



Comisión Nacional de Energía

República Dominicana
GERENCIA ELÉCTRICA

***PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN
DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005***



Foto: Presa de Valdesia, provincia San Cristóbal.

Cortesía del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC).

Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

MAYO 2006

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
Tel. (809) 732-2000/10, Fax:(809) 547-2073. Web Site: www.cne.gov.do , E-Mail: avasquez@cne.gov.do



ÍNDICE GENERAL

TITULO	PAGINA
1. PRESENTACIÓN	1
2. INTRODUCCIÓN	2
3. JUSTIFICACIÓN	3
4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
5.1 OFERTA EXISTENTE	7
5.1.1 OFERTA HIDROELÉCTRICA	8
5.1.2 OFERTA TERMOELÉCTRICA	9
5.2 PROYECTOS CANDIDATOS	11
5.2.1 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	11
5.2.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	11
5.2.3 PROYECTOS EÓLICOS	13
6. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS	14
6.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES	14
6.1.1 COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN	16
6.1.2 COSTO ENERGÍA NO SERVIDA	18
6.2 SOLUCIONES ENCONTRADAS	19
6.2.1. CASO BASE	20
6.2.1.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO	21
6.2.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	28
6.2.2. CASO 1-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	35
6.2.3. CASO 2-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	39
6.2.4. CASO 3-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	43
6.2.5. CASO 4-INCREMENTO DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	47
6.2.6. CASO 5-INCREMENTO DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	51
6.2.7. CASO 6-INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	55



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRAFICO No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	TASA DE CRECIMIENTO GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL PIB	4
2	INYECCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA 1990-2005	4
3	COEFICIENTES ESTACIONALES ANUALES EN P.U	5
4	CURVAS DE CARGA DIARIA POR DÍAS TIPO	5
5	TASAS DE CRECIMIENTO POR ESCENARIO DE DEMANDA	6
6	PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW	6
7	PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN GWh	6
8	CAPACIDAD INSTALADA FEBRERO 2006	7
9	COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA 2005	9
10	COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN TOTAL 2005	9
11	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN US\$/MMBTU	15
12	COMPORTAMIENTO DE LOS COSTOS MARGINALES	17
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	21
14	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	23
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	23
16	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	24
17	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	25
18	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	26
19	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	27
20	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	28
21	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	30
22	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	30
23	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	31



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

24	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	32
25	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	33
26	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	34
27	CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	36
28	CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	38
29	CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	40
30	CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	42
31	CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	44
32	CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	46
33	CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	48
34	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	50
35	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	52
36	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	54
37	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	56
38	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	58



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE POTENCIA	6
2	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE ENERGÍA	6
3	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES	8
4	CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS TÉRMICAS EXISTENTES	10
5	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS FUTUROS	11
6	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICOS	12
7	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	15
8	PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES	16
9	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO	20
10	CASO BASE RESUMEN DE COSTOS	20
11	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	21
12	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	22
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	23
14	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	24
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	25
16	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	26
17	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	27
18	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	28
19	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	29
20	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	30
21	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	31



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

22	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	32
23	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	33
24	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	34
25	CASO 1 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	35
26	CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	36
27	CASO 1-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	37
28	CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	38
29	CASO 2 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	39
30	CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	40
31	CASO 2-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	41
32	CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	42
33	CASO 3 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	43
34	CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	44
35	CASO 3-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	45
36	CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	46
37	CASO 4 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	47
38	CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	48
39	CASO 4-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	49
40	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	50
41	CASO 5 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	51
42	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	52
43	CASO 5-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	53
44	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	54
45	CASO 6 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	55
46	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	56
47	CASO 6-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	57
48	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	58



1. PRESENTACIÓN

De conformidad con la Ley General de Electricidad No.125-01 y su reglamento, la Comisión Nacional de Energía tiene como una de sus principales tareas la elaboración de un Plan Energético Nacional (PEN) que posea un carácter integral e indicativo. Integral, porque en su estructura y contenido tiene que tener presente todas las fuentes de energía, así como todos los sub-sectores que conforman el sector energía. Indicativo, en el sentido de que servirá como patrón para las diferentes (presentes y futuras) políticas que el Estado Dominicano asumirá sobre los proyectos de inversión y desarrollo del sector privado.

Siendo el sub-sector Electricidad uno de los principales pilares de un Plan Energético Nacional, y siendo uno de sus renglones, la Generación, la que requiere de mayor inversión de capitales privados. La Gerencia Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía ha preparado un **Plan Indicativo de la Generación (PIG)** para el Subsector Eléctrico Dominicano, con el objetivo de convertirlo en un instrumento, que previendo el crecimiento del sector, establezca las mejores alternativas de desarrollo y promueva la inversión privada en el campo de la generación.

Siguiendo este orden de ideas el PIG contiene básicamente:

- ❑ Una propuesta de expansión de la generación, reflejado en un plan indicativo de obras.
- ❑ Los balances de potencia y energía de estos planes de obras.
- ❑ Y los costos marginales de corto plazo para los períodos donde aparece la demanda de punta, la demanda media y la demanda base.

