se requiere permisos cuando se planean descargos en los bahías, lagunas, estuarios, ríos, lagos, arroyos, tierras pantanosas o sistemas cloacales. Cada punto de descarga (por ejemplo la salida) se debe describir en el permiso. Tratamiento antes de descargar puede ser requerido por las condiciones en el permiso si la calidad anticipada del descarga tiene la potencial de rebajar la calidad del agua de recepción por la agencia de la administración de la calidad de agua. Descargos industriales que se deben reglamentar bajo del programa incluyen aguas desechables de proceso (incluyendo la salida de la instalación de generación de electricidad), drenaje de la área de contaminación y derrame de lluvia durante de construcción.

Las condiciones del permiso de descargar se deben basar en los siguientes:

- Las limitaciones del efluente basadas en la tecnología para la categoría industrial particular
- Las limitaciones del efluente basadas en la calidad de agua del agua de recepción
- El modo de empleo específico de los planes de calidad de agua para áreas específicamente designadas usando las mejores tecnologías disponibles
- El cumplimiento con las normas de toxicidad y pre-tratamiento del efluente

Normas de la calidad de agua que potencialmente se pueden usar en el sistema propuesto de la concesión de permisos se identifican en la Sección 7.3., “Normas Ambientales del Sector eléctrico.”

Monitoreo del Agua de Recepción. Actualmente, un programa específico de monitoreo para aguas industriales de recepción potenciales no se recomienda. El propósito de tal

125

programa de monitoreo sería de mantener la calidad de estas aguas según su uso proyectado. Cuando las prioridades nacionales del uso de agua se han determinadas y las clasificaciones del uso se han establecidas por la agencia de la administración de la calidad de agua, un programa del monitoreo de agua se debe establecer en un nivel nacional según las recomendaciones hechas en la Sección 7.1.4, "Planificación Ambiental, Estudios y Programas de Monitoreo."

Monitoreo del Efluente o Descarga. Los componentes que se pueden encontrar en el agua de enfriamiento del efluente dependen de las características del agua de entrada, fuente y tipo de combustible y revestimiento del equipo, y el uso de biocidas. Cada una de las categorías influyen el tipo final y concentraciones de ciertos componentes en el agua de enfriamiento del efluente que no se pueden estimar precisamente hasta la fase de diseño final.

Algunos de los componentes que se puede encontrar en este efluente incluyen los siguientes:

Aluminio, total	Cobre, total	Potasio
Arsénico	Fluoruro	Sflice
Bicarbonato	Hierro	Sodio
Boro	Magnesio	Sulfato
Calcio	Manganeso	Sólidos Disueltos Totales
Cloruro	Nitrito	Cinc
Cromo	Fosfato	

Estos componentes t y parámetros adicionales tales como la velocidad del flujo de salida, pH, temperatura, conductividad y oxígeno disuelto se deben medir y reportar trimestralmente a la agencia de la administración de la calidad de agua, como requerido por sus permisos respectivos.

Para una instalación eléctrica de combustible de carbón o petróleo, un programa de monitoreo bajo un sistema de la concesión de permisos de descargo nacional se debe establecer que supervisa no solamente la calidad de agua de entrada de propósito operacional, sino los varios flujos de desechos también. Los flujos de desechos que se deben vigilar son los siguientes:

- El efluente de agua de enfriamiento
- La descarga de agua de superficie y de lluvia
- Agua de desecho de la planta
- Aguas cloacales domésticas, si las aguas cloacales no se conducen por tuberías a una planta de tratamiento local.

Se supone que el efluente de agua de enfriamiento constituiría el mayor volumen del descargo de una instalación de generación de electricidad. Sin embargo, es posible en el diseño de la planta que el sistema de la compilación del derrame de agua de superficie y los sistemas de agua de desecho de la planta y de aguas cloacales se pueden combinar en una sola línea de descargo. Si esta línea descarga al agua de recepción, se requeriría vigilar. Sin embargo, si

esta línea de descargo de fuente combinada se conduce por tuberías a una planta de tratamiento de aguas cloacales fuera del lugar, cualquier requisito de supervisión se supeditaría a juicio de la planta de tratamiento, y se vigilaría y reglamentaría de acuerdo a con sus requisitos.

Bajo de la suposición de que se puedan existir dos descargos principales de la planta (el efluente de agua de enfriamiento y desechos líquidos combinados), cada emanación de desecho se debe vigilar cada semana para controlar todas los componentes por los cuales se han establecidas normas. A pesar de todo los parámetros tales como pH y temperatura deben ser vigilados continuamente con el uso de una gráfica de rollo de monitoreo continuo. Todos los métodos analíticos tendrían que conformar con los métodos regulares de la APHA (Asociación Estadounidense de Salud Pública); los métodos regulares de la ASTM (Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales); u otros métodos de control internacionalmente reconocidos para el análisis químico.

Las actividades de monitoreo se deben asignar a un ingeniero de la planta que sea responsable para la compilación y análisis de la emanación y la entrega de los datos en la forma de informes de monitoreo. Los informes deben incluir la localización de la planta, período de monitoreo, parámetros químicos vigilados, cualquier exceso, cualquiera perturbación o descargo fuera de lo común, y las medidas tomadas para rectificar estos excesos o perturbaciones. Los Informes se deben entregar trimestrialmente a la agencia responsable apropiada para revisión y aprobación.

La parte principal del informe debe incluir los resultados analíticos actuales del monitoreo del efluente. Cada punto de discargo tendría que ser documentado separadamente y las fechas actuales del muestreo claramente indicadas. Los equipos y métodos analíticos usados en la instalación de generación de electricidad y también en el laboratorio de química analítica (si se han contratado uno para hacer los análisis) deben ser identificados.

7.4.2.3 Programa del Permiso de Desechos Sólidos y Monitoreo

Permiso. Porque la comercialización y utilización industrial de ceniza de carbón se recomiende en esta evaluación ambiental como el técnico primario para el tratamiento de desechos asociados con la generación de generación de electricidad, pocos sitios de la eliminación de desechos serán necesarios. Por ende, un proceso de la concesión de permisos sofisticado y caro par las instalaciones de la eliminación de desechos no se recomiende en este momento. Pero, la localización y diseño debido de cualquiera instalación asociada con el sector eléctrico serán extrememente importantes para mantener la calidad ambiental, y deben seguir una razón fundamental de localización recomendada como mitigación en la Sección en la Sección 6.3. Un estudio de localización se debe llevar a cabo por la Superintendencia y se debe aprobar por la entidad responsable apropiada para la supervisión de los desechos industriales y la Comisión Nacional para el Medio Ambiente antes de que el desarrollo del sitio pueda comenzar. El diseño propuesto del lugar de eliminación de desechos tendría que seguir las guías generales de diseño en la Sección 6.3, y también tendría que ser aprobado en esa manera.

Además de las consideraciones de transporte, operación y selección económica del sitio, los criterios ambientales de localización se deben desarrollar basados en los datos de ceniza de la planta de generación de electricidad (cantidades de producción de ceniza, procesos de producción y procedimientos de operación) y cualquiera regulación aplicable (estatutos de zonificación, planes maestros y regulaciones nacionales de la eliminación de desechos sólidos). El estudio debe evaluar los sitios potenciales de eliminación de desechos usando criterios ambientales de localización desarrollados de los siguientes parámetros:

- Estético
 - Visibilidad del sitio
- Calidad del aire
 - Proximidad a otras industrias que contaminan
- Topografía
 - Inclinaciones naturales
 - Consideraciones sísmicas
 - Limitaciones de la planicie de inundación
- Ecología acuática
 - Proximidad de la salida y entrada a las comunidades marinas
- Implicaciones de la calidad del suministro de agua (agua freática y de superficie)
- Presencia de los recursos culturales valiosos
- Uso de tierra
 - Usos actuales y futuros de tierra
 - Rutas del transporte de cenizas
- Ruido
 - Proximidad al desarrollo residencial
 - Salud y seguridad pública
 - Receptores sensibles a la contaminación ruidosa y de aire generada por el sitio de eliminación de desechos
 - Población y desarrollo río abajo
- Ecología terrestre
 - Hábitat crítico en el área del impacto
- Socio-economía
 - Efectos de los barrios residenciales

Programa de monitoreo de cenizas de carbón de la planta. La cantidad de ceniza de carbón generada en la planta tendría que ser supervisada por el ingeniero responsable de la planta mediante la documentación de los parámetros siguientes: 1) cantidad de ceniza generada diariamente y semanalmente; 2) número de camiones que entran y salen del sitio de la planta; y 3) monto de ciertas tipos de ceniza.

La ceniza de carbón generada en la planta tendría que ser calificada y registrada por el ingeniero responsable de la planta mediante los regulares análisis mensuales de la ceniza y su producto de lixiviación. La ceniza debe ser calificada según las características siguientes:

1) tamaño de partícula; 2) mineralogía; 3) composición química de carbón, hidrógeno, nitrógeno, azufre, cadmio, plomo, cobre, zinc, níquel, plata, y mercurio. El producto de lixiviación de ceniza se debe generar y analizar para pH y los siguientes metales: plata, arsénico, bario, cadmio, cromo, cobre, plomo, mercurio, hierro, magnesio, selenio. Un laboratorio cercano se tiene que identificar para realizar estos análisis. Los métodos analíticos estándares de la Asociación Estadounidense de Salud Pública o de la Sociedad Estadounidense de Pruebas y Materiales son muy reconocidos y se deben usar.

Aunque análisis químicos parecidos se realizarían en el lugar de eliminación de ceniza, un programa de monitoreo para el sitio se puede recomendar solamente cuando se identifica un sitio específico. Seguir el estudio institucional propuesto en la Sección 7.1, la entidad responsable se tiene que identificar para recibir y revisar los resultados de los informes de la planta y del sitio de eliminación de desechos. Los resultados de monitoreo de los sitios de la planta y la eliminación de ceniza se tienen que enviar mensualmente a esta agencia o departamento.

7.5 APOYO A LOS EQUIPOS DE LA ADMINISTRACIÓN AMBIENTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Los siguientes equipos serán necesarios para proveer la administración efectiva del apoyo ambiental. Debido a que se necesita una mayor planificación para determinar las especificaciones de los equipos y sus cantidades, los costos de orden de magnitud no se proporcionan aquí.

- Computadoras, incluyendo el *hardware* y *software* para la administración de datos ambientales y programas de monitoreo
- Máquinas de fax
- Estándares y métodos analíticos (de APHA y ASTM) en español
- Documentos ambientales de referencia (guías y procedimiento) de los Estados Unidos
 - Ejemplo de las guías de la Declaración del Impacto Ambiental
 - Procedimientos de auditoría ambiental para las plantas de generación de electricidad
 - Guías para la concesión de permisos para el descargo de agua
 - Guías para el tratamiento y manejo de ceniza de carbón
 - Guías para la utilización industrial de ceniza de carbón
- Equipos de Monitoreo
 - Monitoreo de turbidez
 - Gráficas de rollo computerizadas para el pH de agua
 - Sonda computerizada de temperatura
 - Juego de calibración para equipo de monitoreo de la calidad de agua
 - Medidores de ruido

- Estaciones del monitoreo de calidad de aire ambiental y equipo asociado
- Equipo del monitoreo de fuente de emisión (por ejemplo CEMs)

EN LA SIGUIENTE SECCIÓN SE SEÑALAN LOS EQUIPOS DE APOYO PARA LAS MEDIDAS PROVISIONALES

7.6 MEDIDAS PROVISIONALES

Medidas provisionales se proponen en esta Sección para solucionar algunos de los problemas ambientales existentes asociados con el sector eléctrico. Restricciones actuales al cumplimiento ambiental en el sector eléctrico dominicano, que vienen de la falta de administración y fondos ambientales, como se discute en la Sección 2.4, "Restricciones al Cumplimiento Ambiental," limiten gravemente la capacidad del sector de realizar el desarrollo y operación ambientalmente responsable de las instalaciones de generación de electricidad. Las medidas provisionales recomendadas en esta sección de la Asesoría Ambiental sectoral se proponen con visto de estas restricciones como una solución de corto plazo para algunos de los problemas causados por la operación de las instalaciones de generación de electricidad. Ellas no substituyen las recomendaciones hechas en el Plan de Acción para el desarrollo de largo plazo de la capacidad de administración ambiental a los niveles nacionales y sectorales. Aún con la implementación completa de estas medidas provisionales, problemas ambientales asociados con el sector eléctrico continuarán a empeorar y nuevos problemas se crearán si la capacidad de la administración ambiental continua sin mejoramientos en ambos niveles.

7.6.1 Medidas de mitigación provisionales para resolver los problemas ambientales del sector eléctrico

7.6.1.1 Calidad de aire

Porque los impactos de calidad de aire de plantas existentes se muestran ser debajo de los niveles significativos en la Sección 2.3.1, ninguna medida de mitigación se requiere con la excepción de la unidades de Itabo I y II. Si se selecciona el lugar de Itabo para las dos unidades propuestas, los impactos potenciales combinados de cuatro unidades que totalizan 500 MW de capacidad instalada resultarán en la necesidad de medidas de mitigación para todas las unidades. Este incluirán la operación obligatoria de los precipitadores electrostatico instalados y el uso de *fuel oil* de bajo contenido de azufre mandatorio (2% en peso o menos de azufre). Prácticas de mantenimiento se deben implementar para aumentar la eficiencia de combustión y asegurar que el equipo de control de contaminantes se opera apropiamente.

El trabajo actual de rehabilitación para la Unidad I de Itabo se debe revisar inmediatamente con el propósito de integrar prácticas de combustible de bajo contenido de azufre y mantenimiento mejorado como parte de la rehabilitación.

