



ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA

**PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA
GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO
DOMINICANO**

Preparado para la:

**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
REPÚBLICA DOMINICANA**



Enero 2004



ÍNDICE GENERAL

0. PRESENTACIÓN	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ANTECEDENTES	2
3. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	4
4. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
4.1. Oferta existente	7
4.1.1. Oferta hidroeléctrica	7
4.1.2. Oferta termoeléctrica.....	8
4.2. Oferta futura	10
4.2.1. Proyectos hidroeléctricos	10
4.2.2. Centrales termoeléctricas.....	11
5. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS	13
5.1. Costo de la energía no servida	14
5.2. Soluciones encontradas.....	15
5.2.1. Caso base.....	16
5.2.2. Caso gas natural	21
5.2.3. Caso carbón mineral	25
5.2.4. Otros casos analizados: análisis de sensibilidad.....	29
6. COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN	31
7. CONCLUSIONES.....	34



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	Crecimiento PIB y Electricidad	4
2	Estacionalidad de la energía	4
3	Estacionalidad de la potencia	4
4	Tasas de crecimiento	5
5	Proyección de la demanda	6



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	Proyección de la demanda eléctrica	6
2	Capacidad instalada	7
3	Principales características de las centrales hidroeléctricas existentes	8
4	Características de las plantas térmicas existentes	9
5	Principales características de los proyectos hidroeléctricos existentes	10
6	Características de las plantas térmicas futuras	11
7	Precios de los combustibles	13
8	Características físicas de los combustibles	14
9	Caso base. Resumen del equipamiento	16
10	Caso base. Equipamiento detallado	16
11	Caso base. Resumen de costos para el caso base	17
12	Caso base. Balance de potencia activa	19
13	Caso base. Balance de energía media anual	20
14	Caso gas natural. Resumen del equipamiento	21
15	Caso gas natural. Equipamiento detallado	21
16	Caso gas natural. Resumen de costos para el caso base	22
17	Caso gas natural. Balance de potencia activa	23
18	Caso gas natural. Balance de energía media anual	24
19	Caso carbón mineral. Resumen del equipamiento	25
20	Caso carbón mineral. Equipamiento detallado	25
21	Caso carbón mineral. Resumen de costos para el caso base	26
22	Caso carbón mineral. Balance de potencia activa	27
23	Caso carbón mineral. Balance de energía media anual	28
24	Indicadores económicos para escenario medio	30
25	Indicadores económicos para escenario menor	30
26	Indicadores económicos para escenario mayor	31
27	Costos marginales medias anuales por bloque horario	33
28	Costos marginales estacionales	34



ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO No.	DESCRIPCIÓN
1	Descripción del modelo SUPER .
2	Módulo de demanda.
3	Módulo de hidrología.
4	Módulo de incertidumbre.
5	Módulo de simulación.
6	Análisis de sensibilidad
7	Memorando de la Gerencia de Fuentes Alternas y uso Racional de la Energía (segunda versión de diciembre 19 de 2003)



PROPUESTA DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

0. PRESENTACIÓN

La Comisión Nacional de Energía de República Dominicana –CNE- y la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- suscribieron un convenio de cooperación técnica, cuyo objetivo principal es establecer estrategias indicativas de obras de generación del sector eléctrico dominicano para el período 2004-2020.

Con base en el convenio, OLADE ha preparado este documento que contiene básicamente una propuesta de expansión de la generación, reflejado en un plan indicativo de obras, los balances de potencia y energía y los costos marginales de corto plazo para los períodos de punta, demanda media y base. Los resultados obtenidos han sido determinados con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Energía y utilizando como algoritmo de solución el sistema de planificación eléctrica regional **YUPCA** de OLADE.

En este informe, en primer lugar se presenta las características generales de la demanda eléctrica de República Dominicana, se indica la evolución ocurrida en el sector y la proyección de la demanda futura para tres escenarios. A continuación se describe la oferta eléctrica, desglosada en centrales existentes y futuras, separadas por fuente de energía: hídrica y térmica. Finalmente se propone un plan indicativo de expansión para los tres escenarios de demanda indicados y uno global que considera un plan “robusto” para todos ellos.

Los resultados están basados en dos pilares principales: la base de datos y la metodología matemática para la obtención del plan de expansión indicativo. La metodología ha sido probada exitosamente en casi todos los países de América Latina y también en República Dominicana. Los datos, de distinto origen primario (mercado eléctrico, hidrocarburos, generadores, transmisor, distribuidores, etc.), han sido preparados por la CNE con base en el Sistema de Información Energético Nacional (SIEN), y una Red Interinstitucional deben ser continuamente actualizados, por las distintas entidades responsables, por lo que se ha establecido una metodología para su actualización.

1. INTRODUCCIÓN

Para la economía de cualquier país, la energía eléctrica juega un papel estratégico ya que contribuye de manera directa en las actividades productivas y es además un factor fundamental para el bienestar de la población.

Eliminado: La

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica se deben realizar estudios de expansión de la generación que permitan establecer el equipamiento necesario para cubrirla. Dichos estudios



están basados en las predicciones de la demanda y energía y obedecen a un compromiso entre los niveles de confiabilidad, márgenes de seguridad del sistema y los costos asociados a la capacidad que se va a instalar.

En los países en desarrollo, la demanda de electricidad suele observar tasas de crecimiento superiores a las de la economía. En República Dominicana, por ejemplo, entre 1990 y 2002, la economía registró una tasa media de crecimiento de 5.5% anual, mientras que la correspondiente a la demanda de energía eléctrica fue de 7.8%¹.

Existen varios factores que inciden en que el crecimiento de la demanda de electricidad supere al del producto interno bruto (PIB). Uno de ellos es que el PIB incluye todas las actividades económicas, algunas de las cuales crecen a un ritmo menor que el resto de la economía. Otro constituye los precios de la electricidad a los usuarios: cuando éstos son bajos, no promueven el ahorro. También el crecimiento poblacional se traduce en nuevos usuarios de la red eléctrica lo que provoca que la demanda de fluido eléctrico aumente.

En el caso de que la predicción o el equipamiento se hayan efectuado por defecto, la calidad del servicio y el suministro de energía eléctrica se verán afectadas; no así en el caso de que éstos, se hayan efectuado por exceso lo que originaría un sobre equipamiento del sistema con su correspondiente sobre costo, el cual en un ambiente de mercado de competencia en generación, se traduce en una disminución de los precios de la electricidad para los usuarios y en un desincentivo para los generadores.

Eliminado:

Eliminado: la predicción

Para el logro de las metas previstas; esto es, un adecuado equilibrio entre la demanda y la oferta, adicionalmente es necesario conocer la capacidad instalada y disponible con que cuenta actualmente el sistema y su evolución en el tiempo, tomando en consideración los desarrollos que están en construcción y otros que podrían o deberían concretarse en proyectos requeridos por el sistema eléctrico.

República Dominicana cuenta con pocos recursos hídricos que se puedan destinar a la producción de electricidad en condiciones económicas interesantes. Los derivados de petróleo, el carbón mineral y el gas natural son importados.

2. ANTECEDENTES

La Nueva Ley de Electricidad, vigente desde julio de 2001, ha modificado sustancialmente el comportamiento de los actores que en él intervienen. El Estado tiene que cumplir en el nuevo contexto con una serie de funciones que le son propias, tales como la planificación indicativa, la regulación de los monopolios naturales y la supervisión del funcionamiento de los mercados competitivos.

Eliminado: nueva

¹ Fuente: CNE, sobre la base de datos oficiales.



El sector privado se encuentra a la espera de que se vayan concretando las políticas de gobierno que le permita actuar de manera más activa y eficaz. La participación privada en la distribución va a marcar una pauta importante en la toma de las decisiones futuras relacionadas con la expansión y operación del sistema eléctrico. Las distintas concesiones de generación que han sido otorgadas se encuentran en compás de espera de los futuros acontecimientos en el sector eléctrico dominicano. La nueva estructura tarifaria, planteada con base en estudios de abastecimiento de la demanda esperada, servirá para orientar la toma de decisiones. Tanto la política eléctrica, como la estructura tarifaria deben soportarse en estudios de satisfacción del crecimiento del mercado.

Eliminado: que establezca el

Eliminado: privatización de

La Comisión Nacional de Energía -CNE- y la Organización Latinoamericana de Energía -OLADE- suscribieron un convenio de cooperación técnica, mediante el cual OLADE se obliga a prestarle asistencia técnica para, conjuntamente con el personal de la CNE y otras instituciones que forman la "Red Interinstitucional", elaborar un plan indicativo de obras de generación para el período 2004 – 2020.

El sistema computacional denominado SUPER, desarrollado por OLADE, está orientado a la priorización, dimensionamiento y selección de proyectos eléctricos para satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de incertidumbre. Se establecen restricciones, que corresponden a las diferentes alternativas o casos que el planificador desea analizar. El sistema, entre otras funciones, determina en cada caso, el equipamiento de generación más adecuado, las fechas de entrada de los proyectos, las metas de generación para cada central del sistema, minimiza el valor esperado del costo total (inversión y operación) a lo largo del período de estudio y evalúa los costos de la energía eléctrica, motivados por el futuro desarrollo del sector eléctrico. El Anexo No. 1 contiene una breve descripción del modelo SUPER.

Con base en el convenio, se ha preparado este documento que contiene básicamente una propuesta de expansión de la generación, reflejado en un plan indicativo de obras, los balances de potencia y energía y los costos marginales de corto plazo para los períodos de punta, demanda media y base. Los resultados obtenidos han sido determinados con base en la información proporcionada por la CNE y se ha utilizado como algoritmo de solución el Sistema de Planificación Eléctrica Regional SUPER.