Los resultados obtenidos han sido determinados con base en la información de distintas fuentes de gran confiabilidad, como lo son: el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (OC) de la Republica Dominicana, el Banco Central de la Republica Dominicana, la Energy Information Administration (EIA)-Official Energy Statistics from the U.S. Government, la North American Electric Reliability Council (NERC), la Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHIDRO), el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), el trabajo de "Actualización del Estudio de Mercado y Proyecciones de Demanda del Sector Eléctrico de la Republica Dominicana" realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía (ETEE), para la Comisión de Reforma de la Empresa Publica (CREP), y el informe final "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables" elaborado por la firma consultora CESI para el OC en el 2002.



Además se ha utilizado como algoritmo de solución el **Sistema de Planificación Eléctrica Regional (SUPER)**. El sistema computacional denominado (**SUPER**), desarrollado por la Organización Latinoamericana de Energía (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. Esto se hace estableciendo 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.

En este informe, en primer lugar se presenta las características generales de la demanda eléctrica de la República Dominicana junto a su posible evolución a futuro para dos escenarios de crecimiento. A continuación se describe la oferta eléctrica, y se propone un plan indicativo de expansión para los dos escenarios de demanda indicados. Finalmente se realizan sensibilidades tomando como parámetros los precios de los combustibles.

2. 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.

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 de 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 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.

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,



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

tomando en consideración los que podrían o deberían concretarse en proyectos requeridos por el sistema eléctrico.

Con este ajuste anual nos proponemos cumplir con el mandato que el literal f) del artículo 27 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual dicta: "Posteriormente (el PEN) deberá tener ajustes anuales, en los cuales se evalúe el grado de cumplimiento y/o las condiciones que obliguen a cambiar la estrategia de desarrollo del sector."

3. JUSTIFICACIÓN

La nueva Ley del 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.

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. 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.

4. 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.

Muchos 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.

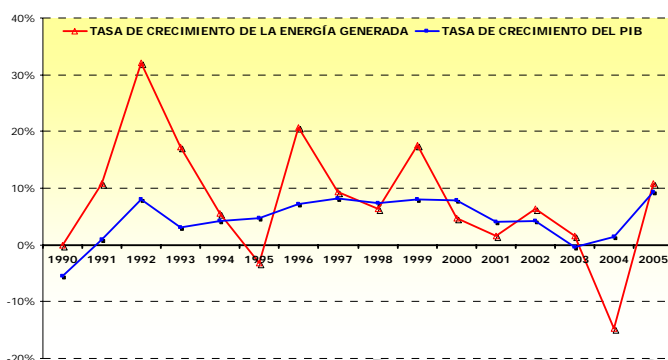


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Durante gran parte de la década de los noventa, la demanda de energía eléctrica en la R.D. nunca pudo satisfacerse, pues esta crecía a un ritmo mucho mayor que la oferta de generación, y esta última a su vez no era fruto de una planificación coherente. Durante los años posteriores, debido a una grave crisis económica en todos los sectores nacionales, la demanda abastecida quedó en paulatino descenso, llegando en el 2004 al punto de contraerse en un 14.70%.

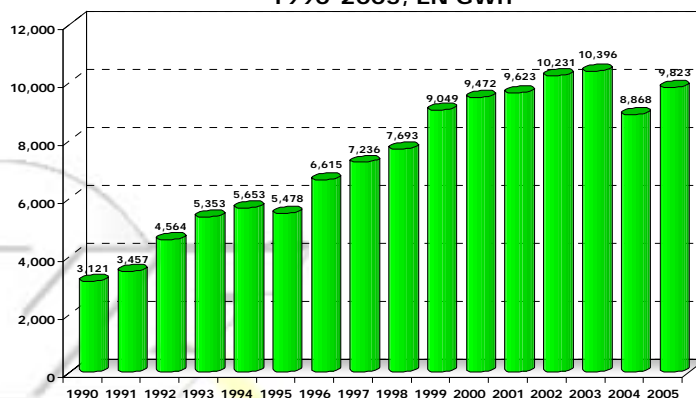
Este comportamiento puede observarse en las siguientes figuras:

Grafico 1. TASAS DE CRECIMIENTO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL PIB PARA EL PERIODO 1990-2005



Fuentes:
1-BANCO CENTRAL.
2-ORGANISMO COORDINADOR.

Grafico 2. INYECCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO, SENI 1990-2005, EN GWh



Fuente:
ORGANISMO COORDINADOR.

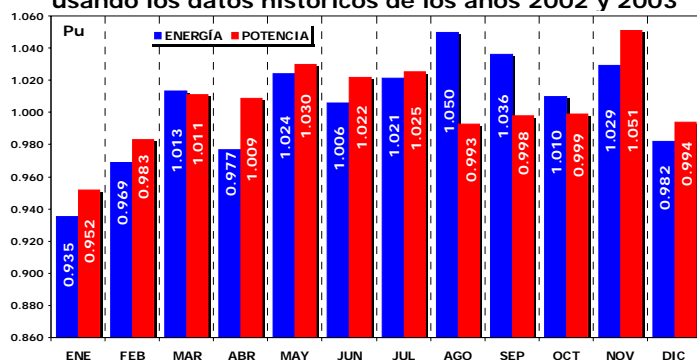
Si bien para el 2005 hubo una recuperación del mercado eléctrico, la tendencia de crecimiento es más bien conservadora, debido al racionamiento preventivo existente (Gestión de Demanda) que reduce el suministro de electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera del subsector.