7.6.1.2 Seguridad y mantenimiento

Programas de seguridad preventiva y mantenimiento de la planta se deben llevar a cabo en cada planta. Un programa de mantenimiento incorporaría por lo menos los siguientes componentes:

- Procedimientos escritos (por ejemplo procedimientos de rotulación y aprobación)
- Programa y presupuesto de mantenimiento preventivo
- Inventario de piezas de repuesto
- Documentación actual de la planta (por ejemplo documentos de diseño, manuales de fabricación)
- Artículos de consumo

Un programa de seguridad desarrollado con el uso de las guías de procedimiento de Salud y Seguridad Ocupacional del Banco Mundial (ver el Anexo C) incluirá los siguientes componentes:

- Plan de emergencia y contingencia
- Equipos de seguridad (por ejemplo contra incendio, materiales peligrosos y primeros auxilios)
- Suministros de emergencia en el lugar
- Programa de entrenamiento para seguridad
- Sistemas de advertencia de emergencia (por ejemplo alarmas, sirenas, sistemas de altavoces, comunicaciones por radio, teléfonos)

El entrenamiento se debe llevar a cabo en el lugar dos veces el año.

7.6.1.3 Eliminación de desechos sólidos

La falta de regulaciones, guías de cumplimiento, tecnología y competencia limita severamente las opciones para asegurar la debida administración ambiental de sitios activos de eliminación de desechos relacionado con la generación de electricidad en toda la República Dominicana. Se recomienda el cierre y remediación de las instalaciones existentes que representan impactos urgentes y graves para la salud pública y amenazas ambientales,. El cierre de Itabo debe hacerse inmediatamente, la cantidad de cenizas de carbón se debe reducir y con el tiempo remediar. La reducción de cenizas de carbón debe comenzar mediante la comercialización de la ceniza como se propone en este Estudio Ambiental en la Sección 6.3.3, bajo "Opciones de eliminación no-terrestres".

Si el cierre inmediato de Itabo no parece una posibilidad probable, el procedimiento técnicamente más factible, oportuno y eficaz por el costo para mitigar los impactos de la salud pública que resultan de las prácticas actuales de eliminación de desechos sería de dedicar a un sólo uso los sitios activos de eliminación de desechos relacionados con la generación de electricidad. La empalizada se debe instalar alrededor de los perímetros del los

sitios, y bajo condiciones de cerradura con llave el sitio se debe guardar y vigilar (patrullar) regularmente que prohíba la presencia de animales y personas no autorizadas, y la eliminación de otros desechos.

Sin tener en cuenta si los sitios de ambientalmente peligrosos de eliminación de desechos son cerrados o no, para hacer una base para la mitigación de largo plazo a los impactos ambientales relacionados con la eliminación de desechos sólidos, muchos esfuerzos se deben iniciar inmediatamente. Comenzando con los sitios peligrosos en las áreas más pobladas, estudios se debe realizar para determinar el alcance de la contaminación de aguas freáticas y de superficie y los impactos a la salud pública. Específicamente, la ceniza y productos de lixiviación de ceniza del lugar tienen que ser analizados para concentraciones de metales pesados; pozos de agua freática de inclinación hacia abajo instalados y vigilados para contaminación; y una muestra de suelos hecha de los suelos afectados, un producto de lixiviación extraído, y ambos analizados para determinar la composición química. Investigación sobre las opciones varias para los usos comerciales e industriales de ceniza de carbón y los métodos de eliminación del material de lodo de asfalto se deben acometer inmediatamente.

7.6.1.4 Sistema del manejo de carbón

Actualmente, Itabo es la única planta en la República Dominicana con la capacidad de manejar carbón. El carbón se transporta desde Colombia hasta la República Dominicana a través del puerto de Haina, localizado aproximadamente a una milla de Itabo. Actualmente, el procedimiento de descargar el carbón en el puerto de Haina es rudimentario y crudo. Los impactos del manejo de carbón en el puerto de Haina se examinan en detalle en un estudio aparte sobre el manejo de carbón en el puerto de Haina que estará disponible en Junio de 1994. El informe del estudio provee también recomendaciones más detalladas sobre el control de las emisiones de polvo en el puerto de Haina y el sitio de la planta.

Para las operaciones del manejo de carbón en el puerto de Haina, no se puede recomendar ninguna tecnología efectiva para evitar las emisiones problemáticas actuales de polvo en esta localización. Un sistema nuevo y moderno de descarga con equipo de controlar el polvo se requeriría. Este sistema incluiría transportadores continuos desde el muelle de descarga del puerto Haina hasta el sitio de la planta de Itabo.

En el sitio de la planta, el lugar donde los camiones descargan el carbón sobre el transportador se debe encerrar con un cobertizo de tres lados con una cortina de caucho en el frente. El polvo dentro del cobertizo se tiene que controlar con un sistema de supresión de polvo de tipo sónico de agua-niebla. El mismo método de controlar polvo se recomienda para todos los puntos de transferencia, la planta de filtración, descarga y los rebordes de recuperación. Las reservas (acumulación) de carbón se debe rociar periódicamente con un sistema de aspersion. Mejoramientos adicionales para evitar emisiones de polvo de carbón requieran modificaciones grandes al sistema actual del manejo de carbón en la planta.

7.6.2 Guías de procedimiento provisionales de la evaluación del informe ambiental y social (EIAS) para la expansión de generación de electricidad

En el caso de que el sistema de administración ambiental nacional o sectoral sea todavía incapaz de implementar la revisión ambiental (mediante la EIAS como se define por la ley ambiental) cuando las dos nuevas plantas de generación de electricidad propuestas son preparadas para aprobación, la EIAS específico de un proyecto debe conformar a la Directiva Operacional del Banco Mundial 4.01 para la Evaluación Ambiental de la Categoría A porque impactos diversos y potencialmente significativos se anticipan del proyecto(s) de desarrollo del sector eléctrico. La EIAS se debe desarrollar también según los requisitos de la ley ambiental dominicana propuesta, descrita en la Sección 3.0 (la ley ambiental propuesta identifica las instalaciones de generación de electricidad como un proyecto grande que requiere una evaluación del impacto ambiental).

De acuerdo con el proceso de “*tiering*” inherente en la preparación de esta Evaluación Ambiental, el análisis de los impactos ambientales en la EIAS debe ser proporcionado con la información de ingeniería y localización detallada que sería disponible al comienzo de al EIAS. El plan de mitigación debe incluir las adaptaciones de las medidas de mitigación específicas del sitio y la planta recomendadas en esta Evaluación Ambiental sectoral (la Sección 6). Programas de Monitoreo para la calidad de agua, calidad de aire, desechos sólidos y mitigación se deben desarrollar de acuerdo con las recomendaciones hechas en este documento (la Sección 7.4).

Un proceso público de alcance se debe acometer que involucra las agencias, el público, organizaciones no gubernamental, y, en particular, los residentes afectados y las comunidades comerciales. A la extensión posible, el proceso de EIAS debe ser combinado con los procesos de planificación, revisión y aprobación del proyecto que existan al momento de la preparación de la EIAS. Aunque el nivel de análisis y detalle debe ser proporcionado con los impactos potenciales, los componentes básicos para incluir en la EIAS específico en un proyecto se detallan abajo.

7.6.2.1 Sumario ejecutivo

Esta sección contendrá un sumario conciso de los impactos adversos y potencialmente significativos.

7.6.2.2 Estructura política, legal y administrativa

Esta sección contendría la estructura política, legal y administrativa dentro de que se prepara la EIAS. Restricciones institucionales que afectan el desarrollo ambiental responsable del proyecto específico a la República Dominicana.

7.6.2.3 Descripción del proyecto

Esta sección contenería una descripción concisa del proyecto propuesto, incluyendo las utilidades asociadas, en su contexto físico, ecológico y social.

7.6.2.4 Datos de base

Esta sección contenería una descripción de la área del estudio, incluyendo los efectos de transmisión y cualquier desarrollo asociado fuera del sitio, según las condiciones relevantes físicas, biológica y socioeconómicas. Huecos (discrepancias) en los datos se deben identificar y estudios sobre la calidad de aire, condiciones de hidrología, condiciones de suelos, recursos biológicos y recursos culturales se deben iniciar como apropiados.

7.6.2.5 Impactos ambientales

Esta sección contenería una evaluación de todos los impactos ambientales beneficiosos y adversos que probablemente resultarán como consecuencia de la construcción y operación de las instalaciones propuestas de la generación de electricidad. Lo siguiente es una lista de algunos impactos adversos anticipados. Esta lista no es comprensiva, y impactos más precisos se deben identificar cuando se identifican la delimitación del sitio, parámetros de ingeniería de la planta, parámetros de diseño, y fuente preferida de combustible.

- Calidad del aire
 - Impactos localizados de corto plazo de las actividades de construcción, tales como gradación, mover la tierra y tráfico de camiones
 - Emisiones sustanciales de aire (SO_x, NO_x, CO, hidrocarburos y materiales de partículas) de la operación de la planta que resulten en la deterioración de la calidad del aire ambiente, contribuyen a la degradación de la calidad de aire global y afectan sustancialmente a los receptores sensibles
- Calidad del agua
 - La alteración de la calidad de agua de superficie incluyendo, pero no limitado a, la temperatura, oxígeno disuelto y turbidez que resultan de los descargos térmicos y químicos de la salida de la planta en las aguas de superficie
 - La reducción sustancial en la cantidad de agua normalmente disponible para el suministro y uso de agua pública debida a los requisitos del enfriamiento y proceso de agua de la planta.
- Biología
 - El cambio en la diversidad de las especies o el número de cualquier especie marino o acuático que resulta de los descargos térmicos y químicos de la salida de la planta
 - Impactos a los corredores de peces migratorios, arrecifes de coral, áreas de pesca, y otros recursos biológicos acuáticos de la eliminación de materiales si

134

es necesario dragar el puerto.

- El cambio en diversidad de los especies o el número de cualquier especie vegetal (incluyendo árboles, arbustos, cultivos de hierba y vegetales acuáticas) que resulta de la construcción y operación de la planta

- Eliminación de desechos sólidos
 - La contaminación de la calidad del suelo, agua freática y agua de superficie y los peligros potenciales a la salud pública que representan una amenaza a la gente, animales o comunidades vegetales en las áreas afectadas que resultan de la eliminación de flujos desechos tales como ceniza de carbón o materiales de cieno
- Uso de tierra/recreo
 - La inconsistencia del desarrollo de la planta de generación de electricidad con los usos de tierra actuales o propuestos en las áreas afectadas que causa la alteración sustancial del patrón del uso de tierra actual o propuesto
 - Perdidas de oportunidades económicas y recreacionales que resultan del impacto del desarrollo de la planta de generación de electricidad sobre la viabilidad y atractivo de los recursos recreacionales y atracciones turísticas de los alrededores
 - El impacto de los usos de tierras alrededor en caso de un accidente o disrupción, incluyendo, pero no limitado a, incendio, explosión, derrame de petróleo o derrame de combustible
- Estética
 - La obstrucción o degradación de cualquiera vista del paisaje importante al uso recreacional o turístico en la área que resulta de la columna de la planta, columna de humo, actividades asociados de eliminación de desechos o de la planta misma
- Erosión de suelo
 - La erosión de suelos por el viento o agua debido a la construcción de una instalación de generación de electricidad en una costa o ribera del río
 - La erosión de depósito de la construcción y operación de la planta que pueda modificar el canal del río o arroyo, o las vetas del mar, bahía o ensenadas
- Tráfico
 - La presión en la capacidad existente de las carreteras incluyendo los corredores del transporte de combustibles y desechos y las calles de acceso a la planta para acomodar el tráfico adicional generado de la construcción y operación de la planta
- Ruido
 - El aumento en los niveles existentes del ruido debido a la construcción y operación de la planta

135

- La exposición de los residentes cercanos a los niveles severos de ruidos de la operación de la planta

7.6.2.6 Análisis de alternativas

Esta sección contenería una consideración de los alternativos razonables del proyecto y desarrollaría las medidas para mitigar los impactos ambientales significativos que resultan de la implementación de la instalación de generación de electricidad propuesta y alternativos.

7.6.2.7 Plan de mitigación

Esta sección contenería un plan de mitigación de acuerdo con el Directivo Operacional del Banco Mundial 4.01 Anexo C, que identifica las medidas factibles y eficaces por el costo para reducir los impactos adversos significativos potenciales a niveles aceptables. El plan de mitigación debe incorporar todas las recomendaciones y medidas de mitigación identificadas en la Sección 6.0 de esta Evaluación Ambiental. La mitigación propuesta como parte del plan debe ser una adaptación específica en el proyecto y sitio de estas medidas de mitigación recomendadas. El plan debe incluir una evaluación que sigue la mitigación y costos estimados de mitigación de los impactos; y debe identificar los requisitos institucionales y de entrenamiento y monitoreo.

7.6.2.8 Administración y entrenamiento ambiental

Esta sección contenería la Evaluación del Informe Ambiental y Social (EIAS) y debe describir los papeles en el lugar y de la agencia y las capacidades para administración y entrenamiento ambiental. También recomendaría el mejoramiento de unidades existentes o el establecimiento de nuevas unidades.

7.6.2.9 Plan de monitoreo ambiental

La EIAS debe incluir una estrategia factible de monitoreo que identifica el tipo, requisitos y costos de implementación del plan. El plan de monitoreo debe diferenciar (distinguir) entre el monitoreo de las medidas de mitigación en el lugar recomendadas en la EIAS y el monitoreo de las emisiones y descargas de la planta. El plan de monitoreo debe reflejar los programas establecidos en la Sección 7.4, "Procedimientos de cumplimiento del sector eléctrico. Porque no existen normas, la EIAS debe establecer normas ambientales específicas de una planta parecidas a las que son recomendadas en la Sección 7.3, "Normas ambientales del sector eléctrico." El cumplimiento ambiental de la planta se debe determinar a través de la aplicación (el empleo) de estas normas.