En este informe, en primer lugar se presenta las características generales de la demanda eléctrica de República Dominicana, se indica la evolución ocurrida en el sector y la proyección de la demanda para tres escenarios. A continuación se describe la oferta eléctrica, desglosada en términos de las centrales existentes y las futuras, separadas por fuente de energía: hídrica y térmica. Finalmente se propone el plan indicativo de expansión para los tres escenarios de demanda indicados y uno global que considera un plan "robusto" para todos ellos y que minimice el máximo arrepentimiento. Es decir, un plan que responda eficientemente al comportamiento del sistema para cualquier escenario de demanda.



3. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

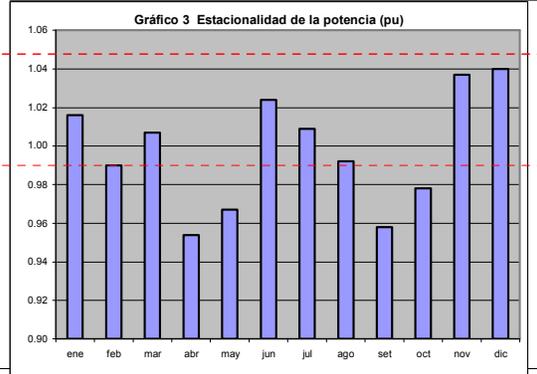
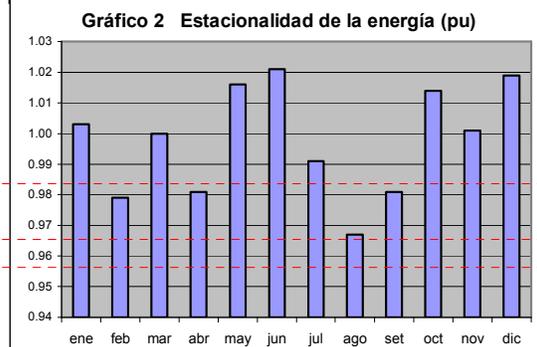
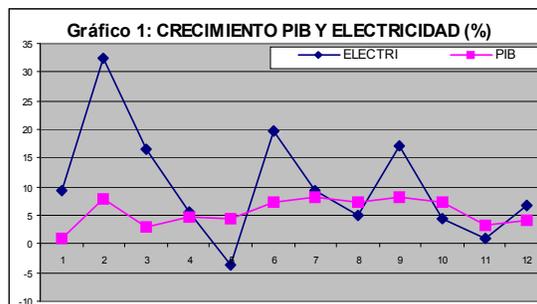
Dentro de la necesidad de crecimiento de la economía y de mejoramiento en la calidad de vida de los dominicanos, la disponibilidad de energía eléctrica se vuelve un requisito **fundamental** para la expansión de las actividades productivas, debido a que se requiere para elaborar bienes y servicios que satisfagan las necesidades de consumo de la población. Por consiguiente, su papel es crucial para asegurar la competitividad de la economía dominicana en el ámbito internacional en el mediano y largo plazo.

Muchas factores determinan la demanda de energía eléctrica. Entre ellos, los más importantes son el crecimiento económico y demográfico, el nivel del desarrollo del país, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios, innovaciones tecnológicas como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

La generación de energía eléctrica en República Dominicana se ha incrementado desde 3361 GWh en 1990 hasta 10449 GWh en 2002, lo que equivale a un crecimiento anual promedio de 9,9% en el período indicado.

Tal crecimiento ha tenido el máximo en el año 1992 cuando llegó a ser del 32.3%. Este alto crecimiento se explica fundamentalmente como una respuesta o consecuencia del racionamiento de energía eléctrica ocurrido el año 1991. El menor crecimiento ocurrió en el año 1995, en donde la tasa de crecimiento fue negativa e igual a 3.7%. En el gráfico 1 (Crecimiento PIB-electricidad) se aprecia estas circunstancias.

También conviene indicar que la década pasada ha sido afectada por racionamientos de electricidad lo que ha afectado al crecimiento del país.



Eliminado: términos generales.

Eliminado: podría ser calificado como moderado si se compara con el crecimiento

Eliminado: que

Eliminado: ; y excesivo si se compara con el

Eliminado: del

Eliminado: , de acuerdo con la figura



De acuerdo con la información estadística del organismo coordinador del sistema eléctrico dominicano, en el año 2002 la demanda máxima de potencia activa estimada en el sistema fue 1943 MW y la generación bruta de energía estimada fue de 11510 GWh.

Eliminado: CENACE

Eliminado: 10 612

Si bien existe una recuperación del mercado eléctrico, éste no ha crecido como se esperaba. Según análisis técnicos del sector, la tendencia de crecimiento es más bien conservadora, esto se debe a los periódicos cortes de energía en el sector eléctrico.

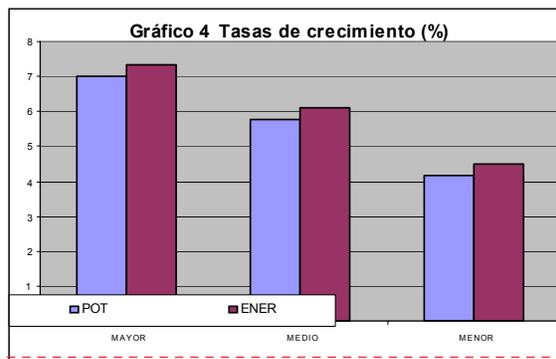
Eliminado: de los

Los gráficos No. 2 y 3 presentan la distribución estacional de la demanda eléctrica dominicana correspondiente al año 2001. Se puede concluir que los meses de mayor y menor consumo son diciembre y febrero, respectivamente; que entre los dos existe una variación cercana a un 18%. En los meses de marzo, mayo, agosto y noviembre el consumo es similar y cercano al valor medio. El mes de octubre forma una segunda punta que decae en noviembre y se recupera en diciembre; la diferencia entre estas 2 puntas es menor de un 2%.

En cuanto a la demanda máxima su mayor valor ocurre también en diciembre. Abril es el mes de menor demanda: la variación entre el mayor y menor mes de consumo es de 12%. Los meses de enero, marzo, julio y agosto son meses de comportamiento similar y su consumo es cercano al promedio. A partir de septiembre la demanda se vuelve creciente.

Los meses de mayor factor de carga son mayo y octubre, con valores del orden del 80%; mientras que agosto y noviembre son los de menor valor con un factor de planta del 74%. El factor de carga anual del sistema es 72%.

En cuanto a la proyección de la demanda, la CNE asumió los resultados del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico" realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía, ETEE, para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública, CREP, en 1997.



Los resultados de la prospectiva para tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: mayor, medio y menor tienen tasas de crecimiento medio anual para el período 2004-2020 de 7.4%, 6.1% y 4.5%, respectivamente, como se puede observar en el gráfico No. 4 y en la tabla No. 1.

Eliminado: establecido

Eliminado: con

Eliminado: .

Eliminado: ,

Para cada uno de estos escenarios se deberá definir un plan de expansión indicativo y posteriormente se propondrá un único plan "robusto"; es decir, que soporte cualquier escenario, satisfaciendo el criterio de minimización de los costos marginales de largo plazo.



Un primer análisis de la proyección de la demanda indica que el factor de carga del sistema crece progresivamente, desde el valor de 73.4% hasta el 77.2%, lo que permite concluir que se espera una mejor utilización de la energía eléctrica en el sistema eléctrico dominicano.

Eliminado: un mejor comportamiento del

La tabla No. 1 presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los tres escenarios de demanda establecidos por la CNE.

Tabla No. 1: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA						
AÑO	ESCENARIO MAYOR		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO MENOR	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2004	2,084	13,403	2,084	13,403	2,084	13,403
2005	2,267	14,623	2,229	14,382	2,209	14,255
2006	2,440	15,792	2,389	15,460	2,316	14,997
2007	2,638	17,127	2,550	16,557	2,421	15,723
2008	2,813	18,326	2,682	17,470	2,514	16,379
2009	3,048	19,917	2,866	18,726	2,626	17,165
2010	3,257	21,349	3,031	19,864	2,731	17,903
2011	3,471	22,817	3,198	21,029	2,840	18,675
2012	3,703	24,422	3,357	22,143	2,947	19,441
2013	3,942	26,080	3,525	23,324	3,044	20,142
2014	4,220	28,006	3,703	24,577	3,129	20,767
2015	4,478	29,809	3,891	25,907	3,233	21,526
2016	4,704	31,422	4,089	27,309	3,397	22,691
2017	5,034	33,734	4,324	28,977	3,537	23,709
2018	5,388	36,216	4,574	30,747	3,684	24,772
2019	5,766	38,881	4,838	32,626	3,837	25,883
2020	6,171	41,742	5,117	34,619	3,996	27,044
Crecim (%)	7.02	7.36	5.77	6.11	4.15	4.49

Fuente: CNE, basado en estudios de ETEE

El Anexo No. 2.1 contiene la estadística de la demanda horaria para todos los meses del año 2001, en el ámbito del sistema interconectado.

Un elemento importante que debe ser considerado en la proyección de la demanda es el volumen de pérdidas eléctricas que si bien no son facturadas en cambio si requieren que las centrales la produzcan. Este rubro ha ido creciendo de manera significativa y en la actualidad se considera que superan el 40%. Documentos oficiales indican que en 1999 la cifra de clientes ilegales era de 530 mil en comparación con los 734 mil de clientes legales.



4. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Oferta existente

La evolución de la capacidad instalada en República Dominicana en la década anterior fue muy reducida; sin embargo, la capacidad de producción disponible era mucho menor, debido a la falta de mantenimiento de las centrales de generación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), como resultado de problemas financieros y de gestión.

Para paliar la crisis energética de la década pasada, el gobierno decide promover la participación del sector privado. La emergencia impulsó a la CDE a firmar contratos sin licitación, con costos altos de la energía debido al tipo de centrales que se instalaron.

Los sectores comercial e industrial se vieron obligados a instalar generadores a diesel que solo pueden operar durante períodos de tiempo muy cortos, debido a su alto costo. Algunas estimaciones indican que estas plantas tienen una capacidad de generación cercana a los 500 MW de los cuales únicamente el 10% podría acoplarse a la red nacional.

A diciembre de 2002 el país disponía de 3006.4 MW instalados; de los cuales el 18% (542 MW) correspondía a centrales hidroeléctricas y el 82% (2464.4 MW) a centrales térmicas. Las turbinas a gas son las de mayor capacidad instalada (676.2 MW) y los motores diesel (113.9 MW) tienen tendencia a dar paso a tecnologías más eficientes.

	2000	2002
Plantas a vapor	591.5	606.2
Turbinas a gas	775.6	676.2
Ciclo combinado	175.0	485.0
Motores fuel oil	478.4	583.1
Motores gas oil	109.9	113.9
Hidroeléctrica	471.6	542.0
Total	2,602.0	3,006.4

Fuente: Organismo Coordinador. Memorias año 2002

Actualmente compiten en el sistema empresas de generación estatales y privadas. La transmisión está a cargo de una sola empresa del estado y, la distribución es atendida por empresas en las cuales el estado es un accionista importante.

Eliminado: generadores

Eliminado: o

4.1.1. Oferta hidroeléctrica

La oferta hidroeléctrica está constituida por las centrales de propiedad de la Corporación Dominicana de Electricidad. Actualmente cuenta con 542 MW de los cuales el 17% son centrales de pasada y el resto, 81% tienen embalse.



La tabla No. 3 siguiente presenta las principales características de los proyectos hidroeléctricos que han sido considerados en el estudio.

Tabla No. 3 Principales características de las centrales hidroeléctricas existentes						
PLANTA	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /seg)			GENERACION GWh	
		MEDIO	TURB	VERT		
1 ANGOSTURA	18.0	1.4	24.6	0.4	75.5	
2 C. E. MONCION	3.2	0.0	15.6	3.9	19.4	
3 HATILLO	9.6	40.8	19.4	21.2	58.3	
4 JIMENOA	10.5	7.8	5.2	2.6	42.6	
5 LAS DAMAS	8.3	1.1	1.1	0.0	26.9	
6 LOS TOROS	9.4	0.0	9.5	10.7	75.6	
7 SABANA YEGUA	13.0	20.1	13.1	6.8	82.1	
8 SABANETA	7.9	9.3	7.1	2.2	37.2	
9 AGUACATE	56.0	5.3	17.2	0.1	238.4	
10 JIGUEY	98.0	12.1	11.6	0.4	217.9	
11 MONCION	52.0	21.0	18.8	0.8	200.5	
12 RINCON	10.1	9.9	9.9	0.0	10.7	
13 RIO BLANCO	25.0	6.9	6.0	0.9	125.7	
14 TAVERA	100.0	28.5	23.5	0.2	199.3	
15 VALDESIA	52.0	3.0	11.6	0.0	59.3	

Fuente: EGEHIDRO y Modelo Super

4.1.2. Oferta termoeléctrica

Esta oferta proviene fundamentalmente de las centrales de las empresas generadoras públicas y privadas.

Eliminado: del sistema nacional,

Las turbinas a gas, las plantas a vapor y los motores a fuel oil son las centrales más representativas del sistema. Entre ellas representan más del 60% de la oferta térmica disponible.

En el año 2002 se instalaron 115 MW térmicos de los cuales 110 eran de ciclo combinado. A su vez se retiraron 134 MW entre turbinas a gas (99.4 MW) y turbo vapor (34.6 MW). Adicionalmente entró en funcionamiento la central hidroeléctrica Monción con 48 MW de capacidad instalada.

Para el retiro de estas centrales de la operación dentro del sistema se ha considerado la vida útil propia de acuerdo con su fecha de instalación y los mantenimientos mayores realizados.

La tabla No. 4 contiene los principales parámetros de estas centrales.



Tabla No. 4 Características de las plantas térmicas existentes

NOMBRE CENTRAL	CLASE TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Costo medio (US\$/MWh)	Rendimiento (%)
BARAHONA V	BARAHONA CARBON	42.0	18.62	30.0
CEPP-1	CEPP	16.8	35.60	40.0
CEPP-2	CEPP	56.0	35.60	40.0
HAINA TG	HAINA TG	95.0	64.68	29.0
FALCON 1	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
FALCON 2	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
FALCON 3	HAINA1 FUEL	66.0	47.92	29.0
HAINA 1	HAINA1 FUEL	50.0	47.92	29.0
HAINA 2	HAINA1 FUEL	50.0	47.92	29.0
HIGUAMO 1	HIGUAMO	34.0	63.75	29.0
HIGUAMO 2	HIGUAMO	34.0	63.75	29.0
ITABO 1 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 2 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 3 TG	ITABO GAS	34.0	63.75	29.0
ITABO 1 CARBON	ITABO1 CARBON	124.0	17.29	33.0
ITABO 2 CARBON	ITABO1 CARBON	115.0	17.29	33.0
A BARRIL	LAESA GAS	6.3	59.09	32.0
DAJABON	LAESA GAS	3.0	59.09	32.0
LA ISABELA	LAESA GAS	1.5	59.09	32.0
MONTECRISTI	LAESA GAS	7.6	59.09	32.0
OVIEDO	LAESA GAS	0.8	59.09	32.0
PIMENTEL	LAESA GAS	48.0	59.09	32.0
S GDE BOYA	LAESA GAS	1.5	59.09	32.0
YAMASA	LAESA GAS	2.3	59.09	32.0
MAXON TG	MAXON GAS	28.0	64.84	29.0
LA VEGA UF	PALAMARA	87.5	31.87	45.0
METALDOM	PALAMARA	42.0	31.87	45.0
MONTECRISTI	PALAMARA	100.0	31.87	45.0
PALAMARA UF	PALAMARA	103.0	31.87	45.0
SEABOARD EDM	PALAMARA	73.5	31.87	45.0
SEABOARD EDN	PALAMARA	37.3	31.87	45.0
SULTANA	PALAMARA	150.0	31.87	45.0
PCAUCEDO AES1	PC AES1	300.0	25.20	54.0
PTO PLATA 1	PPLATA1	25.0	42.73	33.0
PTO PLATA 2	PPLATA1	36.0	42.73	33.0
SMITH	SMITH ENRON	165.0	52.40	34.0
LOS MINA V	TG NATURAL	105.0	35.95	40.0
LOS MINA VI	TG NATURAL	105.0	35.95	40.0

Fuente: CNE, sobre la base de datos oficiales



4.2. Oferta futura

La oferta futura está orientada a satisfacer los crecimientos de la demanda eléctrica de República Dominicana. Debido a los plazos de construcción de las centrales y su nivel de estudios (caso de las hidroeléctricas, principalmente), en el corto plazo las centrales térmicas son las más solicitadas para satisfacer la demanda; en el mediano y largo plazo, las plantas hidráulicas tendrán una mayor opción. Sin embargo, la decisión de incorporarlas o no al sistema dependerá de su precio y del interés que tenga el gobierno para hacerlo.

Eliminado: Los tiempos

En vista que República Dominicana no dispone de recursos energéticos primarios que le permitan satisfacer su requerimiento futuro, y que por lo tanto debe importarlo, entonces para abastecer la demanda de los años futuros se ha considerado plantas térmicas que consuman principalmente gas natural y carbón mineral.

El gas natural puede ser utilizado en turbogas o en centrales a ciclo combinado.

4.2.1. Proyectos hidroeléctricos

La Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros. La tabla No. 5 presenta las principales características de estos proyectos

Eliminado: De acuerdo con la nueva ley de régimen del sector eléctrico, el sector privado competirá para satisfacer la demanda de electricidad. Varios han sido los inversionistas que han solicitado al gobierno ecuatoriano, el permiso de producir electricidad mediante la instalación de centrales térmicas. Hasta la presente fecha, Electroecuador, Electroquil, Electroquito, Ecuapower y Energy Corp. han incursionado en este campo.¶

Tabla No. 5 Principales características de los proyectos hidroeléctricos futuros

PLANTA	POTENCIA MW	TIPO	CAUDALES (m ³ /seg)			GENERAC GWh
			MEDIO	TURBI	VERT	
1 ARROYO GALLO	12.6	de pasada	2.3	2.4	0.0	42.5
2 BONITO	17.9	de pasada	15.9	14.8	1.1	53.5
3 EL TORITO	14.9	de pasada	3.0	3.0	0.0	66.8
4 HONDO VALLE	13.5	de pasada	1.3	1.3	0.0	48.2
5 LA HILGUERA	13.2	de pasada	6.9	6.1	0.8	58.9
6 MASIPEDRO	16.5	de pasada	3.5	3.5	0.0	42.9
7 PALOMINO	98.8	de pasada	10.3	10.3	0.0	148.3
8 PINALITO	39.0	de pasada	9.7	9.5	0.2	134.0
9 SAN PEDRO	18.6	de pasada	11.6	11.6	0.0	55.5
10 YASICA	14.0	de pasada	2.8	2.8	0.0	43.1
11 ALTO JIMENOA	34.0	embalse	7.3	7.3	0.0	84.2
12 ALTO YUNA	37.0	embalse	3.1	3.1	0.0	127.0
13 LAS PLACETAS	87.0	embalse	2.1	2.1	0.0	358.1
14 MANABAO-BEJUCAL	98.0	embalse	12.3	12.3	0.0	287.5

Fuente: EGEHID y Modelo Super

Eliminado: ¶



Los plazos de construcción de los proyectos hidroeléctricos hacen que la decisión de su construcción deba ser tomada con no menos de 5 años de anticipación a la puesta en servicio. Con la participación de la empresa privada, se considera que este tiempo puede ser menor, debido a la eficiencia que se espera de estos actores.