En el gráfico 3. se presenta la distribución estacional de la demanda eléctrica dominicana usando los datos históricos de los años 2002 y 2003 (años donde se ha generado mayor cantidad de energía). Se puede concluir que los meses donde hubo mayor y menor consumo de energía fueron agosto y enero respectivamente; y que entre los dos existe una variación cercana a un 12.21%. Sin embargo el mes de noviembre tubo la mayor demanda de potencia llegando a ser un 10.49% superior al mes de enero (mes de menor demanda de potencia).



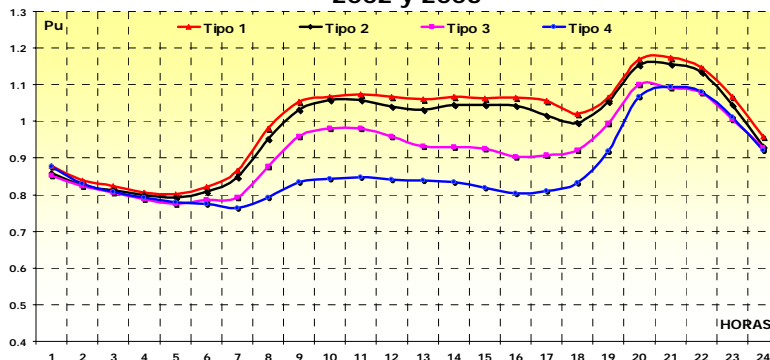
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Grafico 3. Coeficientes Estacionales Anuales en P.u. usando los datos históricos de los años 2002 y 2003



Fuente: PROCESADOS EN EL MODELO SUPER 5, SOBRE LA BASE DEL INFORME DIARIO DE OPERACIONES (OC)

Grafico 4. Curvas de Carga Diaria por Días Tipo para el mes de Agosto usando los datos históricos de los años 2002 y 2003



Fuente: PROCESADOS EN EL MODELO SUPER 5, SOBRE LA BASE DEL INFORME DIARIO DE OPERACIONES (OC)

En el grafico 4. se muestra las Curvas de Carga Diaria. Al desagregar las curvas por Días Tipo se obtiene el comportamiento de la demanda para los diferentes días de la semana. La curva del Día Tipo 1 corresponde a los lunes y los viernes, la del Tipo 2 a los martes, miércoles y jueves. Los del Tipo 3 a los sábados y los del Tipo 4 a los domingos.

En cuanto a la proyección de la demanda, se 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 1997¹.

La CNE para este ajuste anual ha considerado solo la utilización de dos escenarios de demanda, el Bajo y el Medio, desechando el Alto, pues bajo las condiciones actuales y de mediano plazo en el sector eléctrico no se visualiza la ocurrencia de este escenario. Los escenarios considerados tienen tasas de crecimiento medio anual de potencia para el período 2006-2020 de 5.51% y 3.69%, respectivamente, y tasas de crecimiento medio anual de energía de 5.85% y 4.03%, respectivamente, como se puede observar en el gráfico 5. y en las tablas No. 1 y 2 donde se presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los dos escenarios de demanda establecidos por la CNE sobre la base del estudio de ETEE.

¹ Este estudio solo proyecta hasta el 2015, por lo que fue necesario asumir la tasa de crecimiento entre los años 2014 y 2015 para proyectar la demanda hasta el 2020.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Grafico 5. TASAS DE CRECIMIENTO POR ESCENARIO DE DEMANDA

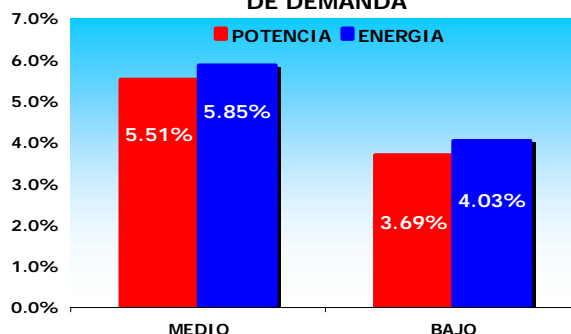


TABLA 1. PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW

ESCENARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MEDIO	2,389	2,550	2,682	2,866	3,031	3,198	3,357	3,525	3,703	3,891	4,089	4,296	4,514	4,743	4,984
BAJO	2,075	2,169	2,252	2,353	2,447	2,544	2,640	2,727	2,803	2,896	2,992	3,091	3,194	3,300	3,409

Fuente: Sobre la base del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico", ETEE

TABLA 2. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN GWh

ESCENARIO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
MEDIO	15,460	16,557	17,470	18,726	19,864	21,029	22,143	23,324	24,577	25,907	27,309	28,787	30,345	31,987	33,718
BAJO	13,433	14,083	14,671	15,375	16,036	16,727	17,413	18,041	18,601	19,281	19,986	20,716	21,474	22,259	23,073

Fuente: Sobre la base del estudio "Actualización de la Proyección de la Demanda del Mercado Eléctrico", ETEE