7.6.3 Cumplimiento ambiental provisional para la expansión de generación de electricidad

Esta sección identifica los requisitos y responsabilidades para implementar la EIAS específica de un proyecto. Dependiendo del estatus funcional de la Superintendencia durante

136

la inceptión del proyecto, o ella o el Equipo Técnico sería la entidad gubernamental responsable para la implemenació y supervisión del proyecto.

7.6.3.1 Paquete de licitación

Los documentos de la solicitud de licitación deben notar las medidas de mitigación recomendadas para los proyectos de la expansión de generación de electricidad en los siguientes secciones de esta EIAS sectoral.

- Sección 6.1 Calidad del aire
- Sección 6.2 Calidad del agua/Biología
- Sección 6.3 Eliminación de desechos sólidos
- Sección 6.4 Uso de tierra/social

Las solicitudes de licitación deben indicar que las propuestas son requeridos de incorporar estas medidas en el diseño propuesto de la planta, plan de mitigación, costo y programación. Por ejemplo, el diseño de la planta, costo y programación deben reflejar la incorporación de consideraciones de localización para reducir los impactos ambientales y el entrenamiento de los ingenieros de la planta y personal de construcción con respeto a los controles ambientales y programas de monitoreo. La solicitud de licitación debe decir claramente que si el concursante tiene éxito, estas medidas serían convenios del préstamo.

7.6.3.2 Revisión y aprobación de la EIAS

Si la Superintendencia no está funcionando, o si no tiene una unidad ambiental entrenada en el momento de la inceptión de la EIAS se debe delegar la revisión de la EIAS a un consultor. La EIAS se debe revisar para carácter completo y suficiencia según los criterios del Banco Mundial/Banco Interamericano de Desarrollo. Adicionalmente, la EIAS se debe revisar para consistencia con esta EIAS sectoral, y cualquier otro criterio se debe identificar por el Equipo Técnico o la Superintendencia. El Banco Mundial/Banco Interamericano de Desarrollo tendrá también las responsabilidades de revisión. La aprobación de la EIAS, y la aprobación subsiguiente del préstamo, serían dependiente del cumplimiento de los requisitos de EIAS.

7.6.3.3 Implementación de la mitigación y los planes de monitoreo

La implementación del plan de mitigación y el monitoreo de las medidas de mitigación y las emanaciones y descargas de la planta serían la responsabilidad de los operadores de la planta. Un coordinador ambiental o ingeniero de la planta se debe designar como responsable para asegurar que las medidas establecidas en el plan de mitigación se realizan durante la construcción y operación de la planta. El monitoreo continuo de las medidas de mitigación, durante la construcción, tendrá que llevarse a cabo para asegurar que los impactos anticipados están dentro de los límites ambientales y de ingeniería aceptables, y para proveer una advertencia temprana de los impactos ambientales no aceptables. Adicionalmente, el coordinador debe asegurar que las guías de salud y seguridad ocupacional del Banco Mundial para la operación de plantas térmicas de generación de electricidad (ver el

Anexo C) se siguen durante la operación de la planta. El coordinador también debe ser responsable para recordar y registrar los derrames, accidentes ocupacionales y ambientales y emergencias. El coordinador ambiental del sitio debe ser cargado también de implementar los programas desarrollados en la EIAS específica de un proyecto de monitoreo de emisiones y descargos en toda la planta. Servicios de emergencia de respaldo tales como servicios contra incendio, de policía y ambulancia se deben evaluar, y un plan de emergencia contingente se debe desarrollar.

La superintendencia o Equipo Técnico tendría que ser responsable para el cumplimiento ambiental comprensivo de la planta durante la construcción y operación. Estas responsabilidades deben incluir el monitoreo de la implementación del plan de mitigación; la supervisión de los programas del monitoreo de emisiones; y la recepción y evaluación de los informes sobre efluentes y emisiones del aire. Un consultor tendría que ocuparse de llevar a cabo estas actividades hasta que la Superintendencia tiene personal suficiente. Durante la construcción de la planta, visitas programadas a la planta se deben realizar para asegurar que las medidas de mitigación y medidas de salud y seguridad establecidas en la EIAS específica de un proyecto estén en orden. Adicionalmente, asesorías anuales de las actividades de la planta se deben realizar en las cuales el cumplimiento con las normas ambientales identificadas en la sección 7.3 se verifican.

7.6.4 Mecanismos provisionales para hacer cumplir las medidas de mitigación

Se necesitan desarrollar los mecanismos para hacer cumplir las medidas de mitigación específicas, requisitos de monitoreo, y el cumplimiento de los estándares ambientales. Debido a que el crédito para los proyectos de expansión se harán directamente al gobierno dominicano a través del banco nacional y el dinero al ganador de la licitación se entregará en forma global (*lump sum*), no se considera una opción para hacer cumplir la retracción del dinero del préstamo. Actualmente, no existen multas para las infracciones medioambientales en el sector eléctrico y el Equipo Técnico no está investido de autoridad para hacer cumplir nuevas multas que se puedan establecer en el proyecto de expansión. Si la Superintendencia está operando, tal vez tenga la autoridad legal para imponer multas por no cumplir con las regulaciones medioambientales, pero se deben clarificar las opciones.

7.6.5 Estaciones de Monitoreo de Aire Ambiental

Aunque en el corto plazo no se puede lograr un programa completo de monitoreo de calidad de aire, el establecimiento de monitores permanentes de aire y promulgación de normas de calidad permanente de aire, se propone la instalación de estaciones de monitoreo como un primer paso en el proceso para la recolección de datos de los niveles existentes de calidad del aire.

7.6.6 Equipo de Apoyo Provisional

El equipo siguiente se necesita para apoyar a la implementación de la mitigación ambiental recomendadas en esta sección. Estas medidas de mitigación y equipo de apoyo se necesitan

para definir y aliviar los problemas urgentes ambientales que se describen en esta Evaluación Ambiental.

- Inventario de piezas de repuesto
- Bienes fungibles
- Suministro de emergencia en el sitio
- Sistemas de alarma de emergencia
- Estaciones de monitoreo de la calidad del aire

- Computadores
- Máquinas de fax
- Equipo del monitoreo de agua
 - Monitor de turbidez
 - Gráficas de rollo computarizados para el pH
 - Sonda computarizada de temperatura
 - Aparatos de calibración de equipo de monitoreo de la calidad de agua
- Equipo del monitoreo de cenizas de carbón
- Equipo del monitoreo de suelos

135

7.7 ORDEN DE MAGNITUD DEL COSTO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN

El siguiente orden de magnitud de los costos de implementación del plan de acción solamente refleja las medidas provisionales para acometer por la República Dominicana con el propósito de asegurar que las dos nuevas plantas puedan construirse y operar de acuerdo a las guías y estándares descritos en esta Evaluación Ambiental, y que serán recomendadas en los subsecuentes EIA específicos del proyecto. Una descripción más completa de las actividades que habrán de realizarse para cada uno de los rubros presupuestarios siguientes puede hallarse en las páginas anteriores y, especialmente, en las subsecciones identificadas con los números 7.6 "Medidas provisionales". Además, se recomienda la instalación de estaciones de monitoreo de aire ambiental como un primer paso para desarrollar una base de datos a nivel nacional sobre las condiciones de la calidad del aire. En algunos lugares, como en los de eliminación de desechos sólidos, se necesitan estudios para definir los problemas con el fin de remediar la contaminación existente y para establecer estándares definitivos para el futuro.

<u>Revisión del EIA por la Consultora para 2 nuevas unidades</u>	
Subtotal	\$100.000
<u>Programa de mantenimiento y seguridad de la planta de energía</u>	
Formular procedimientos, cronogramas y presupuestos escritos de mantenimiento	\$200.000
Procedimientos de adiestramiento en seguridad	\$100.00
Adiestramiento en mantenimiento para 9 plantas fósiles existentes	\$225.000
Adiestramiento en seguridad para 9 plantas fósiles existentes	\$225.000
Inventario de piezas de repuesto	*
Fungibles	*
Suministros de emergencia en el sitio	*
Subtotal	\$750.00
<u>Estudios de contaminación de la eliminación de desechos sólidos</u>	
Identificación de los sitios de eliminación más peligrosos	\$50.000
Investigaciones de rehabilitación de los sitios de eliminación más peligrosos	\$1.950.000
Evaluación del uso comercial/industrial de cenizas de carbón	\$120.000
Subtotal	\$2.120.000
<u>Estaciones de monitoreo de la calidad del aire ambiental</u>	
Identificación y selección de sitios estratégicos (suponer cinco zonas)	\$10.000
Compra e instalación adecuados	\$765.000
Suministro de adiestramiento y asistencia para el funcionamiento de las estaciones	\$25.000
Subtotal	\$800.000
<u>Equipos de apoyo</u>	
Computadoras (5 unidades)	\$15.000
Máquinas de fax (5 unidades)	\$5.000
Equipo de monitoreo de la calidad de agua	\$20.000
Equipo de monitoreo de cenizas de carbón	\$50.000
Equipo de monitoreo de suelos	\$50.000
Subtotal	\$140.000
TOTAL	\$4.010.000

8. DOCUMENTOS CONSULTADOS

Para la preparación del presente Estudio Ambiental se consultaron las siguientes fuentes.

Agricultural Policy Analysis Project, Phase II: Dominican Republic Natural Resource Policy Inventory Volumes I & II, USAID (August, 1992).

Analysis of Alternative Sources of Cooling Water, EPRI EA-4732 (September, 1986).

Ash Disposal Manual, EPRI FP-1257 (December, 1979).

California Environmental Quality Act: Statutes and Guidelines June 1992, Governor's Office of Planning and Research, Sacramento, California (1992).

Frank J. Calzonetti. *Finding a Place for Energy: Siting Coal Conversion Facilities*, Regional Research Institute (1981).

Comparison of Solid Wastes from Coal Combustion and Pilot Coal Gasification Plants, EPRI EA-2867 (February, 1983).

Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1, Stationary Point and Area Sources, 4th ed., USEPA Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, NC (September, 1985).

Conferencia Mundial de las Naciones Unidas sobre Medio Ambiente y Desarrollo: Brasil 1992, Informe Nacional, Santo Domingo (1991).

The Dominican Republic Country Environmental Profile: A Field Study, USAID (July, 1981).

Dominican Republic Environmental Issues Paper (Draft Confidential), Latin America and the Caribbean Regional Office, Department III, Country Operations Division 1 (April, 1993).

Dominican Republic: Issues and Options in the Energy Sector, World Bank, Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), Industry and Energy Department, Washington, D. C. (May, 1991).

Christopher J. Duerksen. *Environmental Regulation of Industrial Power Plant Siting: How to Make it Work Better*, The Conservation Foundation (1983).

Environmental Assessment Sourcebook: Volume I, Policies, Procedures and Cross-Sectoral Issues, World Bank, World Bank Technical Paper No. 139 (1991).

Environmental Assessment Sourcebook: Volume II, Sectoral Guidelines, World Bank, World Bank Technical Paper No. 140 (1991).

Environmental Assessment Sourcebook: Volume III, Guidelines for Environmental Assessment of Energy and Industry Projects, World Bank, World Bank Technical Paper No. 154 (1991).

Environmental Guidelines, World Bank, Office of Environmental Affairs, Washington D. C. (July, 1984).

EPRI, 1983; Tripodi, et. al, 1980

Forest Policy Development Design Project, USAID (May, 1990).

The Global Partnership for Environment and Development: A Guide to Agenda 21 Post Rio Edition, United Nations, New York (1993).

Guidelines for the Determination of Good Engineering Practice Stack Height, USEPA 45/4 - 80 - 023 (July, 1981).

Hawaii Water Quality Standards, Hawaii Administrative Rules, Title 11 - Department of Health, Chapter 54 - Water Quality Standards, Adopted effective May 25, 1974 and amendments, Current amendment January 18, 1990. State of Hawaii (1990).

Hydropower Cost Estimating Manual, May 1979, US Corp of Engineers, Revised 1981.

Inorganic and Organic Constituents in Fossil Fuel Wastes; Volumes I and II, EPRI EA-5176 (August, 1987).

Intensive Survey of Rural and Urban Activities Impacting Water and Coastal Resources, USAID (January, 1992).

Ley General de Electricidad (draft), Santo Domingo (1994).

Ley de Protección y Calidad Ambiental (propuesta), Santo Domingo (1994).

Medidas Correctivas Inmediatas Puerto de Haina, Secretario de Estado de Obras Públicas y Comunicaciones (Abril, 1969).

Normas Técnicas y Normas Ambientales Para la Evaluación de Desarrollos Turísticos, Secretaría de Estado de Turismo, Santo Domingo.

Occupational Health and Safety Guidelines, World Bank Environmental Department, Washington, D. C. (September, 1988).

Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana para Corporación Dominicana de Electricidad (Informe Provisional), Deutsche Energie-consult Ingenieurgesellschaft mbH (DECON) (Marzo, 1994).

Programa de Monitoreo de Calidad de Agua en la República Dominicana, Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos República Dominicana (INDRHI) (Mayo, 1993).

Project Paper Draft Outline, Energy Privatization Project (No. 517-0270), USAID/Dominican Republic (1993).

Quality Criteria for Water, EPA 440/5-86-001, USEPA (1986).

Red Nacional de Monitoreo de Calidad de Aguas para la República Dominicana, Informe N° 63, Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos República Dominicana (INDRHI) (1992).