Eliminado: sustancialmente

Los Anexos No. 3.1 y 3.2 contienen, respectivamente, la información histórica de caudales afluentes y la energía media mensual de los distintos proyectos hidroeléctricos considerados en este estudio para el establecimiento del plan de expansión hasta el 2020.

Eliminado: 2010.

El anexo No. 4.1 presenta las principales características de los proyectos hidroeléctricos existentes y futuros que han sido seleccionados como candidatos para satisfacer la demanda eléctrica durante el período de estudio entre los años 2004 y 2020. En este anexo también se ha calculado los costos unitarios de potencia y energía con el objetivo de dar un índice de la bondad de los proyectos.

Eliminado: la primera década del próximo siglo.

Los proyectos hidroeléctricos reducen el efecto invernadero por lo que se propone a futuro considerar este aspecto, reduciendo sus costos de inversión en US\$ 5 por tonelada, correspondientes a los bonos del carbón para fuentes alternas.

4.2.2. Centrales termoeléctricas

El incremento de la demanda del sector eléctrico dominicano puede ser abastecido también por centrales térmicas que consuman gas natural y carbón mineral, siempre y cuando se preserve el ambiente.

Los principales tipos de centrales térmicas utilizadas en el estudio consumen gas natural y carbón mineral. La tabla No. 6 presenta las características más relevantes de las centrales que han sido consideradas en el plan de expansión de la generación para el período 2004-2020.

Tabla No. 6 Características de las plantas térmicas futuras

NOMBRE CENTRAL	CLASE TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Costo medio (US\$/MWh)	Rendimiento (%)	Vida útil (años)
VAPOR 2	CARBON1	125.0	14.55	38.0	25
VAPOR 3	CARBON1	125.0	14.55	38.0	25
VAPORMANZA	CARBON1	250.0	14.55	38.0	25
MONTE RIO CARBON	CARBON2	300.0	13.15	41.0	25
VAPOR 4	CARBON2	200.0	13.15	41.0	25
VAPOR 5	CARBON2	200.0	13.15	41.0	25
VAPOR 6	CARBON2	250.0	13.15	41.0	25
VAPOR 7	CARBON2	400.0	13.15	41.0	25
CESPM1	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20
CESPM2	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20



Tabla No. 6 Características de las plantas térmicas futuras (cont)

NOMBRE CENTRAL	CLASE TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Costo medio (US\$/MWh)	Rendimiento (%)	Vida útil (años)
CESPM3	CESPM NAT	100.0	29.76	50.0	20
CICLO COMB 1	CICLO COMBINADO 1	300.0	22.88	60.0	20
CICLO COMB 2	CICLO COMBINADO 1	300.0	22.88	60.0	20
CICLO COMB 3	CICLO COMBINADO 1	300.0	22.88	60.0	20
HAINA 4 CARBON	ITABO1 CA	65.0	17.29	33.0	20
SPM CARBON	MITSHUBISHI CARBON	33.0	16.71	32.0	20
DIEMANZA	PALAMARA	150.0	31.87	45.0	20
DIESEL HAINA	PALAMARA	70.0	31.87	45.0	20
DIESEL-PP	PALAMARA	35.0	31.87	45.0	20
HAINATG-NAT	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 1	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 2	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 3	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 4	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
TG NATURAL 5	TG NATURAL1	100.0	35.95	40.0	20
SEABOARD CAN	PALAMARA	50.0	31.87	45.0	20

Fuente: CNE sobre la base de datos oficiales

En el presente estudio no se consideraron centrales con energía renovable por la falta de información disponible a la fecha. De acuerdo con datos proporcionados por la Gerencia de Fuentes Alternas de la CNE², República Dominicana dispone de un alto potencial energético de este rubro que podría llegar a los 450 MW. Además se conoce del interés de inversionistas privados de instalar centrales relacionadas con la producción de la caña de azúcar (cogeneración). Para futuros estudios se sugiere disponer de proyectos concretos con información robusta que compitan en el abastecimiento futuro del sistema eléctrico.

También la energía eólica cobra importancia por lo que se recomienda realizar estudios que permitan medir la velocidad del viento y definir nuevas centrales. De acuerdo con la información citada en el párrafo anterior, el potencial eólico en el país es del orden de los 1000 MW. Así mismo se sugiere transformar este potencial en proyectos concretos que puedan ser cuantificados.

La penetración en el país del gas natural tendrá importancia significativa ya que se pueden obtener otros sectores de consumo para este combustible, como por ejemplo la industria y el transporte.

² Oficio de diciembre 11 de 2003, actualizado a diciembre 19, que se adjunta como anexo 7.



5. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS

La expansión de la generación de los sistemas eléctricos se vuelve cada vez más compleja por el aumento en el tamaño de los sistemas, sus posibilidades de interconexión, la estocasticidad de la contribución energética de las plantas hidroeléctricas, la disponibilidad y precios de los combustibles, el desarrollo de los mercados eléctricos, la incertidumbre en la demanda futura, entre otros.

Eliminado: capacidad de

El objetivo de la planificación es determinar de modo indicativo, un conjunto de obras y un cronograma de entrada en operación que minimicen los costos actualizados esperados de inversión y operación, cumpliendo con las restricciones asociadas, tales como plazos de construcción, limitaciones técnicas de equipos y disponibilidad de recursos para inversión.

Eliminado: y la presión que estas inversiones provocan sobre las finanzas de las entidades de energía eléctrica.

Eliminado: sin violar

Eliminado: De estas inversiones, la parte más importante corresponde a las unidades generadoras

La estructura de este problema permite descomponerlo en dos subproblemas: inversión y operación. El primero tiene por objetivo determinar las propuestas de plantas generadoras y sus fechas de entrada en operación. Tiene como característica su naturaleza combinatoria.

El subproblema de operación tiene por objetivo determinar el valor esperado del costo de operación para cada propuesta de inversión, incluyendo los costos financieros asociados. La parte de este problema asociada con la operación energética del sistema es esencialmente estocástica, multiperíodo, no separable y no lineal.

La integración entre los subproblemas se realiza por medio de un procedimiento iterativo que proporciona información sobre las consecuencias de las decisiones de inversión en el valor esperado del costo de operación, obtenidas de la solución del de operación; y en el monto de recursos disponibles para inversión, obtenidos del subproblema de inversión. Las soluciones de los dos deben ser expresadas utilizando solamente las variables del de inversión.

En el numeral 3 y de acuerdo con el análisis efectuado por la CNE fueron establecidos tres escenarios de demanda de energía eléctrica (valores anuales para el período 2004-2020). Esta información fue distribuida mensualmente a través de los coeficientes de distribución estacional y de tendencia de crecimiento, obtenidos con base en la información histórica de demandas horarias del año 2001 y procesada en el módulo de demanda del modelo **SUPER**.

Eliminado: la información suministrada

La tasa de actualización o descuento se ha considerado como un solo valor de 12%, es el parámetro comúnmente utilizado en este tipo de estudios. Su objetivo es expresar en valor presente (inicios del período de estudio) la inversión y los gastos de operación del sistema incurridos durante el período de análisis.

Se ha considerado un solo escenario de precios de los combustibles. Posteriormente se harán análisis de sensibilidad. Estos valores contenidos en la tabla No. 7, expresados en sus unidades más comunes, son los siguientes:



Tabla No. 7: Precios de los combustibles

COMBUSTIBLE	VALOR
Diesel (US\$/bl)	32.00
Fuel oil N. 6 (US\$/bl)	23.70
Gas oil Smtih (US\$/bl)	29.65
Carbón mineral (US\$/ton)	33.00
Gas natural (US\$/MBTU)	4.11

Fuente: Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlopk, 2003

Las características físicas y energéticas de los combustibles son las siguientes (tabla No. 8):

Tabla No. 8: Características físicas de los combustibles

	PODER CALÓRICO	G. ESPECÍFICA
Diesel (kcal/Kg)	10 900	0,88
Fuel oil N. 6 (kcal/Kg)	10 150	0,94
Gas oil Smtih (kcal/Kg)	10 600	0,90
Carbón mineral (Kcal/Kg)	6 500	
Gas natural (Kcal/m ³)	9 312	

Fuente: CNE y OLADE

5.1. Costo de la energía no servida

La optimización de los costos operativos del sistema en estudio parte del principio que existe una penalización por el desabastecimiento al mercado de energía. Esta penalización es una forma de establecer el compromiso entre los objetivos de minimizar los costos operativos y asegurar una calidad de abastecimiento adecuado para el sistema.

Existen dos puntos de vista distintos para tratar este problema. En el primero, el costo asociado a los déficit de energía debe reflejar la reducción en las actividades económicas provocada por el desabastecimiento al mercado. En esta línea, para la evaluación global de los costos asociados al país, se utiliza un método basado en la matriz de interrelaciones sectoriales (matriz insumo-producto) en cuanto que para la evaluación regional se utilizan métodos basados en regresiones econométricas.