Grafico 6. PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW

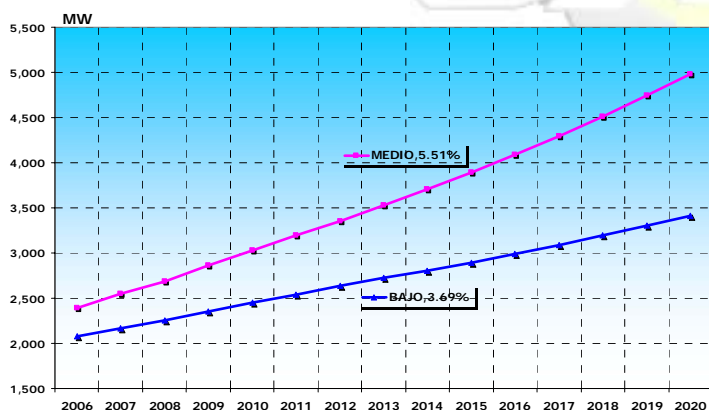
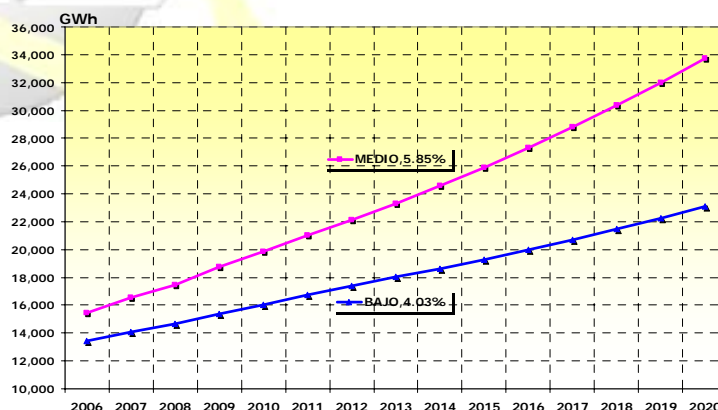


Grafico 7. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN GWh



Para cada uno de estos escenarios se deberá definir un plan de expansión indicativo.



5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1 Oferta Existente

Después de varios años de haber sido iniciado el Proceso de Capitalización del Sector Eléctrico Dominicano, encontramos un parque generador cuya capacidad instalada sobrepasa los 3,000 MW, de los cuales el 85.20% pertenecen a unidades termoeléctricas y un 14.80% de unidades hidroeléctricas.

En el parque generador participan tanto el capital privado como el estatal.

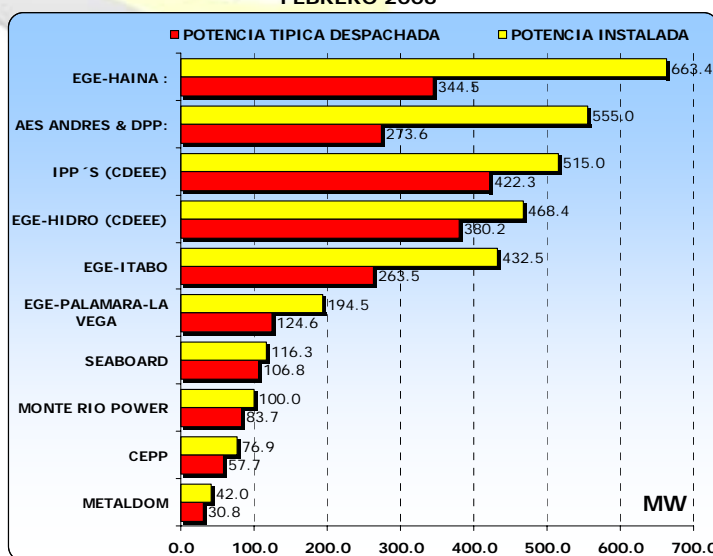
Todas unidades hidroeléctricas pertenecen a la empresa estatal EGE-HIDRO, que a su vez pertenece a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) antigua CDE. Las empresas EGE-Haina y EGE-Itabo son de capital mixto (50% del Estado, 50% del sector privado además de la administración de sus unidades), las empresas AES Andrés & DPP, Diesel La Vega-Palamara, Seaboard, Monte Río y CEPP pertenecen íntegramente al sector privado.

Además de EGE-HIDRO la CDEEE posee contratos tipo PPA (previos al proceso de capitalización) con varias compañías generadoras. A este bloque se le denomina los IPP'S.

El parque generador lo complementan METALDOM y Falcombrige, que son empresas de capital privado autoproducidas o cogeneradoras que venden sus expensas de energía al sistema interconectado.

A pesar de que la capacidad instalada sobrepasa la demanda actual todavía persisten los cortes de suministro. Las razones de este hecho no la trataremos en este informe. Solo nos limitaremos a indicar que de los 3163.9 MW instalados apenas el 59.3% (durante el año 2005) estuvo normalmente disponible.

Grafico 8. CAPACIDAD INSTALADA Y TIPICA DESPACHADA POR AGENTE GENERADOR FEBRERO 2006



FUENTE:
INFORMES MENSUALES DE OPERACIÓN DEL SENI, GERENCIA DE OPERACIONES, OC.



5.1.1. Oferta Hidroeléctrica

La oferta hidroeléctrica está constituida por las centrales que son propiedad del estado dominicano a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) bajo el nombre de Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHIDRO). La tabla No. 3 siguiente presenta las principales características de los proyectos hidroeléctricos que han sido considerados en este estudio.