Red Nacional de Monitoreo de Calidad de Aguas para la República Dominicana, Parte I, Capítulos 1 al 6, Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI) (Noviembre, 1992).

Republic of Cyprus Fisheries Law Cap 35, Republic of Cyprus (Date unknown).

Sinopsis de los Precios del Combustible para la República Dominicana para el Equipo Técnico para la Energía, K&M Engineering (Octubre 13, 1993).

La Situación Energética y Proyectos Principales, Corporación Dominicana de Electricidad, Santo Domingo (1992).

La Situación Energética y Proyectos Principales para La Corporación Dominicana de Electricidad (Informe Preliminar), Deutsche Energie-consult Ingenieurgesellschaft mbH (DECON) (Diciembre, 1993).

C. Stern, ed., Air Pollution, 3rd ed., Vol. V. Air Quality Management (New York: Academic Press, Inc. 1977).

Techniques and Models to Estimate the Health Benefits of Controlling Toxic Substances Emitted From Coal-Fired Power Plants, EPRI EA-4490 (March, 1986).

Tentative Industrial Effluent Guidelines for Discharging into the Eastern Seaboard Coastal Water (Map Ta Phut Area), Laws and Standards in Pollution Control in Thailand, 2nd ed. Thailand Environmental Quality Standards Division Office of the National Environment Board (July, 1989).

Terms of Reference: Contract between CDE and Monenco Agra, Inc., Corporación Dominicana de Electricidad, Santo Domingo (Junio, 1993).

Raymond Tripodi and Paul N. Ceremisnoff, Coal Ash Disposal: Solid Wastes Impacts, New Jersey Institute of Technology, Newark, NJ (1980).

USEPA Office of Air Quality Planning and Standards (Draft), USEPA, Research Triangle Park, NC (October, 1990).

G. Weynand, Memorandum to S. Schweitzer, et. al., Subject: Trip Report - Santo Domingo - Dominican Republic (July 22, 1993).

143

World Bank Operational Manual: Operational Directive 4.01, World Bank (October, 1991).

144

9. ORGANIZACIONES Y PERSONAS CONSULTADAS

Para la preparación del presente Estudio Ambiental se consultaron las siguientes organizaciones y personas.

Banco Interamericano de Desarrollo (BID)

Alvaro Cubillos, *Task Manager*

Marko Ehrlich, Especialista Medioambiental

Banco Mundial

Marcelo Osorio, *Task Manager*

Laura Tlaiye, Especialista Medioambiental

Comisión Nacional para el Medio Ambiente

Dr. Antonio Thomen, Director Ejecutivo

Corporación Dominicana de Electricidad (CDE)

Eduardo Martínez, Director de Planificación

Hector Ortíz

Ariel Graciano

Milagros Ramírez de Gómez

Deutsche Energie-consult Ingenieurgellschaft mbH (DECON)

Wolfgang Mahner

Edmund Winetzhammer

Equipo Técnico del Consejo Nacional para la Energía

Hector Guiliani Cury, Director

Marcos Cochon Abud, Economista

Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI)

Jose E. Tiburcio A., Director, Dpto. de Planificación

Rafael Veloz, Programa de Manejo de Cuentas

Oficina de Turismo

Miguel Angel Martínez

Oficina Nacional de Planificación (ONAPLAN)

Eleuterio Martínez, Enc. Dpto. Medio Ambiente

Gerentes y personal de las siguientes plantas:

Itabo, Santo Domingo, Puerto Plata, San Pedro de Macorís, Timbeque, Los Mina,

Wärtsilä y Valdesia

Secretaría de Estado de Agricultura - Oficina Nacional de Meteorología

Antonio Cocco Quezada, Director Nacional

Luis Rodríguez, Subdirector

Universidad Autónoma de Santo Domingo - Instituto Geográfico Universitario

María Sánchez

USAID Santo Domingo

Thomas F. Miller, Gerente, Oficina de Políticas e Iniciativas Democráticas

Efrain J. Laureano, Economista de Recursos y Gerente de Proyecto

140

ANEXO A

**DATOS DE PLANTA, PLANTAS ELECTRICAS
EXISTENTES EN LA REPUBLICA DOMINICANA**

NOMBRE DE PLANTA	HAINA	ITABO
UBICACIÓN	Santo Domingo	Santo Domingo
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 54 MW Unidad 2 - 54 MW Unidad 3 - 84,9 MW Unidad 4 - 84,9 MW Unidad 5 - 84,9 MW	Unidad 1 - 125 MW Unidad 2 - 125 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1968 Unidad 2 - 1968 Unidad 3 - 1979 Unidad 4 - 1979 Unidad 5 - 1979	Unidad 1 - 1984 Unidad 2 - 1989
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 47 MW (disponible) Unidad 2 - 30 MW (disponible) Unidad 3 - 35 MW (disponible) Unidad 4 - 44 MW (disponible) Unidad 5 - 80 MW (disponible)	Unidad 1 - 0 MW (en rehabilitación) Unidad 2 - 115 MW (disponible)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS O MOTOR DIESEL	Caldera Presión: 88 bars Temperatura: 515 °C Producción de Vapor: 180 tons/hr (unidades 1 y 2) 280 tons/hr (unidades 3 a 5)	Caldera unidad 1 (Foster Wheeler, España) y Caldera unidad 2 (Hitachi Zoosen, Japón) Sección Alta Presión: 141 bars y 535 °C Sección Baja Presión: 38,5 bars y 535 °C Producción de Vapor: 389,5 tons/hr (Alta Presión) 348,5 tons/hr (Baja Presión)

NOMBRE DE PLANTA	HAINA	ITABO
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Fuel-oil (16/11/93)</u> Gravedad Específica (60/60 °F): 0,9698 (0,9950 Max.) Contenido calórico: 18.339 BTU/lb (18.000 BTU/lb Min.) Azufre: 3,0% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 1 - 10.481 BTU/KWh Unidad 2 - 12.896 BTU/KWh Unidad 3 - 16.099 BTU/KWh Unidad 4 - 14.400 BTU/KWh Unidad 5 - 11.116 BTU/KWh	<u>Fuel-oil (09/11/93)</u> Gravedad Específica (60/60 °F): 0,9732 (0,9950 Max.) Contenido calórico: 18.311 BTU/lb (18.000 BTU/lb Min.) Azufre: 2,75% en peso <u>Consumo específico de combustible(1993)</u> Unidad 1 11.300 BTU/hr Unidad 2 11.300 BTU/hr
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Gas-oil</u> (No disponible)	<u>Carbón - Colombiano (19/06/93)</u> Materia Volátil: 37,39% (42,79% seco) Carbón: 45,60% (52,19%) Contenido calórico: 11.484 BTU/lb (13.143 BTU/lb seco) Azufre: 0,56% (0,64% seco) <u>Consumo específico de combustibie(1993)</u> Unidad 1 10.018 BTU/hr Unidad 2 10.018 BTU/hr

145

NOMBRE DE PLANTA	PUERTO PLATA	TIMBEQUE
UBICACIÓN	Puerto Plata	Santo Domingo
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 26,5 MW Unidad 2 - 36,8 MW	Unidad 1 - 21 MW Unidad 2 - 21 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1966 Unidad 2 - 1982	Unidad 1 - 1974 Unidad 2 - 1974
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 24 MW (disponible) Unidad 2 - 0 MW (en rehabilitación)	Unidad 1 - 17 MW (disponible) Unidad 2 - 17 MW (disponible)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	<u>Caldera</u> Babcock Wilcox <u>Horno</u> Peabody con sistema de pulverización a través de vapor	<u>Turbinas a Gas unidades 1 y 2</u> General Electric, Frame 5, Turbina a Gas de ciclo abierto
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Fuel-oil (07/02/92)</u> Gravedad Específica (60/60 °F): 0,9698 (0,9950 Max.) Contenido calórico: 18.315 BTU/lb Azufre: 2,75% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 1 12,884 BTU/KWh Unidad 2 (No aplica)	<u>Gas-oil</u> Combustible #2 Contenido calórico: 19.335 BTU/lb Azufre: 1,07% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 1 16.146 BTU/KWh Unidad 2 16.505 BTU/KWh
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	No existe combustible secundario	No disponible

251

NOMBRE DE PLANTA	SANTO DOMINGO	BARAHONA (Turbina a Gas)
UBICACIÓN	Santo Domingo	Barahona
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 5 - 12,65 MW Unidad 6 - 12,65 MW Unidad 7 - 12,65 MW Unidad 8 - 26,50 MW	Unidad 1 - 28,3 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 5 - 1954 Unidad 6 - 1957 Unidad 7 - 1959 Unidad 8 - 1963	Unidad 1 - (no disponible)
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 5 - 11,00 MW (disponible) Unidad 6 - 0 MW (en rehabilitación) Unidad 7 - 0 MW (en rehabilitación) Unidad 8 - 0 MW (en rehabilitación)	Unidad 1 - 0 MW (nueva turbina en construcción)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	<u>Calderas</u> Unidad 5 - Combustion Engineering Unidad 8 - Babcock and Wilcox	<u>Turbina a Gas</u> Una nueva turbina con especificaciones originales está en construcción por FIAT (Italia) con la autorización de Westinghouse.
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Fuel-oil (07/02/92)</u> Gravedad Específica (60/60 °F): 0,975 Contenido calórico: 18.312 BTU/lb Azufre: 2,75% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 5 14.740 BTU/KWh Unidad 6 (No aplica) Unidad 7 (No aplica) Unidad 8 13.079 BTU/KWh	<u>Gas-oil (Combustible #2)</u> Gravedad Específica (60/60 °F): 0,8762 Contenido calórico: 19.313 BTU/lb Azufre: 2,00% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> (No aplica)
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Gas-oil (solo durante el arranque)</u> Gravedad Específica: 0,85 Contenido calórico: 41,7 MJ/kg	No existe combustible secundario

NOMBRE DE PLANTA	SAN PEDRO DE MACORÍS (Turbina a Vapor)	SAN PEDRO DE MACORÍS (Turbina a Gas)
UBICACION	San Pedro de Macorís	San Pedro de Macorís
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 33 MW	Unidad 1 - 28,3 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1989	Unidad 1 - 1974
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 30 MW (disponible)	Unidad 1 - 25 MW (disponible)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	<u>Caldera</u> Babcock Wilcox <u>Horno</u> Peabody con sistema de pulverización con vapor	Turbina a Gas: Westinghouse
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Fuel-oil (07/02/92)</u> Gravedad específica (60/60 °F): 0,975 Contenido calórico: 18.312 BTU/lb Azufre: 2,75% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 5 11.543 BTU/Kwh	<u>Gas-oil (Combustible #2)</u> Gravedad específica(60/60 °F): 0,876 Contenido calórico: 19.335 BTU/lb Azufre: 1,07% en peso <u>Consumo específico de combustible(1993)</u> Unidad 1 15.671 BTU/Kwh
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	No existe combustible secundario	No existe combustible secundario

15

NOMBRE DE PLANTA	SANTIAGO	FALCON BRIDGE
UBICACION	Santiago de los Caballeros	Bonao
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 12 MW	Unidad 1 - 198 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1989	Unidad 1 - 1985
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 12 (contratadas)	Unidad 1 - 40 (contratadas)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	Motor Diesel: (no disponible)	Caldera: (no disponible)
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Gas-oil</u> (Combustible #2) Gravedad específica (60/60 °F): 0,876 Contenido Calórico: 19.335 BTU/lb Azufre: 1,07% en peso <u>Consumo específico de combustible (1993)</u> Unidad 1 13.781 BTU/Kwh	<u>Fuel-oil</u> Gravedad específica (60/60 °F): 0,999 Contenido Calórico: 18.015 BTU/lb Azufre: 3,56% en peso <u>Consumo específico de combustible(1993)</u> Unidad 1 11.500 BTU/Kwh
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	No existe combustible secundario	No existe combustible secundario

NOMBRE DE PLANTA	WÄRTSILÄ	WÄRTSILÄ
UBICACION	Puerto Plata	Santo Domingo
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 18 MW	Unidad 1 - 40 MW
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1991	Unidad 1 - 1989
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 18 (disponible)	Unidad 1 - 0 MW (no disponible)
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	Motor Diesel: Wärtsilä	Motor Diesel: Wärtsilä
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Gas-oil</u> (Combustible #2) Gravedad específica (50/60 °F): 0,882 Contenido Calórico: 18.267 BTU/lb Azufre: 2,85% en peso <u>Consumo específico de combustible</u> Unidad 1 9.100 BTU/Kwh	<u>Gas-oil</u> (Combustible #2) Gravedad específica (60/60 °F): 0,882 Contenido Calórico: 18.267 BTU/lb Azufre: 2,85% en peso <u>Consumo específico de combustible</u> Unidad 1 9.100 BTU/Kwh
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	No existe combustible secundario	No existe combustible secundario

152

NOMBRE DE PLANTA	LOS MINA	
UBICACION	Santo Domingo	
TAMAÑO - No. DE UNIDADES Y CAPACIDAD	Unidad 1 - 35 MW Unidad 2 - 35 MW Unidad 3 - 65 MW Unidad 4 - 65 MW	
ANTIGUEDAD (O AÑO DE PUESTA EN COMISIÓN)	Unidad 1 - 1981 Unidad 2 - 1981 Unidad 3 - 1992 Unidad 4 - 1992	
ESTADO ACTUAL (EN OPERACIÓN, EN REPARACIÓN, ETC.)	Unidad 1 - 22 MW (disponible) Unidad 2 - 23 MW (disponible) Unidad 3 - 0 MW (en rehabilitación) Unidad 4 - 0 MW (en rehabilitación)	
TIPO DE CALDERA, TURBINA A GAS, O MOTOR DIESEL	Turbinas a Gas: Unidad 1 FIAT Unidad 2 FIAT Unidad 3 Westinghouse Unidad 4 Westinghouse	
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	<u>Gas-oil (Fuel #2)</u> Gravedad específica (60/60 °F): 0,876 Contenido calórico: 19.335 BTU/lb Azufre: 1,07% en peso <u>Consumo específico de combustible</u> Unidad 1 15.618 BTU/Kwh Unidad 2 15.782 BTU/Kwh Unidad 3 16.281 BTU/Kwh Unidad 4 16.567 BTU/Kwh	
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE	No existe combustible secundario	

155

Fuentes:

La Situación Energética y Proyectos Principales, Informe DECON, Diciembre 1993.