Debido a la dificultad de cuantificación de estos efectos macroeconómicos, la adecuación de una estrategia de operación es frecuentemente evaluada por la confiabilidad en el abastecimiento energético. En este línea se fija un nivel de riesgo y sus costos y se minimiza el costo esperado de la operación de forma que la estrategia llega a este nivel de confiabilidad.

El otro punto de vista es la representación explícita de las restricciones de confiabilidad durante la recursión de la programación dinámica, lo que representa algunos problemas de modelaje en cuanto se emplea apenas una restricción para todo el período. Una alternativa a esta cuestión es el empleo de restricciones anilladas durante el período, pudiendo así garantizar el nivel del



riesgo exigido para el período todo y también los niveles parciales, compatibles para los subperíodos englobados en el total.

Se representó a través de una térmica ficticia con tres valores de la energía. Si el déficit de energía es menor del 10% de la demanda se asumió un valor igual a US\$ 60/MWh; hasta un 50% de la demanda US\$ 160/MWh y si fuera mayor el valor fue de US\$ 210/MWh. Esta información fue proporcionada por la Red Interinstitucional creada para los estudios de expansión del sector eléctrico. Para futuros estudios, se sugiere actualizar esta información.

Eliminado: Sin embargo, para el futuro se recomienda obtener esta información para el caso ecuatoriano, debido que son datos que se requieren para una serie de estudios.¶

5.2. Soluciones encontradas

Utilizando el Sistema de Planificación Eléctrica Regional **SUPER** se obtuvieron los planes de expansión indicativos de la generación para el sistema eléctrico dominicano, encontrando su óptimo definido como el mínimo costo total actualizado de inversión y de operación del sistema durante el período de estudio.

A continuación, se define el óptimo utilizando la opción de minimizar el máximo arrepentimiento; es decir, equipar el mercado asumiendo un escenario de demanda dado y suponiendo que podría ocurrir otro distinto. Esta opción hace que el escenario de demanda baja se “sobre equipe” ya que el costo del desabastecimiento es muy superior al costo de una sobre inversión ligera. Una situación opuesta ocurre con el escenario de mayor demanda. Sin embargo, el algoritmo permite evaluar decisiones “robustas” para el sistema, justamente analizando la incertidumbre del mercado.

Los parámetros que permitieron hacer sensibilidad en el estudio fueron la demanda de energía eléctrica, los precios de los combustibles, las tecnologías de las centrales térmicas y los proyectos hidroeléctricos. Todos ellos combinados establecieron una gama de resultados que permitieron encontrar una solución robusta al plan de expansión de la generación de energía eléctrica.

Los tres escenarios de demanda fueron analizados en todos los casos y se tomaron decisiones con respecto a la demanda más probable que esa la de crecimiento medio. Los precios de los combustibles se modificaron en un porcentaje hacia arriba y hacia abajo; se dio énfasis en las tecnologías de carbón mineral y gas natural y finalmente se forzó a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos.

Para todos los casos procesados se consideró una restricción física de entrada en servicio de los proyectos, que depende de su nivel de estudio y del tiempo de construcción.

Los casos considerados en el estudio fueron los siguientes:

Base Combinación de centrales térmicas con tecnología de carbón mineral y gas natural



- Caso 1 Penetración de la tecnología del gas natural en el país
- Caso 2 Penetración de la tecnología de carbón mineral
- Caso 3 Sensibilidad de los costos de los combustibles
- Caso 4 Instalación de las centrales hidroeléctricas.

5.2.1. Caso base

Del listado de nuevas instalaciones en el sector eléctrico concesionados al sector privado se consideró solo que la central Seaboard Can como fija para entrar en servicio en el año 2005. Las otras centrales fueron representadas como candidatas para que compitan. Esto permitirá tomar una decisión orientada a la satisfacción del cubrimiento de la demanda eléctrica en las mejores condiciones técnicas y económicas.

El modelo **SUPCE** utiliza el enfoque de optimización estocástica para representar de manera explícita las incertidumbres (demanda, hidrología, costos de combustibles, tiempos de construcción) y el procedimiento de decisión asociado. El planteamiento se lo hace como un problema de programación entera mixta multi-etapa, que suministra una estrategia de inversión para todo el período de planificación.

Resultados del equipamiento para el caso base.

Si se considera el escenario de crecimiento medio de la demanda como el más probable, el plan indicativo propuesto sería (tabla No. 9):

Tabla No. 9: Caso base. Resumen del equipamiento (MW)				
	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	798	375	775	1948
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	300	600	600	1500
Total	755	843	1210	2808

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPCE** sobre la base de datos de la CNE

Los valores negativos de la tabla No. 9 representan retiro de centrales. El equipamiento detallado por año y tipo de central se encuentra en la tabla No. 10. El estudio de la Empresa Media – Villegas – Oc, define de menare preliminar los sitios en donde se podrían construir las nuevas centrales.



Tabla No. 10. Caso base. Equipamiento detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO		
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65
	Spm Carbón	Carbón	33
	Cespm1	Gas natural	100
	Cespm2	Gas natural	100
	Cespm3	Gas natural	100
	Seaboard Can	Vapor bunker	50
2007	Vapor Carbón Azua	Carbón	300
2009	Vapor Carbón Itabo	Carbón	200
2010	Vapor Carbón	Carbón	200
2011	Ciclo Combinado P Cauceedo	Gas natural	300
2013	Ciclo Combinado Luperon	Gas natural	300
2014	Vapor Carbón Manzanillo	Carbón	250
2015	Vapor Carbón Barahona	Carbón	125
2016	Vapor Carbón Manzanillo	Carbón	250
2017	Vapor Carbón 7 *	Carbón	400
2019	Vapor Carbón 8 *	Carbón	125
	Ciclo Combinado 3 *	Gas natural	300
2020	Turbo Gas Natural 1 *	Gas natural	300
TOTAL			3498

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE
Sitios definidos por el estudio Media-Villegas-Oc.
* A ubicar posteriormente..

Haciendo un resumen de los resultados se puede concluir lo siguiente:

El 56% del equipamiento total corresponde a centrales a carbón mineral, el 43% a centrales de ciclo combinado y el 1% a plantas a bunker, actualmente en proceso de instalación.

Del equipamiento total del carbón mineral el 41% se lo hace en el período 2004-2010; el 19% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2116-2020.

Del equipamiento total del plantas a ciclo combinado el 20% se lo hace en el período 2004-2010; el 40% durante el quinquenio 2011-2015 y el 40% restante en el último quinquenio del período de estudio, 2116-2020.

La única central de vapor a bunker C se instala en el año 2005, debido a que se encuentra en etapa de construcción.



Otro análisis que se puede hacer es que el 33% se instala hasta el 2010; el 28% durante el quinquenio 2011-2015 y el 39% en el período 2016-2020.

Costos de los planes de expansión para el caso base.

La tabla No. 11 presenta un resumen de los costos para cada uno de los tres escenarios de demanda establecidos:

	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1071.19	1383.24	1647.19
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3450.78	4027.32	4655.33
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4521.98	5410.56	6302.52
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	49.39	50.20	51.58

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **Super**.

El anexo 4.3 presenta el resumen de los planes de expansión del sistema para los tres escenarios de demanda considerados y para el caso base establecido.

Para el caso base, se ha elaborado los balances de potencia y energía. El Anexo No. 4.4 contiene el balance de potencia para los tres escenarios de demanda (alto, medio y bajo); mientras que el Anexo No. 5.1 contiene en detalle el balance de energía media para el escenario de demanda media. Las tablas No. 12 y 13 a continuación presentan los balances resumidos de potencia activa y energía media para el caso base, escenario de demanda media. Estos valores son a bordes de generador.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

Tabla No. 12: CASO BASE BALANCE DE POTENCIA ACTIVA (MW)

	Años																	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1 Oferta Hidráulica	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.1 Existente	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.2 Futura																		
2 Oferta Térmica	2,345.1	2,568.1	2,434.1	2,700.1	2,700.1	2,900.1	3,100.1	3,400.1	3,400.1	3,700.1	3,818.1	3,943.1	4,193.1	4,593.1	4,593.1	4,853.1	5,153.1	
2.1 Existente	2345.1	2120.1	1986.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1655.1	1655.1	
2.2 Futuro	0.0	448.0	448.0	748.0	748.0	948.0	1,148.0	1,448.0	1,448.0	1,748.0	1,998.0	2,123.0	2,373.0	2,773.0	2,773.0	3,198.0	3,498.0	
Total Oferta	2818.1	3041.1	2907.1	3173.1	3173.1	3373.1	3573.1	3873.1	3873.1	4173.1	4291.1	4416.1	4666.1	5066.1	5066.1	5326.1	5626.1	
Demanda	2084.0	2229.0	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0	4838.0	5117.0	
Reserva (MW)	734.1	812.1	518.1	623.1	491.1	507.1	542.1	675.1	516.1	648.1	588.1	525.1	577.1	742.1	492.1	488.1	509.1	
Porcentaje	35.2	36.4	21.7	24.4	18.3	17.7	17.9	21.1	15.4	18.4	15.9	13.5	14.1	17.2	10.8	10.1	9.9	

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo JUPPE

El porcentaje de reserva de potencia en el sistema tiende a disminuir a valores económicos normales. En el año 2005 representa el 35% del sistema en el cual existen plantas no eficientes. A partir del 2014, año en que se retiran las centrales actualmente existentes, el sistema funciona totalmente con tecnologías modernas.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

Tabla No. 13: CASO BASE BALANCE DE ENERGIA MEDIA ANUAL (GWh)