Tabla No. 3 Principales características de las centrales hidroeléctricas existentes

CENTRAL	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /s)		ENERGÍA GWh
		TURB	VERT	
ANGOSTURA	18	24.4	0.4	75.2
C. E. MONCION	3.2	15.6	3.8	19.7
HATILLO	8	19.1	21.5	58
JIMENOA	8.4	5.2	2.6	42.6
LAS DAMAS	7.5	1.1	0	26.9
LOS TOROS	18.9	17.7	2.5	141.3
SABANA YEGUA	13	13.1	6.8	82.3
SABANETA	6.34	7.1	2.2	37.8
AGUACATE	52	17.2	0.1	239.3
JIGUEY	98	11.7	0.4	217.7
MONCION	52	18.6	0.9	203.1
RINCON	10.1	9.9	0	11.5
RIO BLANCO	25	3.5	0.3	73.9
TAVERA	96	23.3	0.2	201.6
VALDESIA	54	10.3	0	55.1

Fuente: EGEHIDRO, OC y Modelo Super

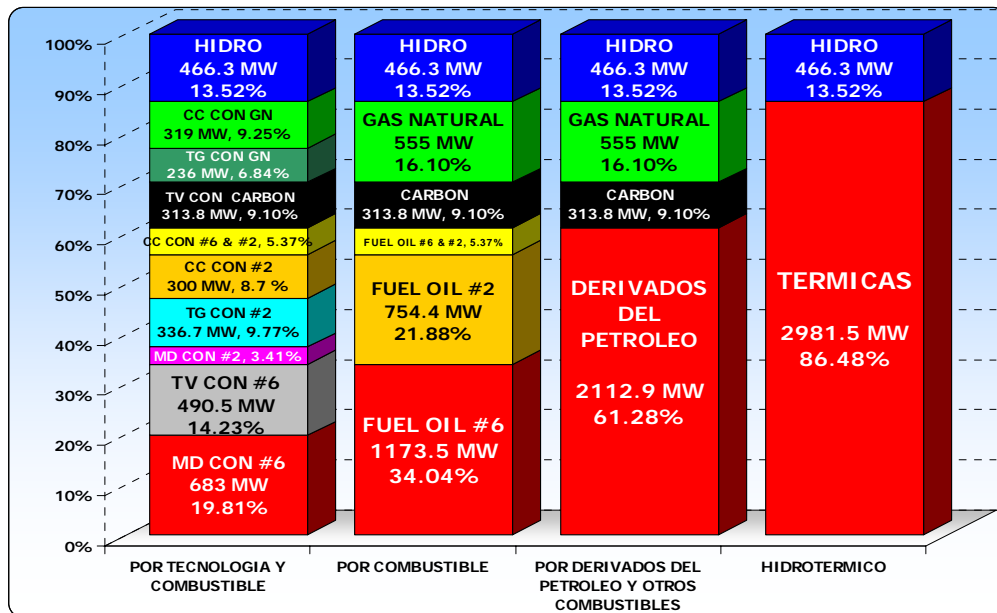
En la actualidad existen un conjunto de pequeñas centrales que por su escasa información histórica no pueden ser modeladas de manera convencional en este estudio. Estas Pequeñas-Hidros poseen una capacidad total de **6.5 MW**. Si asumimos un factor de planta de 0.7, y suponemos que estas dejan de producir durante los meses de sequía (Marzo o Abril), tendríamos un aporte de **36.50 GWh** anuales. Esta energía se utilizará para restársela a la energía de las proyecciones de demanda de ETEE. De esta forma tomamos en cuenta el aporte de las minicentrales: Baiguaque, El Salto, Aniana Vargas, Domingo Rodríguez, Nizao-Najayo y los Anones.



5.1.2. Oferta Termoeléctrica

En los siguientes gráficos se ilustra la oferta de generación existente a diciembre del 2005.

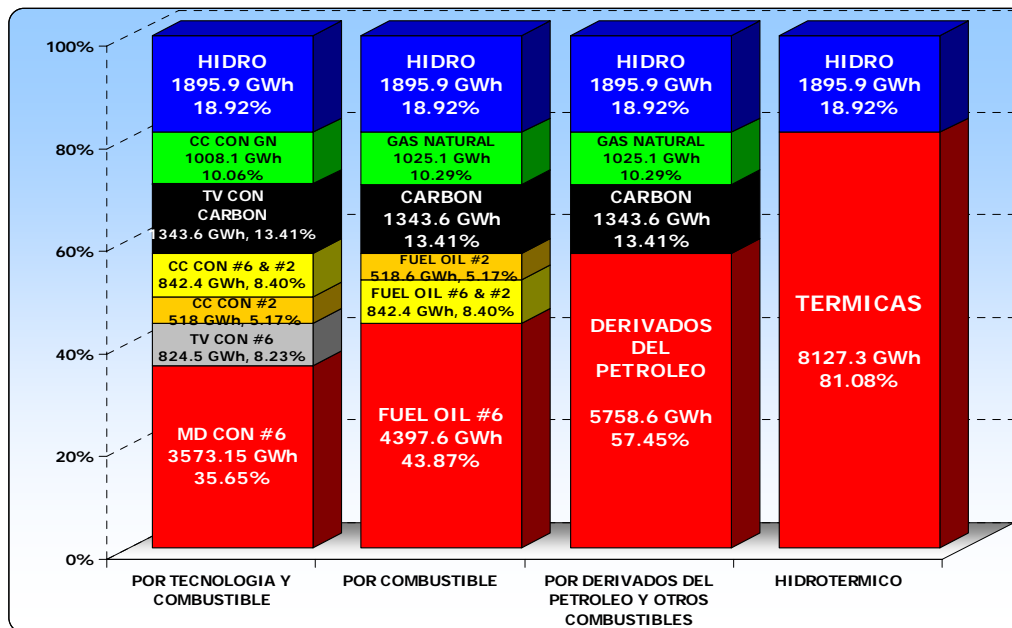
Gráfico 9. COMPOSICIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA -DICIEMBRE 2005-