Plan Nacional de Expansión de la Generación del Sistema Eléctrico de la República Dominicana, Informe Provisional DECON, Marzo 1994.

Entrevistas con gerentes y personal de planta de la CDE.

Departamento de Planificación de la CDE.

152

ANEXO B
CALIDAD DEL AIRE

157

NOMBRE DE LA PLANTA		ITABO (10)	
UBICACION		Santo Domingo	
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	125.00 MW	(1984)
	Unidad 2 -	125.00 MW	(1989)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	0.00 MW	374,483 MWh (1993)
	Horas de operación anuales -	0.00	617.08 lbs/MWhr
	Unidad 2 -	1,5.00 MW	781,289 MWh (1993)
	Horas de operación anuales -	6,819.90	617.08 lbs/MWhr
TIPO DE CALDERA	Caldera unidad 1 - (Foster Wheeler, España) y unidad 2 - (Hitachi Zoosen, Japón)		
	Sección de presión alta :	141 barios y	535 grados C
	Sección de presión baja :	38.5 barios y	535 grados C
	Producción de vapor :	389.5 toneladas/hr (Alta presión)	
		348.5 toneladas/hr (Baja presión)	
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6	1 Suponiendo que se quemó solo Fuel Oil durante el año 1993	
	Gravedad específica (60/60 F):	0.975	
	Contenido calórico :	19,312 Btu/lb	
	Azufre :	2.75 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	11,300 Btu/kWh	
	Unidad 2 -	11,300 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE PRIMARIO (1)	Factor de emisión de la EPA -	28.49 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	Unidad 1 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 2 -	249.05 lb de PM-10/hr	749.39 toneladas de PM-10/yr *
	Totales de la planta -	249.05 lb de PM-10/hr	749.39 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	431.75 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 2 -	3,773.81 lb de SO2/hr	11,355.56 toneladas de SO2/yr *
	Totales de la planta -	3,773.81 lb de SO2/hr	11,355.56 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO (2)	Factor de emisión de la EPA -	67.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Unidad 1 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 2 -	585.63 lb de NOx/hr	1,782.18 toneladas de NOx/yr *
	Totales de la planta -	585.63 lb de NOx/hr	1,782.18 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO (3)	Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	Unidad 1 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Unidad 2 -	43.70 lb de CO/hr	131.51 toneladas de CO/yr *
	Totales de la planta -	43.70 lb de CO/hr	131.51 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO (4)	Factor de emisión de la EPA -	0.78 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	Unidad 1 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 2 -	6.64 lb de NMTOC/hr	19.99 toneladas de NMTOC/yr *
	Totales de la planta -	6.64 lb de NMTOC/hr	19.99 toneladas de NMTOC/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Carbón - Colombiano		
	Canizas	4.99 % por peso	
	Contenido calórico (seco) :	11,879 Btu/lb	
	Azufre (seco) :	0.56 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	10,018 Btu/kWh	
	Unidad 2 -	10,018 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE SECUNDARIO (5)	Factor de emisión de la EPA -	12.87 lb de PM-10/ton de Carbón	
EMISIONES DE MATERIA EN PARTICULAS (PM-10)	Unidad 1 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 2 -	581.73 lb de PM-10/hr	1,750.47 toneladas de PM-10/yr *
	Totales de la planta -	581.73 lb de PM-10/hr	1,750.47 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO (5)	Factor de emisión de la EPA -	21.28 lb de SO2/ton de Carbón	
EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Unidad 1 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 2 -	954.16 lb de SO2/hr	2,871.12 toneladas de SO2/yr *
	Totales de la planta -	954.16 lb de SO2/hr	2,871.12 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO (5)	Factor de emisión de la EPA -	34.00 lb de NOx/ton de Carbón	
EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Unidad 1 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 2 -	1,524.51 lb de NOx/hr	4,587.31 toneladas de NOx/yr *
	Totales de la planta -	1,524.51 lb de NOx/hr	4,587.31 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO (5)	Factor de emisión de la EPA -	0.50 lb de CO/ton de Carbón	
EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO	Unidad 1 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Unidad 2 -	22.42 lb de CO/hr	67.46 toneladas de CO/yr *
	Totales de la planta -	22.42 lb de CO/hr	67.46 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO (5)	Factor de emisión de la EPA -	0.04 lb de NMTOC/ton de Carbón	
TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	Unidad 1 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 2 -	1.79 lb de NMTOC/hr	5.40 toneladas de NMTOC/yr *
	Totales de la planta -	1.79 lb de NMTOC/hr	5.40 toneladas de NMTOC/yr *

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

- Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A. Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre
- Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.
- Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.
- La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.
- Supone que la planta utiliza carbón subbituminoso y la configuración de encendido es carbón pulverizado, en fondo húmedo.
- Estos resultados de emisiones incluyen SO2, SO3 y sulfatos gaseosos. En promedio para el carbón bituminoso, 95% del azufre del combustible se emite como SO2, y solamente aproximadamente 0,7% del azufre del combustible es emitido como SO3 y sulfato gaseoso. Un porcentaje igualmente pequeño de azufre es emitido en forma de partículas de sulfato. Pequeñas cantidades de azufre también son retenidas en la ceniza del fondo.
- Expresado como NO2. Por lo general, 95 + volumen % de óxidos de nitrógeno presentes en los gases de salida se hallarán en la forma de NO, el resto es NO2. El factor representa las emisiones en las operaciones de base (es decir, 60 a 110% de carga y sin medidas de control del NO).
- El factor representa el valor nominal que puede lograrse bajo condiciones normales de funcionamiento. Pueden ocurrir valores de uno o dos órdenes de magnitudes más altos cuyo la combustión no es completa.
- El total de compuestos orgánicos diferentes del metano se expresa como c12 a c16 equivalentes de alcano.
- Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

54

NOMBRE DE LA PLANTA		HANA (5)	
UBICACION		Santo Domingo	
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	54.00 MW	(1968)
	Unidad 2 -	54.00 MW	(1968)
	Unidad 3 -	84.90 MW	(1979)
	Unidad 4 -	84.90 MW	(1979)
	Unidad 5 -	84.90 MW	(1979)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	48.00 MW	211965 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	4,415.94	lbs/MWhr 572.36 lbs/MWhr
	Unidad 2 -	0.00 MW	8,549 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	0.00	lbs/MWhr 704.24 lbs/MWhr
	Unidad 3 -	38.00 MW	217,192 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	6,033.11	lbs/MWhr 879.15 lbs/MWhr
	Unidad 4 -	52.00 MW	284,483 MWh (1993)
Horas de operación anuales	5,470.83	lbs/MWhr 788.37 lbs/MWhr	
Unidad 5 -	70.00 MW	233,242 MWh (1993)	
Horas de operación anuales	3,332.03	lbs/MWhr 607.03 lbs/MWhr	
TIPO DE CALDERA	Caldera		
	Presión:	88 barios	
	Temperatura:	515 grados C	
	Producción de vapor:	180 toneladas/hr (Unidades 1 y 2)	
		280 toneladas/hr (Unidades 3 y 5)	
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.975	
	Contenido calorífico:	18312 Btu/lb	
	Azufre:	3 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	10481 Btu/kWh	
	Unidad 2 -	12,898 Btu/kWh	
Unidad 3 -	16,089 Btu/kWh		
Unidad 4 -	14,400 Btu/kWh		
Unidad 5 -	11,116 Btu/kWh		
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	28 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	96.42 lb de PM-10/hr	193.5288841 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 2 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 3 -	111.07 lb de PM-10/hr	304.59 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 4 -	143.51 lb de PM-10/hr	356.88 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 5 -	149.12 lb de PM-10/hr	225.86 toneladas de PM-10/yr *
	Totales de la planta -	500.12 lb de PM-10/hr	1,080.84 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	431.75 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	1,460.99 lb de SO2/hr	2,932.56 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 2 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 3 -	1,683.08 lb de SO2/hr	4,615.55 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 4 -	2,174.55 lb de SO2/hr	5,407.54 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 5 -	2,259.70 lb de SO2/hr	3,422.44 toneladas de SO2/yr *
	Totales de la planta -	7,578.32 lb de SO2/hr	18,378.09 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	(2) Factor de emisión de la EPA -	87.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	226.72 lb de NOx/hr	455.08 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 2 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 3 -	261.18 lb de NOx/hr	716.25 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 4 -	337.45 lb de NOx/hr	839.15 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 5 -	350.66 lb de NOx/hr	531.10 toneladas de NOx/yr *
	Totales de la planta -	1,176.02 lb de NOx/hr	2,541.59 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	16.92 lb de CO/hr	33.96 toneladas de CO/yr *
	Unidad 2 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Unidad 3 -	19.49 lb de CO/hr	53.45 toneladas de CO/yr *
	Unidad 4 -	25.18 lb de CO/hr	62.2 toneladas de CO/yr *
	Unidad 5 -	26.17 lb de CO/hr	39.63 toneladas de CO/yr *
	Totales de la planta -	87.76 lb de CO/hr	189.87 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.76 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 1 -	2.57 lb de NMTOC/hr	5.16 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 2 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 3 -	2.96 lb de NMTOC/hr	8.12 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 4 -	3.83 lb de NMTOC/hr	9.52 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 5 -	3.98 lb de NMTOC/hr	6.02 toneladas de NMTOC/yr *
	Totales de la planta -	13.34 lb de NMTOC/hr	28.83 toneladas de NMTOC/yr *

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 85% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

NOMBRE DE LA PLANTA	SANTO DOMINGO (5)		
UBICACION	Santo Domingo		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 5 -	12.65 MW	(1954)
	Unidad 6 -	12.65 MW	(1957)
	Unidad 7 -	12.65 MW	(1959)
	Unidad 8 -	26.50 MW	(1963)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 5 -	8.50 MW	86187 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	7,788.71	804.94 lbs/MWhr
	Unidad 6 -	0.00 MW	0 MWh (1993)
	Horas de operación	0.00	0.00 lbs/MWhr
	Unidad 7 -	0.00 MW	0 MWh (1993)
	Horas de operación	0.00	0.00 lbs/MWhr
	Unidad 8 -	0.00 MW	46,412 MWh (1993)
	Horas de operación	0.00	714.23 lbs/MWhr
TIPO DE CALDERA	Caldera Unidades 5 hasta 7 - Ingeniería de combustión Unidades 8 - Babcock y Wilcox		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6		
	Gravedad específica (60/60 F).	0.975	
	Contenido calórico:	18312 Btu/lb	
	Azufre:	2.75 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 5 -	14740 Btu/kWh	
	Unidad 6 -	0 Btu/kWh	
	Unidad 7 -	0 Btu/kWh	
	Unidad 8 -	13,079 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	28 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 5 -	24 lb de PM-10/hr	84.9863341 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 6 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 7 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Unidad 8 -	0.00 lb de PM-10/hr	0.00 toneladas de PM-10/yr *
	Totales de la planta -	24.01 lb de PM-10/hr	84.99 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	431.75 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 5 -	363.85 lb de SO2/hr	1,287.81 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 6 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 7 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Unidad 8 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr *
	Totales de la planta -	363.85 lb de SO2/hr	1,287.81 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	(2) Factor de emisión de la EPA -	67.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 5 -	58.46 lb de NOx/hr	199.85 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 6 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 7 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Unidad 8 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr *
	Totales de la planta -	58.46 lb de NOx/hr	199.85 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 5 -	4.21 lb de CO/hr	14.01 toneladas de CO/yr *
	Unidad 6 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Unidad 7 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Unidad 8 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr *
	Totales de la planta -	4.21 lb de CO/hr	14.01 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.76 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6	
	Unidad 5 -	0.64 lb de NMTOC/hr	2.27 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 6 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 7 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Unidad 8 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr *
	Totales de la planta -	0.64 lb de NMTOC/hr	2.27 toneladas de NMTOC/yr *
COMBUSTIBLE SECUNDARIO	Combustible Gas Oil (utilizado durante el encendido)		
	Gravedad específica:	0.85	
	Contenido calórico (seco):	17924 Btu/lb	

Notes sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

- * Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.
- (1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.
Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, con, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.
- (2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.
- (3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.
- (4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.
- (5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