	Años																
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 Oferta Hidráulica	1,872.0	181.0	2047.2	1930.1	2030.5	2064.6	2031.4	2008.0	2038.9	2077.0	2082.5	2060.5	2095.1	2006.8	2093.8	2049.5	2159.2
1.1 Existente	1,872.0	181.0	2047.2	1930.1	2030.5	2064.6	2031.4	2008.0	2038.9	2077.0	2082.5	2060.5	2095.1	2006.8	2093.8	2049.5	2159.2
1.2 Futura																	
2 Oferta Térmica	11533.9	12574.4	13417.0	14629.9	15443.3	16665.1	17836.6	19025.2	20108.9	21251.5	22499.0	23842.5	25218.0	26975.6	28636.1	30582.4	32466.1
2.1 Existente	11533.9	9971.6	10814.2	9400.6	10212.5	9872.0	9484.3	8326.3	9389.5	8196.7	7591.1	7970.9	7473.8	6135.7	7490.8	6390.8	7710.0
2.2 Futuro	0.0	2,602.8	2,602.8	5,229.3	5,230.8	6,793.1	8,352.3	10,698.9	10,719.4	13,054.8	14,907.9	15,871.6	17,744.2	20,839.9	21,145.3	24,191.6	24,756.1
Total Oferta	13405.9	14385.4	15464.2	16560.0	17473.8	18729.7	19868.0	21033.2	22147.8	23328.5	24581.5	25903.0	27313.1	28982.4	30729.9	32631.9	34625.3
Demanda	13406	14385.2	15463.4	16560.6	17473.8	18730	19868.3	21033.5	22147.7	23328.9	24582.1	25912.3	27314.5	28982.8	30753.1	32632.4	34625.7
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Porcentaje	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo **JUPER**

Las nuevas tecnologías de carbón mineral y ciclo combinado han tomando cada vez mayor posicionamiento en el sistema, reemplazando a generación térmica de menor eficiencia y por consiguiente de mayores costos unitarios.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

5.2.2. Caso gas natural

Dada la importancia que va tomando el gas natural en el sector energético regional y el avance tecnológico de las centrales a ciclo abierto y ciclo combinado, se decidió tomar como opción que el equipamiento futuro del sistema eléctrico dominicano sea abastecido por centrales que utilicen gas natural para la producción de energía eléctrica. Esta situación tiene sus ventajas y limitaciones, siendo una de ellas la de depender de un solo energético para el abastecimiento del sistema.

El plan de expansión obtenido, tanto resumido como detallado se presentan en las tablas No. 14. y No. 15, respectivamente.

Tabla No. 14 caso gas natural. Resumen del equipamiento (MW)

	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	148			148
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	1200	1000	1300	3500
Total	10005	868	1135	3008

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPER** sobre la base de datos de la CNE

Tabla No. 15 caso gas natural. Equipamiento detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO		
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65
	Spm Carbón	Carbón	33
	Cespm1	Gas natural	100
	Cespm2	Gas natural	100
	Cespm3	Gas natural	100
	Seaboard Can	Vapor bunker	50
2007	Ciclo combinado	Gas natural	300
2008	Ciclo combinado	Gas natural	300
2010	Ciclo combinado	Gas natural	300
2012	Ciclo combinado	Gas natural	300
2014	Ciclo combinado	Gas natural	300
	Turbo gas natural	Gas natural	100
2015	Ciclo combinado	Gas natural	300
2016	Turbo gas natural	Gas natural	100
2017	Ciclo combinado	Gas Natural	300
2018	Ciclo combinado	Gas natural	300
2019	Ciclo combinado	Gas natural	300
2020	Ciclo combinado	Gas natural	300
		TOTAL	3648

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

La tabla No. 16 contiene el resumen de costos de inversión, operación y medio para los tres escenarios de crecimiento del mercado considerados.

Tabla No. 16 caso gas natural. Resumen de costos

	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	661.85	1065.00	1235.28
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3948.18	4431.15	5065.47
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4610.03	5496.15	6300.75
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	51.75	51.29	51.56

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPER**.

Las tablas No 17 y No. 18 contienen los balances de potencia y energía para el escenario de crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica para el caso dominicano.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

Tabla No. 17: CASO GAS NATURAL. BALANCE DE POTENCIA ACTIVA (MW)

	Años																	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1 Oferta Hidráulica	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.1 Existente	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.2 Futura																		
2 Oferta Térmica	2345.1	2568.1	2434.1	2700.1	3000.1	3000.1	3300.1	3300.1	3600.1	3600.1	3868.1	4168.1	4268.1	4568.1	4868.1	5003.1	5303.1	
2.1 Existente	2345.1	2120.1	1986.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1655.1	1655.1
2.2 Futuro	0.0	448.0	448.0	748.0	1048.0	1048.0	1348.0	1348.0	1648.0	1648.0	2048.0	2348.0	2448.0	2748.0	3048.0	3348.0	3648.0	3648.0
Total Oferta	2818.1	3041.1	2907.1	3173.1	3473.1	3473.1	3773.1	3773.1	4073.1	4073.1	4341.1	4641.1	4741.1	5041.1	5341.1	5476.1	5776.1	
Demanda	2084.0	2229.0	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0	4838.0	5117.0	
Reserva (MW)	734.1	812.1	518.1	623.1	791.1	607.1	742.1	575.1	716.1	548.1	638.1	750.1	652.1	717.1	767.1	638.1	659.1	
Porcentaje	35.2	36.4	21.7	24.4	29.5	21.2	24.5	18.0	21.3	15.5	17.2	19.3	15.9	16.6	16.8	13.2	12.9	

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo **JUPER**

El porcentaje de reserva de potencia en el sistema tiende a disminuir a valores económicos normales. En el año 2005 representa el 36% del sistema en el cual existen plantas no eficientes. En los años que entran nuevas plantas, el margen de reserva se incrementa y existente la tendencia de llegar a márgenes cercanos al 10%, valores normales en sistemas eléctricos eficientes.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

	Años																	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1 Oferta Hidráulica	1888.9	1790.4	2018.8	2033.7	1916	2154.7	1949.2	2093.6	1939.7	2109.7	2049.3	2033.6	2108.2	2069.6	1965.3	2088.7	2099.9	
1.1 Existente	1888.9	1790.4	2018.8	2033.7	1916	2154.7	1949.2	2093.6	1939.7	2109.7	2049.3	2033.6	2108.2	2069.6	1965.3	2088.7	2099.9	
1.2 Futura																		
2 Oferta Térmica	11518.8	12595.8	13445.3	14528.5	15558.8	16576.2	17920.9	18941.7	20209.1	21220.4	22534.5	23879.2	25207.2	26914.8	28788.6	30539	32518.7	
2.1 Existente	11518.8	11806.9	12639.0	11385.0	10114.5	11080.7	10114.8	11084.5	10045.8	11003.0	9926.2	9002.4	10108.1	9529.3	9086.9	8517.4	8150.7	
2.2 Futuro	0.0	788.9	806.3	3143.5	5444.3	5495.5	7806.1	7857.2	10163.3	10217.4	12608.3	14876.8	15099.1	17385.5	19701.7	22021.6	24368.0	
Total Oferta	13406.0	14385.2	15463.4	16560.6	17473.8	18730.0	19868.3	21033.5	22147.7	23328.9	24582.1	25912.3	27314.5	28982.8	30753.1	32632.4	34625.7	
Demanda	13406.0	14385.2	15463.4	16560.6	17473.8	18730.0	19868.3	21033.5	22147.7	23328.9	24582.1	25912.3	27314.5	28982.8	30753.1	32632.4	34625.7	
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.8	7.6
Porcentaje	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

5.2.3. Caso carbón mineral

Al igual que en el caso del gas natural y dadas las características energéticas de República Dominicana y su cercanía a Colombia y Venezuela, grandes productores de carbón mineral, se decidió tomar como opción que el equipamiento futuro del sistema eléctrico dominicano sea abastecido por centrales que utilicen carbón mineral para la producción de energía eléctrica. Esta situación tiene sus ventajas y limitaciones, siendo una de ellas la de depender de un solo energético para el abastecimiento del sistema.

El plan de expansión obtenido, tanto resumido como detallado se presentan en las tablas No. 19. y No. 20, respectivamente.

Tabla No. 19: caso carbón mineral. Resumen del equipamiento (MW)

	2004-2010	2011-2015	2016-2020	TOTAL
Hidroeléctricas	0	0	0	0
Vapor bunker C	-50	-61	0	-111
Carbón mineral	1073	1000	1100	3173
Diesel	-293	-71	-165	-529
Gas natural	300			1500
Total	1030	868	935	2833

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPER** sobre la base de datos de la CNE

Tabla No. 20 Caso carbón mineral. Equipamiento detallado

AÑO	ESCENARIO MEDIO		
	NOMBRE PLANTA	TIPO	POTENCIA (MW)
2005	Haina 4 Carbón	Carbón	65
	Spm Carbón	Carbón	33
	Cespm1	Gas natural	100
	Cespm2	Gas natural	100
	Cespm3	Gas natural	100
	Seaboard Can	Vapor bunker	50
2007	Vapor carbón	Carbón	125
2008	Vapor carbón	Carbón	400
2010	Vapor carbón	Carbón	400
2012	Vapor carbón	Carbón	400
2014	Vapor carbón	Carbón	400
2016	Vapor carbón	Carbón	200
2017	Vapor carbón	Carbón	250
2018	Vapor Carbón	Carbón	200
2019	Vapor carbón	Carbón	400
2020	Vapor carbón	Carbón	250
TOTAL			3473

Fuente: procesamiento del modelo Super, con datos de CNE



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

La tabla No. 21 contiene el resumen de costos de inversión, operación y medio para los tres escenarios de crecimiento del mercado considerados.