Total instalado a Diciembre 2005
3163.9 MW.

- MD CON #6 - MOTOR DIESEL CON FUEL OIL #6
- TV CON #6 - TURBINA DE VAPOR CON FUEL OIL #6
- MD CON #2 - MOTOR DIESEL CON FUEL OIL #2
- TG CON #2 - TURBINA DE GAS CON FUEL OIL #2
- CC CON #2 - CICLO COMBINADO CON FUEL OIL #2
- TV CON CARBON - TURBINA DE VAPOR CON CARBON
- TG CON GN - TURBINA DE GAS CON GAS NATURAL
- CC CON #6 & #2 - CICLO COMBINADO CON GAS NATURAL
- HIDRO - HIDROELECTRICA

Gráfico 10. COMPOSICIÓN DE LA GENERACIÓN TOTAL 2005



Total energía producida a bornes del generador en el 2005
10,098.8 GWh.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

A continuación presentamos en la tabla No. 4 las principales características de las plantas térmicas existentes que han sido consideradas en el estudio

Tabla No. 4 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA ^a	POTENCIA EFECTIVA MW ^b	COMBUSTIBLE	EFICIENCIA % ^c	COSTOS DE	COSTO	COSTO O&M
					PRODUCCIÓN US\$/MWh ^d	O&M FIJO US\$/KW ^e	VARIABLE US\$/MWh ^e
CEPP 1	CEPP	16.50	FUEL OIL 6	37.43	63.05	14	2.40
CEPP 2	CEPP	50.00	FUEL OIL 6	37.43	63.05	14	2.40
FALCON	FALCON	12.6 ^f	FUEL OIL 6	28.84	83.07	14	5.69
HAINA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	49.20	FUEL OIL 6	28.27	85.45	14	5.31
HAINA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	50.00	FUEL OIL 6	28.27	85.45	14	5.31
PTO PLATA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	25.00	FUEL OIL 6	28.27	85.45	14	5.31
PTO PLATA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	39.00	FUEL OIL 6	28.27	85.45	14	5.31
BARAHONA VAPOR	BARAHONA CARBON	45.60	CARBON1	28.00	38.80	17	2.61
ITABO 1	ITABO CARBON	128.00	CARBON2	32.00	22.19	17	1.99
ITABO 2	ITABO CARBON	101.10	CARBON2	32.00	22.19	17	1.99
METALDOM	METALDON	30.00	FUEL OIL 6	40.02	58.72	14	2.62
SEABOARD EDM	SEABOARD EDM	73.50	FUEL OIL 6	41.88	54.77	14	1.34
SEABOARD EDN	SEABOARD EDN	37.80	FUEL OIL 6	38.90	59.30	14	1.76
DIESEL PALAMARA	DIESEL PALAMARA	106.80	FUEL OIL 6	40.64	57.18	14	2.45
DIESEL LA VEGA	DIESEL LA VEGA	92.00	FUEL OIL 6	40.37	58.59	14	2.49
MONTE RIO	MONTE RIO	100.10	FUEL OIL 6	43.00	53.19	14	1.00
AES ANDRES	AES ANDRES	290.00	GAS NAT 2	53.76	46.74	11	0.28
LAS MINAS 5	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT 1	32.52	78.52	10	0.44
LAS MINAS 6	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT 1	32.52	78.52	10	0.44
HAINA TG	HAINA TG	103.00	FUEL OIL 2	30.45	145.52	10	2.72
HIGUAMO	ITABO TG	69 ^g	FUEL OIL 2	28.00	154.62	10	1.62
ITABO TG	ITABO TG	103.5 ^h	FUEL OIL 2	28.00	154.62	10	1.62
SMITH & ENRON	SMITH & ENRON	185.00	GAS OIL SMITH ^j	37.20	85.49	14	1.96
SULTANA DEL ESTE	SULTANA DEL ESTE	152.10	FUEL OIL 6	43.80	51.97	14	0.97
HAINA 4	HAINA 4	72.00	FUEL OIL 6	30.00	79.74	14	4.94
SAN PEDRO VAPOR	VAPOR A FUEL OIL #6	33.00	FUEL OIL 6	28.27	85.45	14	5.31
CESPM 1	CESPM	98.77	FUEL OIL 2	46.00	96.01	12	2.88
CESPM 2	CESPM	100.90	FUEL OIL 2	46.00	96.01	12	2.88
CESPM 3	CESPM	102.10	FUEL OIL 2	46.00	96.01	12	2.88