167

NOMBRE DE LA PLANTA	PUERTO PLATA (5)		
UBICACION	Puerto Plata		
TAMAÑO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	26.5 MW	(1966)
	Unidad 2 -	36.8 MW	(1982)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	19 MW	141970 MWh (1993)
	Unidad 1 - Annual Op. Hra	7,472.11	703.58 bs/MWhr
	Unidad 2 -	0.00 MW	0 MWh (1993)
	Unidad 2 - Annual Op. Hra	0.00	0.00 bs/MWhr
TIPO DE CALDERA	Caldera Babcock Wilcox Caldera Peabody con sistema de pulverización utilizando vapor		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6 Gravedad específica (60/60 F): 0.975 Contenido calórico: 18312 Btu/lb Azufre: 2.75 % por peso Consumo específico de combustible Unidad 1 - 12884 Btu/kWh Unidad 2 - 0 Btu/kWh		
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1)	Factor de emisión de la EPA -	28.4925 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	47 lb de PM-10/hr 159.3405143 toneladas de PM-10/yr *
		Unidad 2 -	0 lb de PM-10/hr 0 toneladas de PM-10/yr *
		Totales de la planta -	48.81 lb de PM-10/hr 159.34 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)		Factor de emisión de la EPA -	431.75 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	710.90 lb de SO2/hr 2,414.50 toneladas de SO2/yr *
		Unidad 2 -	0.00 lb de SO2/hr 0.00 toneladas de SO2/yr *
		Totales de la planta -	710.90 lb de SO2/hr 2,414.50 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)		Factor de emisión de la EPA -	67.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	110.32 lb de NOx/hr 374.69 toneladas de NOx/yr *
		Unidad 2 -	0.00 lb de NOx/hr 0.00 toneladas de NOx/yr *
		Totales de la planta -	110.32 lb de NOx/hr 374.69 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3)	Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	8.23 lb de CO/hr 27.96 toneladas de CO/yr *
		Unidad 2 -	0.00 lb de CO/hr 0.00 toneladas de CO/yr *
		Totales de la planta -	8.23 lb de CO/hr 27.96 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4)	Factor de emisión de la EPA -	0.78 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	1.25 lb de NMTOC/hr 4.25 toneladas de NMTOC/yr *
		Unidad 2 -	0.00 lb de NMTOC/hr 0.00 toneladas de NMTOC/yr *
		Totales de la planta -	1.25 lb de NMTOC/hr 4.25 toneladas de NMTOC/yr *

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

10-1

NOMBRE DE LA PLANTA	SAN PEDRO DE MACORIS (5)		
UBICACION	San Pedro de Macoris		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	33 MW	(1989)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	30 MW	229113 MWh (1993)
	Horas de operación	7637.1	630.351682 lbs/MWhr
TIPO DE CALDERA	Caldera Babcock Wilcox Caldera Peabody con sistema de pulverización a vapor		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6 Densidad específica (60/60 F): 0.975 Contenido calórico: 18312 Btu/lb Azufre: 2.75 % por peso Consumo específico de combustible Unidad 1 - 11543 Btu/kWh		
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1)	Factor de emisión de la EPA -	28.4825 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	66.365374 lb de PM-10/hr 230.3813632 toneladas de PM-10/yr *
		Totales de la planta -	66.365374 lb de PM-10/hr 230.3813632 toneladas de PM-10/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)		Factor de emisión de la EPA -	431.75 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	1,005.64 lb de SO2/hr 3,490.99 toneladas de SO2/yr *
		Totales de la planta -	1,005.64 lb de SO2/hr 3,490.99 toneladas de SO2/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)		Factor de emisión de la EPA -	67.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	156.06 lb de NOx/hr 541.74 toneladas de NOx/yr *
		Totales de la planta -	156.06 lb de NOx/hr 541.74 toneladas de NOx/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3)	Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	11.65 lb de CO/hr 40.43 toneladas de CO/yr *
		Totales de la planta -	11.65 lb de CO/hr 40.43 toneladas de CO/yr *
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4)	Factor de emisión de la EPA -	0.76 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 6
		Unidad 1 -	1.77 lb de NMTOC/hr 6.15 toneladas de NMTOC/yr *
		Totales de la planta -	1.77 lb de NMTOC/hr 6.15 toneladas de NMTOC/yr *

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

16.2

NOMBRE DE LA PLANTA		LOS MNA (5)	
UBICACION		Santo Domingo	
SIZE- No. de Unidades, RATING, y YEAR COMMISSIONED	Unidad 1 -	35 MW	(1981)
	Unidad 2 -	35 MW	(1981)
	Unidad 3 -	65 MW	(1992)
	Unidad 4 -	65 MW	(1992)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	22 MW	122471 MWh (1993)
	Unidad 1- Annual Op. Hrs	5,566.86	807.76 lbs/MWhr
	Unidad 2 -	23.00 MW	111124 MWh (1993)
	Unidad 2- Annual Op. Hrs	4,831.48	816.24 lbs/MWhr
	Unidad 3 -	0.00 MW	67526 MWh (1993)
	Unidad 3- Annual Op. Hrs	0.00	842.05 lbs/MWhr
TURBINAS DEL TIPO DE GAS	Unidad 1 -	FIAT	
	Unidad 2 -	FIAT	
	Unidad 3 -	Westinghouse	
	Unidad 4 -	Westinghouse	
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2		
	Gravedad específica (60/60 F):		0.878
	Contenido calórico:		19335 Btu/lb
	Azufre:		1.07 % por peso
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	15618 Btu/kWh	
Unidad 2 -	15782 Btu/kWh		
Unidad 3 -	10261 Btu/kWh		
Unidad 4 -	18567 Btu/kWh		
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -		2 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	5 lb de PM-10/hr	12.32903683 toneladas de PM-10/yr
	Unidad 2 -	5 lb de PM-10/hr	11.30421405 toneladas de PM-10/yr*
	Unidad 3 -	0 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr*
	Unidad 4 -	0 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -		10.02 lb de PM-10/hr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	(2) Factor de emisión de la EPA -		151.94 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	370.15 lb de SO2/hr	936.64 toneladas de SO2/yr*
	Unidad 2 -	391.04 lb de SO2/hr	858.78 toneladas de SO2/yr*
	Unidad 3 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr*
	Unidad 4 -	0.00 lb de SO2/hr	0.00 toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -		761.20 lb de SO2/hr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	(2) Factor de emisión de la EPA -		20.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	48.72 lb de NOx/hr	123.29 toneladas de NOx/yr*
	Unidad 2 -	51.47 lb de NOx/hr	113.04 toneladas de NOx/yr*
	Unidad 3 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr*
	Unidad 4 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -		100.20 lb de NOx/hr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -		5.00 lb de CO/lb de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	12.18 lb de CO/hr	30.82 toneladas de CO/yr*
	Unidad 2 -	12.87 lb de CO/hr	28.26 toneladas de CO/yr*
	Unidad 3 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr*
	Unidad 4 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -		25.05 lb de CO/hr
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -		0.34 lb de NMTOC/lb de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	0.83 lb de NMTOC/hr	2.10 toneladas de NMTOC/yr*
	Unidad 2 -	0.88 lb de NMTOC/hr	1.92 toneladas de NMTOC/yr*
	Unidad 3 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr*
	Unidad 4 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -		1.70 lb de NMTOC/hr

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

103

NOMBRE DE LA PLANTA	YMBEQUE (5)		
UBICACION	Santo Domingo		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	21 MW	(1974)
	Unidad 2 -	21 MW	(1974)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	15 MW	87593 MWh (1993)
	Unidad 1- Horas de operaci3n anu	5839.5333	835.07 lbs/MWhr
	Unidad 2 -	18 MW	78555 MWh (1993)
	Unidad 2- Annual Op. Hours	4419.7222	853.63 lbs/MWhr
TURBINAS DEL TIPO DE GAS	Turbinas de gas Unidad 1 y 2 fabricado por General Electric, Remarco 5, Turbinas de gas de ciclo abierto		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2 Gravedad especifica (60/60 F): 0.878 Contenido cal3rico: 19335 Btu/lb Azufre: 1.07 % por peso Consumo especifico de combustible Unidad 1 - 18148 Btu/kWh Unidad 2 - 18505 Btu/kWh		
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1)	Factor de emisi3n de la EPA - 2 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	3.434388 lb de PM-10/hr	9.116010498 toneladas de PM-10/yr*
	Unidad 2 -	4.2129003 lb de PM-10/hr	8.463567776 toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -	7.6472883 lb de PM-10/hr	17.57957827 toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)		Factor de emisi3n de la EPA - 152 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	261 lb de SO2/hr	692.5433175 toneladas de SO2/yr*
	Unidad 2 -	320.05 lb de SO2/hr	642.98 toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -	580.98 lb de SO2/hr	1,335.52 toneladas de SO2/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)		Factor de emisi3n de la EPA - 20.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	34.34 lb de NOx/hr	91.16 toneladas de NOx/yr*
	Unidad 2 -	42.13 lb de NOx/hr	84.64 toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -	76.47 lb de NOx/hr	175.80 toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3)	Factor de emisi3n de la EPA - 5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	8.59 lb de CO/hr	22.79 toneladas de CO/yr*
	Unidad 2 -	10.53 lb de CO/hr	21.16 toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -	19.12 lb de CO/hr	43.95 toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4)	Factor de emisi3n de la EPA - 0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.58 lb de NMTOC/hr	1.55 toneladas de NMTOC/yr*
	Unidad 2 -	0.72 lb de NMTOC/hr	1.44 toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -	1.30 lb de NMTOC/hr	2.99 toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisi3n

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisi3n publicados por US-EPA en la publicaci3n AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisi3n anuales.

(1) PM-10 incluyen las partculas recogidas en el filtro cicl3n PM-10 de un tren de muestreo seg3n el m3todo de la EPA 201 3 201A.

Los factores de emisi3n de partculas para la combusti3n de petr3leo residual, son, en promedio, una funci3n del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95 % por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no est3 bien mantenida.

(4) La emisi3n de compuestos org3nicos vol3tiles puede aumentar en varios 3rdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no est3 bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

164

NOMBRE DE LA PLANTA	SAN PEDRO DE MACORIS (5)		
UBICACION	San Pedro de Macoris		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	28.3 MW	(1974)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	25 MW	31206 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	1248.24	810.4990949 lbs/MWhr
TURBINAS DEL TIPO DE GAS	Gas Turbine		
	Fabricante:	Westinghouse	
	Tipo:		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2 (Assumed)		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.876	
	Contenido calórico:	19335	Btu/lb
	Azufre:	1.07	% por peso
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	15671	Btu/kWh
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1)	Factor de emisión de la EPA -	2 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	5.5555859	lb de PM-10/hr
			3.152138434 toneladas de PM-10/yr*
		Totales de la planta -	5.5555859 lb de PM-10/hr
			3.152138434 toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)		Factor de emisión de la EPA -	151.94 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	422.05786	lb de SO2/hr
			239.4679568 toneladas de SO2/yr*
		Totales de la planta -	422.06 lb de SO2/hr
			239.47 toneladas de SO2/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)		Factor de emisión de la EPA -	20.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	55.56	lb de NOx/hr
			31.52 toneladas de NOx/yr*
		Totales de la planta -	55.56 lb de NOx/hr
			31.52 toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3)	Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	13.89	lb de CO/hr
			7.88 toneladas de CO/yr*
		Totales de la planta -	13.89 lb de CO/hr
			7.88 toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4)	Factor de emisión de la EPA -	0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2
	Unidad 1 -	0.94	lb de NMTOC/hr
			0.54 toneladas de NMTOC/yr*
		Totales de la planta -	0.94 lb de NMTOC/hr
			0.54 toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizo factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

105

NOMBRE DE LA PLANTA	BARAHONA (5)		
UBICACION	Barahona		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	28.3 MW	(19??)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	0 MW	0 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	0	838.0171905 lbs/MWhr
TURBINAS DEL TIPO DE GAS	Gas Turbine Fiat está construyendo una nueva turbina con las especificaciones originales de planta (Italia), con la autorización de Westinghouse.		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2	Gravedad específica (60/60 F): 0.8762	Contenido calórico: 19313 Btu/lb
		Azufre: 2	% por peso
	Consumo específico de combustible	Unidad 1 - 16146 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	2 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr
	Totales de la planta -	0 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	284 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0 lb de SO2/hr	0 toneladas de SO2/yr
	Totales de la planta -	0 lb de SO2/hr	0 toneladas de SO2/yr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Factor de emisión de la EPA -	20.00 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr
	Totales de la planta -	0.00 lb de NOx/hr	0.00 toneladas de NOx/yr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr
	Totales de la planta -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr
	Totales de la planta -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizo factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

NOMBRE DE LA PLANTA	SANTIAGO (5)		
UBICACION	Santiago de los Caballeros		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	12 MW	(1989)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	10 MW	82099 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	8209.9	712.75 lbs/MWh
TURBINAS DEL TIPO DE GAS	DIESEL ENGINE		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.878	
	Contenido calórico:	19335	Btu/lb
	Azufre:	1.07	% por peso
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	13,781.00	Btu/kWh
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	2 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	1.9542219 lb de PM-10/hr	7.292712078 toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -	1.9542219 lb de PM-10/hr	7.292712078 toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	151.94 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	148.46224 lb de SO2/hr	554.0273365 toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -	148.46224 lb de SO2/hr	554.0273365 toneladas de SO2/yr
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Factor de emisión de la EPA -	20 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	19.54 lb de NOx/hr	72.93 toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -	19.54 lb de NOx/hr	72.93 toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	4.89 lb de CO/hr	18.23 toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -	4.89 lb de CO/hr	18.23 toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.33 lb de NMTOC/hr	1.24 toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -	0.33 lb de NMTOC/hr	1.24 toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