Tabla No. 21: Caso carbón mineral. Resumen de costos			
	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1301.67	1581.15	2165.67
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3181.69	3727.94	3877.35
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	4483.36	5309.09	6043.02
COSTO TOTAL MEDIO (US\$/MWh)	48.35	47.90	47.90

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPERA**.

Las tablas No 22 y No. 23 contienen los balances de potencia y energía para el escenario de crecimiento medio de la demanda de energía eléctrica para el caso dominicano.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

Tabla No. 22: CASO CARBÓN MINERAL. BALANCE DE POTENCIA ACTIVA (MW)

	Años																	
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
1 Oferta Hidráulica	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.1 Existente	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0	473.0
1.2 Futura																		
2 Oferta Térmica	2345.1	2568.1	2434.1	2525.1	2925.1	2925.1	3325.1	3325.1	3725.1	3725.1	3993.1	3993.1	4193.1	4443.1	4643.1	4878.1	5128.1	
2.1 Existente	2345.1	2120.1	1986.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1952.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1820.1	1655.1	1655.1
2.2 Futuro	0.0	448.0	448.0	573.0	973.0	973.0	1373.0	1373.0	1773.0	1773.0	2173.0	2173.0	2373.0	2623.0	2823.0	3223.0	3473.0	3473.0
Total Oferta	2818.1	3041.1	2907.1	2998.1	3398.1	3398.1	3798.1	3798.1	4198.1	4198.1	4466.1	4466.1	4666.1	4916.1	5116.1	5351.1	5601.1	
Demanda	2084.0	2229.0	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4089.0	4324.0	4574.0	4838.0	5117.0	
Reserva (MW)	734.1	812.1	518.1	448.1	716.1	532.1	767.1	600.1	841.1	673.1	763.1	575.1	577.1	592.1	542.1	513.1	484.1	
Porcentaje	35.2	36.4	21.7	17.6	26.7	18.6	25.3	18.8	25.1	19.1	20.6	14.8	14.1	13.7	11.9	10.6	9.5	

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo **STAP**



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA DOMINICANO

Tabla No. 23: CASO CARBÓN MINERAL. BALANCE DE ENERGIA MEDIA ANUAL (GWh)

	Años																
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1 Oferta Hidráulica	1888.9	1790.4	2035.7	2046.4	1855.6	2162.6	1921.2	2123.3	1913.4	2152.6	2002.9	2068.3	2074.7	2054.6	2082.5	2079.7	2096.7
1.1 Existente	1888.9	1790.4	2035.7	2046.4	1855.6	2162.6	1921.2	2123.3	1913.4	2152.6	2002.9	2068.3	2074.7	2054.6	2082.5	2079.7	2096.7
1.2 Futura																	
2 Oferta Térmica	11518.8	12595.8	13428.7	14515	15618.8	16567.7	17947.5	18911	20234.3	21176.6	22578.8	23844	25240	26928.1	28671.1	30552.9	32529.7
2.1 Existente	11518.8	11806.9	12623.5	12752.8	10433.7	11340.3	9334.8	10245.5	8185.7	9084.8	7074.6	8288.1	7950.7	7694.3	7685.6	6111.2	6177.5
2.2 Futuro	0.0	788.9	805.2	1762.2	5185.1	5227.4	8612.7	8665.5	12048.6	12091.8	15504.2	15555.9	17289.3	19233.8	20985.5	24441.7	26352.2
Total Oferta	13406.0	14385.2	15463.4	16560.6	17473.8	18730.0	19868.3	21033.5	22147.7	23328.9	24582.1	25912.3	27314.5	28982.8	30753.1	32632.4	34625.7
Demanda	13406.0	14385.2	15463.4	16560.6	17473.8	18730.0	19868.3	21033.5	22147.7	23328.9	24582.1	25912.3	27314.5	28982.8	30753.1	32632.4	34625.7
Déficit (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Porcentaje	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: OLADE; procesamiento del Modelo **SIEMPRE**



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

5.2.4. Otros casos analizados: análisis de sensibilidad

Con el propósito de evaluar el impacto de las nuevas tecnologías y de la participación de las centrales hidroeléctricas de uso múltiple se analizaron los siguientes casos ya mencionados anteriormente.

- Caso 1: Penetración en el sistema eléctrico dominicano del gas natural con tecnologías de ciclo combinado y eventualmente de ciclo abierto.
- Caso 2: Similar al caso anterior, pero ahora la tecnología que interviene mayoritariamente en el sistema es el carbón mineral.
- Caso 3: Se realiza una sensibilidad en los costos del carbón mineral en 20% superior para analizar su impacto en el plan de expansión de la generación.
- Caso 4: Se realiza una sensibilidad en los costos de los combustibles aumentando su valor en 20% excepto al carbón mineral.

Las centrales hidroeléctricas, debido entre otros factores a su tiempo de construcción, no aparecen como opciones para cubrir la demanda. Considerando además que la construcción de los embalses de los proyectos hidroeléctricos futuros sirven para usos múltiples como el riego, por ejemplo, se evalúa el incremento de costos en el sector por la decisión de construir plantas hidroeléctricas.

- Caso 5: Manabao Bejucal en Construcción.
- Caso 6: La central hidroeléctrica Las Placetas en construcción.
- Caso 7: La central hidroeléctrica Palomino en construcción.
- Caso 8: El presupuesto total del proyecto hidroeléctrico Manabao Bejucal es reducido en un 50%, debido a sus externalidades
- Caso 9: El presupuesto total del proyecto hidroeléctrico Las Placetas es reducido en un 40%, debido a sus externalidades

Las tablas No. 24, 25 y 26 presentan un resumen de los principales indicadores económicos para los distintos casos analizados, que fueron encontrados utilizando la simulación lineal continua que ofrece el módulo de incertidumbre del **SUPER**. El anexo 6 contiene en detalle los planes de expansión, balances de potencia y energía, costos marginales y requerimiento de combustible para cada uno de estos casos.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

Tabla No.24: Indicadores económicos para escenario medio.

	COSTOS TOTALES (10 ⁶ US\$)			COSTO MEDIO (US\$/MWh)
	INVERSIÓN	OPERACIÓN	TOTAL	
Caso 1	1065.0	4431.2	5496.2	51.29
Caso 2	1581.2	3727.9	5309.1	47.90
Caso 3	1281.7	4364.0	5582.8	52.07
Caso 4	1387.9	4570.0	5957.9	51.51
Caso 5	1510.7	3594.8	5465.5	50.70
Caso 6	1441.6	4017.8	5459.4	50.60
Caso 7	1453.3	4033.6	5486.9	51.10
Caso 8	1386.7	4010.9	5397.6	49.50
Caso 9	1363.7	4040.5	5402.2	49.60

Fuente: procesamiento del modelo [SUPCE](#)

Como se puede observar en la tabla No. 24, la inversión varía de acuerdo con la incorporación al plan de expansión de proyectos eléctricos en donde el capital tiene un uso intensivo, como son los hidroeléctricos. Paralelamente, el costo variable se reduce en los casos en donde los proyectos hidroeléctricos participan en la operación del sistema. Los casos en donde participan los proyectos hidroeléctricos el costo total es mayor.

Dependiendo del incremento o reducción de los costos de los combustibles, el costo variable asociado con la operación del sistema eléctrico también se ve afectado en relación directa.

De todas maneras, las tecnologías que intervienen en la solución del problema de expansión de la generación se siguen manteniendo, dando robustez a la solución encontrada en el caso base.

Tabla No.25: Indicadores económicos para escenario menor

	COSTOS TOTALES (10 ⁶ US\$)			COSTO MEDIO (US\$/MWh)
	INVERSIÓN	OPERACIÓN	TOTAL	
Caso 1	661.9	3948.2	4610.0	51.75
Caso 2	1301.7	3181.7	4483.4	48.35
Caso 3	834.3	3846.6	4680.9	52.47
Caso 4	1421.3	3500.7	4922.0	48.04
Caso 5	1119.9	3460.7	4580.6	51.00
Caso 6	1179.8	3397.0	4576.8	50.90
Caso 7	1065.4	3541.2	4606.6	51.70
Caso 8	1063.9	3465.2	4529.1	49.60
Caso 9	1132.6	3397.6	4530.2	49.60

Fuente: procesamiento del modelo [SUPCE](#)



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

Para el escenario de crecimiento menor de la demanda de electricidad, las conclusiones observadas en el escenario medio siguen siendo válidas.

Tabla No.26: Indicadores económicos para escenario mayor

	COSTOS TOTALES (10 ⁶ US\$)			COSTO MEDIO (US\$/MWh)
	INVERSIÓN	OPERACIÓN	TOTAL	
Caso 1	1235.3	5065.5	6300.8	51.56
Caso 2	2165.7	3877.4	6043.1	47.90
Caso 3	1651.8	4845.4	6497.2	53.73
Caso 4	1798.4	5110.2	6908.6	53.80
Caso 5	1729.0	4609.0	6338.0	52.10
Caso 6	1674.2	4668.8	6343.0	52.20
Caso 7	1746.7	4622.4	6369.1	52.50
Caso 8	1560.1	4738.6	6298.7	51.50
Caso 9	1635.8	4654.0	6289.8	51.40

Fuente: procesamiento del modelo [SUPER](#)

Adicionalmente fue realizado un análisis comparativo entre el carbón mineral y los proyectos hidroeléctricos futuros. El resultado mostró que para que éstos se vuelvan competitivos y entren a operar en el sistema, el costo del carbón mineral deberá incrementarse en cerca de cuatro veces.