107

NOMBRE DE LA PLANTA	FALCON BRIDGE (5)		
UBICACION			
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	198 MW	(1985)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	40 MW	297638 MWh (1993)
	Horas de operación anuales	7440.95	638.36 lbr/MWhr
TIPO DE CALDERA	Caldera		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 6		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.999	
	Contenido calórico:	18015	Btu/lb
	Azufre:	3.58	% por peso
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	11,500.00	Btu/kWh
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	35.94	lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 6
	Unidad 1 -	110.30726	lb de PM-10/hr
		373.0867164	toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -	110.30726	lb de PM-10 / hr
		373.0867164	toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	558.92	lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 6
	Unidad 1 -	1715.6123	lb de SO2/hr
		5802.629855	toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -	1715.6123	lb de SO2/hr
		5802.629855	toneladas de SO2/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Factor de emisión de la EPA -	67	lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 6
	Unidad 1 -	206	lb de NOx/hr
		695.5846996	toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -	205.66	lb de NOx/hr
		695.58	toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00	lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 6
	Unidad 1 -	15.35	lb de CO/hr
		51.91	toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -	15.35	lb de CO/hr
		51.91	toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.78	lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 6
	Unidad 1 -	2.33	lb de NMTOC/hr
		7.89	toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -	2.33	lb de NMTOC/hr
		7.89	toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón F.M-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 ó de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

168

NOMBRE DE LA PLANTA	WARTSILA (5)		
UBICACION	Santo Domingo		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	40 MW	(1989)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	40 MW	252050 MWh (1993)
TIPO DE ESTACION DE ENERGIA	MOTOR DIESEL		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.882	
	Contenido calórico:	18267 Btu/lb	
	Azufre:	2.85 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	9,100.00 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	2.00 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	5.43 lb de PM-10/hr	15,542,147.65 toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -	5.42634 lb de PM-10/hr	15,542,147.65 toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	404.7 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	1098.0199 lb de SO2/hr	3144.953577 toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -	1098.0199 lb de SO2/hr	3144.953577 toneladas de SO2/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Factor de emisión de la EPA -	20 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	54.2634 lb de NOx/hr	155,421,476.5 toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -	54.26 lb de NOx/hr	155.42 toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	13.57 lb de CO/hr	38.86 toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -	13.57 lb de CO/hr	38.86 toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.92 lb de NMTOC/hr	2.64 toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -	0.92 lb de NMTOC/hr	2.64 toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

169

NOMBRE DE LA PLANTA	WARTSILA (5)		
UBICACION	Puerto Plata		
TAMANO, No DE UNIDADES, CAPACIDAD Y AÑO DE INAUGURACION	Unidad 1 -	16.2 MW	(1991)
CAPACIDAD DISPONIBLE Y GENERACION ANUAL	Unidad 1 -	0 MW	109626 MWh (1993)
	Horas de operación	0	lbs/MWhr 498.1660919 lbs/MWhr
TIPO DE ESTACION DE ENERGIA	MOTOR DIESEL		
COMBUSTIBLE PRIMARIO Y CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE	Fuel Oil No. 2		
	Gravedad específica (60/60 F):	0.882	
	Contenido calórico:	18267 Btu/lb	
	Azufre:	2.85 % por peso	
	Consumo específico de combustible		
	Unidad 1 -	9,100.00 Btu/kWh	
COMBUSTIBLE PRIMARIO TIPO DE PARTICULAS (PM-10) DE LAS EMISIONES	(1) Factor de emisión de la EPA -	2.00 lb de PM-10/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr*
	Totales de la planta -	0 lb de PM-10/hr	0 toneladas de PM-10/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE AZUFRE (SO2)	Factor de emisión de la EPA -	404.7 lb de SO2/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0 lb de SO2/hr	0 toneladas de SO2/yr*
	Totales de la planta -	0 lb de SO2/hr	0 toneladas de SO2/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE DIOXIDO DE NITROGENO (NOx)	Factor de emisión de la EPA -	20 lb de NOx/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0 lb de NOx/hr	0 toneladas de NOx/yr*
	Totales de la planta -	0 lb de NOx/hr	0 toneladas de NOx/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO EMISIONES DE MONOXIDO DE CARBONO (CO)	(3) Factor de emisión de la EPA -	5.00 lb de CO/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr*
	Totales de la planta -	0.00 lb de CO/hr	0.00 toneladas de CO/yr*
COMBUSTIBLE PRIMARIO TOTAL EMISIONES COMPUESTOS ORGANICOS DIFERENTES AL METANO (NMTOC)	(4) Factor de emisión de la EPA -	0.34 lb de NMTOC/1000 galones de Fuel Oil No. 2	
	Unidad 1 -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr*
	Totales de la planta -	0.00 lb de NMTOC/hr	0.00 toneladas de NMTOC/yr*

Notas sobre el factor de emisión

Las emisiones cada sesenta minutos de cada contaminante se calcularon utilizando factores de emisión publicados por US-EPA en la publicación AP-42, Suplemento F

* Las horas operativas reales supuestas para la planta para determinar los valores de las tasas de emisión anuales.

(1) PM-10 incluyen las partículas recogidas en el filtro ciclón PM-10 de un tren de muestreo según el método de la EPA 201 ó 201A.

Los factores de emisión de partículas para la combustión de petróleo residual, son, en promedio, una función del grado del fuel oil y de su contenido de azufre.

(2) Los resultados de la prueba indican que por lo menos 95% por peso de NOx es NO para todos los tipos de calderas.

(3) Las emisiones de CO pueden aumentar por factores de 10 o de 100 si la unidad se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(4) La emisión de compuestos orgánicos volátiles puede aumentar en varios órdenes de magnitud si la caldera se hace funcionar inadecuadamente o no está bien mantenida.

(5) Todos los datos de insumos fueron aportados por CDE.

**RESUMEN DE LAS EMISIONES DEL SECTOR DE ENERGIA
DE LA REPUBLICA DOMINICANA PARA 1993***

MATERIA PARTICULADA (PM-10) EMISIONES	2,745.22 toneladas de PM-10/yr
DIOXIDO DE AZUFRE (SO2) EMISIONES	47,798.98 toneladas de SO2/yr
DIOXIDO DE NITROGENO (NOx) EMISIONES	6,787.63 toneladas de NOx/yr
MONOXIDO DE CARBON (CO) EMISIONES	624.39 toneladas de CO/yr
TOTAL NO-METANO COMPOSICION ORGANICA (NMTOC) EMISIONES	80.80 toneladas de NMTOC/yr

Resumen de las anotaciones de la tabla:

- * Se estimó que tan solo se quemó Fuel Oil en Itabo durante 1993.

171

ANEXO C
LISTA DE INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES

ANEXO C
LISTA DE INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES
RESPONSABLES DE LA PROTECCIÓN DE LA CALIDAD AMBIENTAL

(INSTITUCIONES GUBERNAMENTALES DE GESTIÓN AMBIENTAL EN LA REPÚBLICA DOMINICANA)

RECURSO Y/O ÁREA DE ACCIÓN	INSTITUCIÓN	AÑO DE CREACION	INSTRUMENTO LEGAL	FUNCIONES
BOSQUES Y FUENTES FLUVIALES	Dirección General Forestal	1962	Ley 5856	Conservar, desarrollar y aprovechar los bosques, así como los asuntos relativos al transporte y otros aspectos del intercambio comercial de los productos forestales.
RECURSOS MARINOS	Centro de Investigación de Biología Marina (CIBIMA) Universidad Autónoma de Santo Domingo (UASD)	1962		Investigación científica de la flora y fauna marina y costera.
RECURSOS NATURALES	Subsecretaría de Recursos Naturales	1965	Ley No. 8	Es un organismo de planificación, ejecución y supervisión de la política nacional de los recursos naturales. Racionaliza el uso de la tierra, vela por la recuperación de las áreas afectadas y es responsable del manejo.
AGUA	Instituto Nacional de Agua Potable y Alcantarillado (INAPA)	1965	Ley No. 5	Encargada de la planificación, el diseño, la construcción y el manejo de los sistemas de agua potable y de alcantarillados a nivel Nacional.
AGUA	Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos	1965	Ley No. 6	Evaluar los recursos hidráulicos del país. Conservar las fuentes de agua.
MINERALES	Dirección General de minería	1971	Ley No. 146	Regular todo lo relativo a la explotación minera.
AGREGADOS PETREOS	Dirección General de Corteza Terrestre	1971	Ley No. 123	Proteger la ecología y el medio ambiente a través del control de las extracciones de materiales para la construcción.
	Comisión para Estudiar la Contaminación del Medio Ambiente	1972	Decreto 2592	Estudiar los niveles de contaminación a que están sometidos los centros urbanos y ecosistemas naturales.
FENOMENOS METEOROLOGICOS	Oficina Nacional de Meteorología	1956	Decreto 2298	Brindar servicios meteorológico al país. Brindar asesoría sobre la materia para el mejor uso de los recursos.
RECURSOS NATURALES	Museo Nacional de Historia Natural (MNHN)	1974	-	Estudios sobre los recursos Naturales colección de muestras fósiles.
AGUA	Corporación del Acueducto y Alcantarillado de Santo Domingo (CAASD)	1974	Ley No. 498	Realizar planes de abastecimiento de agua potable, administrar y ampliar los sistemas de acueducto y alcantarillado de Santo Domingo.

173

RECURSO Y/O ÁREA DE ACCIÓN	INSTITUCIÓN	AÑO DE CREACION	INSTRUMENTO LEGAL	FUNCIONES
AREAS SILVESTRES	Dirección Nacional de Parque	1974	Ley No. 67	Desarrollar, administrar y cuidar un sistema de áreas recreativas, historicas, naturales e indigenas para la conservación y perpetuación de la herencia natural y humana del país.
FAUNA	Parque Zoologico Nacional (ZOODOM)	1975	Decreto 114	Centro destinado al fomento de la investigación y cultura en lo concerniente a las ciencias biologicas en general, asi como a la preservación de la fauna nacional.
FLORA	Jardin Botanico Nacional Dr. Rafael M. Moscoso	1976	Decreto 465	Fomentar todo lo relacionado a las ciencias botanica; preservar la flora nacional.
MEDIO AMTIENTE	Departamento Medio Ambiente	1977	Secretariado Tecnico de la Presidencia	Disenar las politicas nacionales para desarrollar planes normativos en esta area.
NORMAS Y REGULACIONES	Dirección General Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR)	1977	Ley 602	Establece normas y regulaciones para la fabricación y procesamiento de alimentos, agua, etc.
FAUNA	Consejo Nacional de Fauna Silvestre	1978	Decreto 32/78	Establecer reglamento de fauna silvestre y su habitat. Conservar y fomentar aquellas especies en vias de extinción asi como conservar zonas para dicha proteccion.
AGUA Y TIERRA	Departamento de Tierra y Agua, SURENA-SEA	1978	Resolución 24/78	Realizar estudios de suelos, reglamentar el uso y conservación de las aguas, brindar educación sobre el uso racional de los recursos naturales, construir pequenas presas y realizar drenajes en tierras agricolas.
FLORA Y FAUNA SILVESTRE	Vida Silvestre	1979	Resolución 26/79	Promover el desarrollo, conservación y manejo de la flora y vida silvestre de la nacion. Sugerir delimitaciones y manejos especiales de santuarios o areas de reservas de flora.
FAUNA MARINA Y DE AGUA DULCE	Recursos Pesqueros	1979	Resolucion 26/79	Reglamentar la pesca, realizar estudios para determinar riquezas y capacidad de produccion, elaborar y supervisar proyectos para fomento de la crianza pesquera.

174

RECURSO Y/O ÁREA DE ACCIÓN	INSTITUCIÓN	AÑO DE CREACION	INSTRUMENTO LEGAL	FUNCIONES
RECURSOS NATURALES	Departamento de Inventario de los Recursos Naturales SURENA-SEA	1979	Resolución Interna	Realiza inventarios periodicos, trabajos de ordenamientos y estudios de los recursos naturales, asi como el impacto de proyectos en estos recursos.
FLORA Y FAUNA MARINA	Comisión para la Conservación de la Flora y la Fauna Marina	1980	Decreto 2011	Estudiar y establecer las medidas de protección para la flora y la fauna en todo el territorio nacional.
RECURSO NATURALES	Departamento de Educación Ambiental, SUREA-SEA	1982	Resolución 20/82	Velar por el uso adecuado de las riquezas naturales del país, ejecutar eventos de capacitación ambiental entre la población urbana y rural, maestros, líderes comunitarios técnicos e inspectores de recursos naturales.
BOSQUES	Comisión Técnica Forestal (CONATEF)	1982	Decreto 318	Es el organismo rector del sector forestal Asesora al Poder Ejecutivo en materia de determinación de la vegetación natural y el tipo de cosecha cultivable.
MEDIO AMBIENTE	Comisión Nacional del Medio Ambiente	1987	Decreto 157	El control, la reducción y la eliminación de las actividades dañinas a la salud de los seres vivos y la prevención del deterioro de los ecosistemas.
CONTAMINACIÓN AMBIENTAL	Comisión Técnica Ecología	1990	Decreto 226/90	Velar por la no contaminación de los cuerpos de agua dulce del país, a causa de desechos sólidos, químicos, etc.

Fuente: Informe de la UNCED sobre la República Dominicana (1991)

175

ANEXO D
PRINCIPALES ORGANIZACIONES
NO GUBERNAMENTALES

ANEXO D
PRINCIPALES ORGANIZACIONES NO-GUBERNAMENTALES

<u>Nombre</u>	<u>Historia y Funciones</u>
<u>ONG de desarrollo de la Comunidad/Forestal</u>	
(a) Asociación para el Desarrollo de San José de Ocoa, Inc. (JUNTA)	Establecida en 1968 con una Junta de Directores compuesta por representantes tanto del sector público como del privado, y financiada por fuentes tanto internacionales, como privadas y gubernamentales (La Secretaría Técnica de la Presidencia). Su especialidad es la organización de los habitantes rurales para los proyectos comunitarios a través del desarrollo de la consolidación de los comités locales compuestos por los líderes locales de la comunidad.
(b) Floresta, Inc.	Floresta fue establecida en 1984 con una Junta de Directores del sector privado y un Director Ejecutivo. Las actividades enfatizan la asistencia para el desarrollo de la agroforestación como una alternativa para la agricultura de cuchillo y quemado para las comunidades y los pequeños granjeros deseosos de participar en el programa.
(c) Plan Sierra, Inc.	Plan Sierra se estableció en 1979 con una Junta de Directores compuesta de representantes de los sectores público y privado, y cuyo Presidente es el Presidente de la República Dominicana. Las Actividades incluyen el desarrollo rural integrado, la gestión forestal técnica, el sembrado y la producción de madera, la promoción y la investigación de la agroforestación en el área de 2.000 km ² del Municipio de San José de las Matas, que cubre las cuencas de los ríos Yaque del Norte y Bao. El presupuesto es grande (cerca de \$6 millones de RD en 1991). Reciben rentas de la venta de los productos forestales y agrícolas, pero las operaciones están financiadas con donaciones internacionales y los fondos mensuales fijos del Gobierno. Esta organización no gubernamental es un miembro de PRONATURA.
(d) Progressio (Fundación para el Mejoramiento Humano)	Progressio fue establecida en 1983 con una Junta de Directores del sector privado y un Secretario Ejecutivo. Ahora están intentando concentrarse en una planificación y una gestión de cauce inclusiva, incluyendo el uso de la tierra, la conservación del suelo, y las cuestiones de agroforestación con la promoción de la reforestación con árboles para uso múltiple. Están preparando un plan de administración para los cauces alto y medio del río Camu, con el financiamiento a través de PRONATURA mediante el intercambio deuda-naturaleza. Hacia este proyecto se canalizaron \$1.666.100 de RD.

17

(e) Fundación Dominicana de Desarrollo	La Fundación fue creada por el Decreto 8438 en 1962, con una presidencia con un término de un año. La Fundación enfoca el alivio de la pobreza a través de la creación de empleos para los carenciados rurales y urbanos mediante el suministro de una asistencia para pequeñas empresas y adiestramiento laboral. La Fundación está operada por un personal de 70 personas, y su presupuesto operativo es de cerca de \$2 millones de RD al año. La Fundación está soportada por 500 miembros-individuos y empresas privadas en el país, y varios donantes internacionales, incluyendo IDB, FAO, UNDP y los gobiernos de Canadá y Alemania.
--	--

ANEXO D
PRINCIPALES ORGANIZACIONES NO-GUBERNAMENTALES

ONG Ambientales	
(a) Federación Dominicana de Asociaciones Ecologistas (FEDOMASEC)	Una Federación incorporada en 1989, es mayormente una organización de voluntarios, y está compuesta de cerca de 40 asociaciones ecológicas y grupos de conservación en el país. La Federación posee cuatro objetivos: (i) promover la conservación, la preservación, el estudio y el desarrollo mantenido de los recursos naturales, principalmente a través de la educación del medio ambiente y la publicación de las infracciones del medio ambiente; (ii) unir a los grupos dedicados al estudio y a la preservación de los recursos naturales; (iii) promover el adiestramiento y la formación de nuevos grupos; y (iv) soportar a las agencias y a los programas gubernamentales relacionados con la gestión mantenida de los recursos naturales y la creación de una estrategia nacional de conservación.
(b) Fundación para la Ciencia y el Arte, Inc. (Foundation for Science and Art, Inc.)	La Fundación fue establecida en 1989 como una organización sin fines de lucro presidida por estudiosos prominentes. Es activa en la promoción de la conservación de los recursos naturales a través del desarrollo de seminarios nacionales, la publicación, la compilación de documentos, y la campaña pública a través de las exposiciones de arte en relación con los asuntos del medio ambiente en el país. En particular, la Fundación preparó un documento básico para el reporte del país de UNCED en 1991. La Fundación está operada por 8 personas en el personal y 120 voluntarios con un presupuesto anual que alcanza a cerca de \$1 millón de RD, financiados mediante las rentas de sus diversas actividades, incluyendo las publicaciones y los seminarios.
(c) Fundación Caribe Verde (Green Caribe Foundation)	b. En 1993, la Fundación Caribe Verde está siendo propuesta por el anterior director de DNP como una organización no gubernamental internacional para la región del Caribe. La Fundación apunta a establecer una red de parques nacionales regionales integrando a 45 países en la región del Caribe, y un mecanismo para hacer frente a los problemas del medio ambiente regionales, especialmente enfocándose en el turismo y en el medio ambiente en la región del Caribe.

FUENTE: Banco Mundial, Monografía de Asuntos del Medio Ambiente (no publicada), 1993.

ANEXO E

**GUIAS DEL BANCO MUNDIAL PARA LA SALUD Y
SEGURIDAD LABORAL**

ANEXO E

BANCO MUNDIAL

ABRIL 1984

CENTRALES ELECTRICAS, CARBON Y COMBUSTIBLE GUIAS PARA LA SALUD Y LA SEGURIDAD LABORAL

Introducción

1. Los riesgos contra la seguridad más frecuentes en las centrales eléctricas son quemaduras, resbalones y caídas. También pueden ocurrir incendios y explosiones procedentes de llamas abiertas. Los peligros más importantes contra la salud son bronquitis y dermatitis. Pueden darse exposiciones a dióxido de sulfuro, monóxido de carbono y dióxido de nitrógeno. La dermatitis puede ser un problema para los trabajadores expuestos al polvo de los residuos de combustible y al de la ceniza de carbón. El polvo de la ceniza del carbón puede contener hasta un 10 por ciento de sílica y puede haber contacto con silicio libre. La ceniza del combustible puede contener hasta un 40 por ciento de óxidos de vanadio, que son altamente tóxicos. Ruido excesivo procedente de los generadores también puede ser un problema. El calor y la humedad pueden contribuir al *stress* por calor entre los caldereros.

Estas guías contendrán recomendaciones a la seguridad y a la salud dentro de la instalación para prevenir y reducir accidentes y enfermedades debidas al trabajo entre los empleados.

Seguridad

2. Las cañerías de vapor deberían contar con aislante térmico.
3. Deberían ponerse barandillas y protecciones donde haya correas, poleas, ejes, engranajes y otras partes móviles.
4. Todas las plataformas elevadas, pasadizos, escaleras y rampas deberían equiparse con pasamanos, y tableros y superficies no resbaladizas.
5. El equipo eléctrico debería ser bajado e inspeccionado para controlar que no haya aislamiento defectuoso. Todas las instalaciones y los equipos eléctricos deberían cumplir los estándares del Código Nacional Eléctrico.
6. Se debería dar a los trabajadores encargados de la limpieza de las calderas zapatos especiales, máscaras y trajes a prueba de polvo.
7. Los trabajadores de mantenimiento y los limpiadores que entren en áreas cerradas para limpiar los residuos de combustible o el polvo de la ceniza de carbón debe llevar respiradores autónomos.

8. Para limpiar las calderas pueden necesitarse ácidos corrosivos como ácido sulfúrico y ácido hidroclopórico, y también materias químicas cáusticas. Los trabajadores que usen estos químicos deben llevar trajes de protección y gafas. El área de trabajo debería disponer de duchas y duchas de ojos de emergencia.

9. Se deberían realizar programas de seguridad contra incendios con regularidad. Esto es importante para establecer un programa de seguridad en caso de incendios debidos a llamas abiertas.

10. Buenas prácticas de mantenimiento deberían incluir: mantener todos los pasillos limpios de escombros, limpiar todas las manchas de combustible y los excesos de agua tan pronto como se vean e inspección y mantenimiento regular de toda la maquinaria.

Electrocución

11. Los peligros eléctricos y las electrocuciones son serios problemas de seguridad para las centrales. A mayor voltaje, mayor riesgo. Antes de que empiece cualquier trabajo de mantenimiento o de reparación, se deberían llevar a cabo meticulosos procedimientos para desenergizar e inspeccionar todo el equipo eléctrico. Algunas labores quizás deban realizarse con el equipo en funcionamiento. Si se da este caso, un supervisor debería estar presente durante todo el período de trabajo y debería asegurarse de que se tomen todas las medidas de seguridad para evitar cualquier accidente. Como parte de cualquier curso de primeros auxilios, los empleados deberían recibir cursos en técnicas de reavivamiento después de electrocuciones.

Salud

12. Instalaciones sanitarias y requisitos. Se debería contar con buenas instalaciones sanitarias y de lavado. Esto ayudaría a los empleados a reducir dermatitis debida al contacto con ácidos, químicos cáusticos, disolventes, aceites, polvo de ceniza de carbón y de residuos de combustible que forman parte o son consecuencia de los diversos procesos. Debería aconsejarse a los empleados que se lavaran antes de comer. El comedor debería estar fuera del área de trabajo.

Temperatura y humedad

13. En las calderas los problemas habituales son la temperatura y la humedad. La temperatura puede alcanzar los 130 grados F. y esto puede desembocar en el *stress* por calor. La ventilación general puede ayudar a reducir el problema. En áreas de altas temperaturas, a veces es necesario dar tiempo libre a los caldereros fuera de estas áreas para reducir y controlar al *stress* por calor.

Ruido

14. Los ruidos excesivos pueden ser un serio problema en las centrales eléctricas. El ruido excesivo puede causar sordera permanente. El ambiente ruidoso (90 decibelios) embota los

sentidos humanos, incluyendo la agudez visual, e incrementa el peligro de accidentes. El nivel de ruido alrededor de los generadores y otros equipos debería ser menor a 90 decibelios; si ésto fuese imposible, aquéllos que trabajasen cerca de las máquinas deberían contar con una habitación aislada con un nivel de ruidos menor a 75 decibelios y deberían llevar protección auditiva cuando trabajasen cerca de las máquinas. El trabajador debería estar dentro de la habitación aislada desde donde podría monitorear el equipo a través de una ventana o por control remoto. El buen mantenimiento del equipo puede ayudar a reducir el ruido. Los generadores deben diseñarse de acuerdo a estándares del nivel de ruido.

Dermatitis

15. La dermatitis y las enfermedades de la piel son quejas importantes. Pueden ser causadas por: quemaduras químicas producidas por ácidos o álcalis usados para limpiar las calderas, disolventes utilizados para limpiar las partes eléctricas, aceites usados en el equipo y exposición al polvo de la ceniza de carbón y de los residuos de combustible. Las cremas protectivas ayudarán a reducir los problemas de la piel. También puede ayudar el aconsejar a los empleados a lavarse con frecuencia.

Gases tóxicos

16. Dióxido de sulfuro, monóxido de carbono y dióxido de nitrógeno pueden filtrarse de calderas con mal funcionamiento. Para proteger a los trabajadores en estas áreas, se debería monitorear el aire; los TLV para estos gases son:

Dióxido de sulfuro	5 ppm (13 mg/m ³)
Monóxido de carbono	50 ppm (55 mg/m ³)
Dióxido de nitrógeno	5 ppm (9 mg/m ³)

El mantenimiento y la utilización apropiada de las calderas corregirá el problema.

Polvo

17. Normamente en centrales eléctricas modernas, las operaciones de carga de combustible son totalmente o parcialmente automáticas para la pulverización del carbón y del combustible. Los trabajadores responsables del mantenimiento y de la limpieza de las calderas están expuestos al polvo de la ceniza de carbón o de los residuos de combustible. En estas áreas debería controlarse el nivel de polvo.

No debería dejarse que los niveles molestos de polvo subieran a más de 10 mg/m³ o a 30 mpppc (millones de partículas por pie cúbico). Un nivel excesivo y continuado de polvo debe controlarse con mucha ventilación y un equipo para recoger el polvo. Si el equipo de control del polvo se avería entonces debe proveerse de máscaras antipolvo a los trabajadores.

El polvo de la ceniza de carbón puede contener hasta un 10 por ciento de silicio libre. Se deberían inspeccionar los niveles de aire para determinar si hay demasiada silicio libre

183

para a los trabajadores. Si los niveles son superiores al 1 por ciento de silicio libre entonces se debería utilizar el equipo para recoger el polvo o se debería ajustar el TLV apropiadamente (ver Guías para las Emisiones de Polvo).

Trabajando en espacios cerrados

18. Entrar en tanques cerrados y en otros espacios cerrados puede ser un trabajo peligroso. Los tanques que contienen residuos de combustible o de ceniza de carbón pueden tener altos índices de gases, que pueden ser inflamables o explosivos. Los niveles de aire deberían inspeccionarse para ver si hay altos niveles de gases y, en cual caso deberían eliminarse antes de la limpieza. Espacios cerrados pueden tener poco oxígeno o pueden contener humos y gases tóxicos. El trabajador que entre en el tanque debe llevar un traje protectorio y un respirador que reciba aire de fuera a través de un tubo, alguien debería estar fuera del tanque para vigilar por la seguridad de la persona que está dentro del tanque. Las luces necesarias para trabajar dentro de los tanques deberían ser de 6 o 12 voltios para disminuir las posibilidades de electrocución.

Examen médico

19. Debería requerirse un examen médico antes del contrato de trabajo y posteriores exámenes médicos periódicos para todos los trabajadores.

Preparación

20. Es responsabilidad de la administración el educar y preparar a los trabajadores en prácticas de seguridad. Los empleados debería aprender sobre: uso adecuado de todos los equipos de funcionamiento, métodos seguros de carga, ubicación y funcionamiento de los extintores de fuego y el uso del equipo de protección personal.

Mantenimiento de registros

21. Se requiere que la administración guarde un registro de todos los accidentes y enfermedades de los trabajadores de la planta. Esta información debería estar a la disposición del Banco Mundial. Las evaluaciones sobre las heridas y los datos sobre la salud contribuirán a que el Banco verifique la efectividad de su programa de salud y seguridad laboral.