Como se mencionó antes, los “bonos del carbón” pueden ayudar a la construcción de proyectos hidroeléctricos.

6. COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN

Se entiende por costo marginal la relación entre un incremento del costo total en el sistema de generación, necesario para abastecer un incremento del mercado de energía eléctrica.

El concepto de costo marginal es utilizado en la planificación de la expansión y de la operación de sistemas generadores en dos áreas principales:

- Estudios tarifarios
- Criterios de abastecimiento y operación óptima del parque generador.

Los estudios tarifarios a costo marginal parten de la hipótesis que los consumidores deben pagar, al solicitar una carga del sistema, el costo incurrido por el sistema para abastecer este incremento de carga. La tarifa de energía eléctrica es definida en función del costo marginal,



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

que varía en función del tipo de carga, de su localización en la red y de la hora y estación del año en que se realiza el consumo.

En los estudios de planificación de la expansión y operación de sistemas generadores se distinguen tres tipos de costos marginales:

- Costo marginal de operación, o de corto plazo;
- Costo marginal de expansión, o de largo plazo;
- Costo marginal de dimensionamiento, o de muy largo plazo.

El costo marginal de corto plazo es el costo por unidad de energía producida incurrido al atender un incremento de carga del sistema a través de los medios ya existentes; esto es, sin adicionar nuevas fuentes generadoras al mismo. El incremento de carga es abastecido, en un sistema hidrotérmico, a través de la disminución de vertimientos en las centrales hidroeléctricas (costo cero), a través de una mayor generación en las centrales termoeléctricas existentes o a través de un aumento del déficit esperado.

En estudios de planificación de la operación, el costo marginal de operación puede ser calculado bajo enfoques diferentes, en función del horizonte de estudio considerado y del grado de incertidumbre en la representación de las condiciones operativas. Por ejemplo, el costo marginal de operación, calculado en estudios de planificación anual con la representación de la estocasticidad de las afluencias hídricas, es muchas veces denominado costo marginal de mediano plazo. En estudios de planificación mensual, con representación determinística de las hidrologías, se obtiene el costo marginal de corto plazo.

El costo marginal de largo plazo, o de expansión, es el costo por unidad de energía producida al atender un incremento de carga en el sistema a través de incorporar al mismo una nueva central generadora.

Si el costo marginal de operación es inferior al costo de expansión, entonces es más económico abastecer el incremento de carga por el sistema existente; la confiabilidad supera el nivel adecuado y el sistema se encuentra sobre dimensionado. En el caso contrario, es más económico abastecer un incremento de carga considerando la anticipación de proyectos de generación: la confiabilidad se sitúa debajo de lo deseable y el sistema está subdimensionado. De esta forma se concluye que el sistema está correctamente dimensionado cuando ocurre igualdad entre los costos marginales de operación y de expansión.

El costo marginal de muy largo plazo representa el valor presente de los costos marginales futuros de expansión del sistema en un horizonte cercano a los 30 años. Es utilizado para valorizar económicamente los beneficios energéticos de una central generadora, en análisis económicos de dimensionamiento de centrales.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

Para cada uno de los casos analizados se ha determinado valores mensuales promedios, en los bloques horarios de punta, demanda media y base de los costos marginales de operación del sistema.

La tabla No. 27 presenta los valores anuales de los costos marginales para el caso base considerando el escenario medio de crecimiento de la demanda eléctrica.

Tabla No. 27: Costos marginales medios anuales por bloque horario (US\$/MWh)				
AÑO	PUNTA	MEDIA	BASE	PROMEDIO
2004	52.5	45.6	39.0	45.6
2005	44.2	35.2	32.5	36.5
2006	48.7	36.9	34.4	38.9
2007	43.4	34.5	31.8	35.8
2008	48.2	35.3	32.5	37.4
2009	48.2	35.0	31.8	37.1
2010	47.3	34.6	31.8	36.7
2011	42.3	32.3	31.4	34.2
2012	48.2	33.9	31.7	36.4
2013	44.5	32.2	31.4	34.6
2014	44.9	31.9	30.6	34.3
2015	46.7	32.1	30.9	34.9
2016	45.5	31.8	30.4	34.3
2017	36.7	31.4	27.2	31.6
2018	46.5	31.9	29.8	34.4
2019	40.4	31.4	27.1	32.3
2020	41.4	32.1	30.0	33.5
Estacional	46.7	35.3	32.6	37.1

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPER**

Estos valores no son necesariamente iguales de los que actualmente obtiene el sistema debido principalmente a que las hipótesis consideradas son sustancialmente diferentes, tales como: el **SUPER** es un modelo energético que no considera restricciones eléctricas de muy corto plazo, el valor asignado al combustible, los períodos de mantenimiento, etc. Como anexo No. 5.2, se indica la variación mensual de los costos marginales de generación para el período de estudio, para el caso base y escenario de demanda media.



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

Los valores de costos marginales variables de operación muestran una tendencia a la base, motivada por la incorporación de nuevas tecnologías eficientes al sistema. El valor promedio del período está por la mitad del valor actual en el sistema.

Durante todo el período de estudio los costos marginales para los bloques horarios medio y de base no tienen una diferencia mayor. Esto permitirá que en estudios futuros se puedan analizar solo dos bloques horarios y no los tres. El ahorro en tiempo computacional es grande sin pérdida de precisión y objetividad.

Para el período de análisis considerado, los costos marginales de punta, son un 26% más altos que los valores promedio del período, los costos marginales del bloque medio representan el 95% de los valores promedios y los del bloque de base son el 87%.

Si al año se le divide en dos partes, como período crítico y período no crítico y se consideran los meses de diciembre y abril como representativos de cada uno de ellos, los costos marginales medios serían los siguientes (tabla No. 28):

Tabla No. 28: Costos marginales estacionales (US\$/MWh)			
Bloque horario	Período Crítico	Período No crítico	Anual
Punta	52.7	40.5	46.7
Medio	36.0	35.3	35.3
Base	33.7	31.8	32.6
Promedio	39.1	35.6	37.1

Fuente: OLADE, procesamiento del modelo **SUPER**

7. CONCLUSIONES

La utilización del modelo **SUPER** permite encontrar resultados satisfactorios para cubrir el crecimiento del sistema eléctrico dominicano en condiciones de mínimo costo y con un cierto grado de confiabilidad. Las presentaciones de los resultados ante distintos organismos han sido bien recibidas y no se han encontrado comentarios de fondo que invaliden los resultados.

Los planes de expansión de largo plazo establecidos no son camisas de fuerza que deben ser ejecutados inexorablemente, sino son solo indicativos. Debido a la dinámica del sector eléctrico, indican la tendencia de las nuevas inversiones y dan pautas para que los sectores interesados tomen sus respectivas decisiones.

Eliminado: ¶

Eliminado: 7. SISTEMA DE TRANSMISION.¶

¶ El modelo **SUPER** tiene la capacidad de analizar la ampliación del sistema troncal de transmisión, dividiendo a la región de estudio hasta en 6 subsistemas eléctricos, con sus características de demanda eléctrica y de oferta. Como el modelo es uno energético de largo plazo y no eléctrico de operación, la representación del sistema de transmisión es simple: solo requiere de datos de capacidad de transmisión entre nudos y pérdidas para el sistema existente y adicionalmente costos y calendario de inversiones para las posibles ampliaciones futuras.¶

¶ Esta característica permite analizar aspectos como de coincidencia de la demanda máxima de potencia activa; variación estacional de la demanda, diferentes regímenes hidrológicos, etc. En el aspecto de expansión, justamente permite aprovechar la energía secundaria de una región para abastecer la demanda de otra que está en período crítico.¶

¶ Para el caso ecuatoriano, desafortunadamente solo se disponía la información de demanda horaria anual a nivel nacional y no por regiones, por lo que el estudio se redujo a analizar el plan de expansión de la generación. De todas maneras, conviene insistir en el hecho de que las entidades responsables del sector eléctrico disponen ya de una herramienta ágil y eficaz para la toma de decisiones de expansión.¶



EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DOMINICANO

Los presupuestos de las centrales hidroeléctricas deben ser ajustados considerando las externalidades del proyecto. Esto permitirá hacerlas más competitivas.

Los proyectos hidroeléctricos reducen el efecto invernadero por lo que se propone a futuro considerar este aspecto, reduciendo sus costos de inversión en US\$ 5 por tonelada, correspondientes a los bonos del carbón para fuentes alternas.

El punto de quiebre entre el gas natural y el carbón mineral es del orden del 15%, razón por la cual se justifica que el equipamiento futuro sea una combinación de tecnologías que utilicen estos dos combustibles.

El equipar el sistema con centrales eléctricas que utilicen un solo tipo de combustibles puede resultar muy oneroso para el sistema, si es que su costo crece más de lo previsto.

La utilización de nuevos recursos renovables no convencionales como el eólico y la biomasa es una realidad. Se recomienda que su potencial sea concretado en proyectos que permitan su evaluación técnica y económica y se justifique su utilización.

La preparación de la información para determinar nuevos planes indicativos es una actividad permanente.

Se recomienda mantener activa la Red Interinstitucional ya que generará beneficios importantes para las distintas instituciones que lo conforman.

Eliminado: ¶

Eliminado: El crecimiento negativo de la demanda eléctrica para el presente año, sugiere un análisis mayor de la proyección de este parámetro, que es determinante en el plan de expansión de la generación de energía eléctrica.¶