Fuente: MODELACION PARA EL SUPER 5 SOBRE LA BASE DE INFORMACIONES DEL (OC)

Nota:

- a Asociación de centrales de igual tecnología, con la misma eficiencia y combustible que el modelo SUPER utiliza para simplificar las variables del problema de planificación y de despacho hidrotermico.
- b Datos declarados al OC por los agentes generadores del SENI.
- c Eficiencia promedio de las centrales durante el año 2005.
- d Procesamiento del modelo SUPER sobre la base de datos de los precios declarados al del OC del 2005.
- e Asumidos por la CNE, sobre la base de informaciones del estudio de CESI para el OC en el 2002.
- f Promedio de la potencia inyectada al SENI en el 2005.
- g Suma de la potencia efectiva de las dos unidades.
- h Suma de la potencia efectiva de las tres unidades.
- i Sumatoria de las potencias efectivas de todas las unidades.
- j La central SMITH & ENRON utiliza dos combustibles (50.19% de fuel oil #6 y 49.81 de fuel oil #2) que en este estudio denominamos como GAS OIL SMITH



5.2 Proyectos Candidatos

5.2.1. Proyectos Hidroeléctricos

La EGE-HIDRO ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados y evaluar las opciones de entrada en servicio en los años futuros. De todos ellos solo la central Pinalito esta actualmente en proceso de construcción. La tabla No. 5 presenta las principales características de estos proyectos.

Tabla No. 5 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS
HIDROELÉCTRICOS FUTUROS

CENTRAL	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /s)		ENERGÍA GWh	COSTO DE INVERSIÓN 10 ⁶ *US\$
		TURB	VERT		
ARROYO GALLO	12.6	3	0	42.5	35
BONITO	17.9	1.3	0	53.5	47.1
EL TORITO	14.9	6.1	0.8	66.8	57.1
HONDO VALLE	13.5	3.5	0	48.1	38.5
LA HILGUERA	15.2	10.3	0	58.9	34.9
MASIPEDRO	16.5	2.8	0	43.1	36.56
PALOMINO	98.8	7.3	0	148.2	152.2
PINALITO	50	3.1	0	134.2	105.377
SAN PEDRO	18.6	2.1	0	55.4	47.8
YASICA	14	12.3	0	33.2	23
ALTO JIMENOA	34	2.4	0	84.6	93
ALTO YUNA	37	14.8	1.1	128.5	89
LAS PLACETAS	87	9.4	0.3	356.3	161.6
MANABAO-BEJUCAL	104.8	11.5	0	287.5	153.4

Fuente: EGEHIDRO y Modelo Super

5.2.2. Centrales Termoeléctricas

Para poder satisfacer los requerimientos de una demanda de energía creciente al mínimo costo posible, se ha diseñado un catalogo de posibles alternativas térmicas acordes con los avances tecnológicos viables para este mercado. De todos estos la central Nueva Laesa Pimentel esta en proceso de construcción.

Los inversionistas de las centrales Hatillo-Azua y Montecristi firmaron recientemente con la CDEEE un contrato para su construcción. Las características de estos proyectos fueron modeladas de acuerdo a la documentación suministrada por la CDEEE.

En la tabla que se presenta a continuación se muestran las principales características de todas las posibles alternativas de generación térmica que compiten en este plan indicativo.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 6 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICOS

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA	POTENCIA EFECTIVA MW ^m	COMBUSTIBLE ^k	EFICIENCIA % ⁿ	COSTOS DE PRODUCCIÓN US\$/Mwh ^p	COSTO DE INVERSIÓN 10 ⁶ *US\$ ^p	COSTO DE UNITARIO US\$/KW	COSTOS O&M VARIABLE US\$/MWh ^q	COSTOS O&M FIJO US\$/KW ^q
IGCC_1.1	IGCC_1	350.00	CARBON4	52.00	12.89	525.1	1500.2	2.58	34.21
IGCC_1.2	IGCC_1	350.00	CARBON4	52.00	12.89	517.9	1479.6	2.58	34.21
IGCC_2.1	IGCC_2	350.00	CARBON4	52.00	12.89	525.1	1500.2	2.58	34.21
IGCC_2.2	IGCC_2	400.00	CARBON4	52.00	12.89	576.5	1441.3	2.58	34.21
IGCC_3.1	IGCC_3	400.00	CARBON4	52.00	12.89	568.6	1421.5	2.58	34.21
IGCC_3.2	IGCC_3	400.00	CARBON4	52.00	12.89	568.6	1421.5	2.58	34.21
IGCC_4.1	IGCC_4	450.00	CARBON4	52.00	12.89	617.5	1372.2	2.58	34.21
IGCC_4.2	IGCC_4	450.00	CARBON4	52.00	12.89	626.1	1391.3	2.58	34.21
IGCC_5	IGCC_5	450.00	CARBON4	52.00	12.89	626.0	1391.1	2.58	34.21
CCGN_1.1	CCGN_1	350.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	196.7	562.1	1.83	11.04
CCGN_1.2	CCGN_1	350.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	196.7	562.1	1.83	11.04
CCGN_2.1	CCGN_2	350.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	196.7	562.1	1.83	11.04
CCGN_2.2	CCGN_2	400.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	216.0	540.0	1.83	11.04
CCGN_3.1	CCGN_3	400.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	216.0	540.0	1.83	11.04
CCGN_3.2	CCGN_3	400.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	216.0	540.0	1.83	11.04
CCGN_4.1	CCGN_4	450.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	234.6	521.2	1.83	11.04
CCGN_4.2	CCGN_4	450.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	234.6	521.2	1.83	11.04
CCGN_5	CCGN_5	450.00	GAS NAT_2	60.00	39.25	234.6	521.2	1.83	11.04
HATILLO-AZUA_1	HATILLO-AZUA	305.00	CARBON5	38.00	22.75	330.0	1082.0	2.04	22.80
HATILLO-AZUA_2	HATILLO-AZUA	305.00	CARBON5	38.00	22.75	330.0	1082.0	2.04	22.80
MONTECRISTI_1	MONTECRISTI	305.00	CARBON5	38.00	22.75	330.0	1082.0	2.04	22.80
MONTECRISTI_2	MONTECRISTI	305.00	CARBON5	38.00	22.75	330.0	1082.0	2.04	22.80
MOTOR_1.1	MOTOR_1	100.00	FUEL OIL 6	47.00	43.76	60.0	600.0	1.00	14.00
MOTOR_1.2	MOTOR_1	100.00	FUEL OIL 6	47.00	43.76	60.0	600.0	1.00	14.00
MOTOR_1.3	MOTOR_1	100.00	FUEL OIL 6	47.00	43.76	60.0	600.0	1.00	14.00
NUEVA LAESA PIMENTEL	NUEVA LAESA PIMENTEL	29.50	FUEL OIL 6	40.86	56.19	25.9	876.3	7.00	20.00
VAPOR_1	VAPOR_1	350.00	CARBON3	43.00	17.15	466.7	1333.3	4.06	24.36
VAPOR_2	VAPOR_2	350.00	CARBON3	43.00	17.15	466.7	1333.3	4.06	24.36
VAPOR_3	VAPOR_3	350.00	CARBON3	45.00	16.56	466.6	1333.0	4.06	24.36
VAPOR_4	VAPOR_4	400.00	CARBON3	45.00	16.56	512.3	1280.7	4.06	24.36
VAPOR_5	VAPOR_5	400.00	CARBON3	47.00	16.03	512.3	1280.7	4.06	24.36
VAPOR_6.1	VAPOR_6	400.00	CARBON3	47.00	16.03	512.3	1280.7	4.06	24.36
VAPOR_6.2	VAPOR_6	450.00	CARBON3	47.00	16.03	535.2	1189.3	4.06	24.36
VAPOR_6.3	VAPOR_6	450.00	CARBON3	47.00	16.03	556.3	1236.2	4.06	24.36
VAPOR_6.4	VAPOR_6	450.00	CARBON3	47.00	16.03	556.3	1236.2	4.06	24.36

Fuente: MODELACION PARA EL SUPER 5 SOBRE LA BASE DE INFORMACIONES DEL (OC)

Notas:

- k IGCC, por su abreviatura en ingles, es un Ciclo Combinado con Gasificación Integrada, es decir, un ciclo combinado que utiliza como combustible el carbón después de gasificarlo. Constituye una tecnología emergente.
- l CCGN, es un Ciclo Combinado que utiliza como combustible el gas natural.
- m Dimensionado de forma tal que sea viable para la operación del sistema conforme a las proyecciones de la demanda máxima.
- n Asumidos por la CNE, sobre la base de los avances y mejoras de las nuevas tecnologías.
- o Procesamiento modelo SUPER5
- p Es el resultado de la aplicación de la formula exponencial 0.7 para el escalamiento del costo de inversión

por tamaño de planta,
$$\frac{COSTOS_2}{COSTOS_x} \approx \left(\frac{POTENCIA_2}{POTENCIA_x} \right)^{0.7}$$
, sobre la base de las informaciones de

- q Valores de "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2005"- Electricity Market Module-Table 38. Cost and Performance Characteristics of New Central Station Electricity Generating Technologies.
- r Las especificaciones de los combustibles será discutida mas adelante.



5.2.3. Proyectos Eólicos

Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL), del Gobierno de Estados Unidos de América, la República Dominicana dispone de un área de 1500 Km² con potencial eólico explotable comercialmente, la cual representa aproximadamente el 3% del territorio nacional. Así mismo, el NREL considera que estas áreas poseen una densidad de potencial eólico por el orden de los 200 a 300 W/m² con una velocidad promedio anual de 6.1 a 7.0 m/s en el viento a 30 metros de altura.

El NREL califica estas características como **Moderadas** para aplicaciones de generación de gran escala, como un parque eólico para interconectarse al sistema eléctrico, y **Buenas** para usos de pequeñas turbinas de viento para proyectos de electrificación rural y de autoconsumo.

Con el fin de aprovechar este recurso energético varios inversionistas privados se han interesado en instalar sus parques eólicos en los lugares donde se reúnen las características antes mencionadas. Dentro de estos inversionistas se destaca la compañía **Generación Eólica Internacional S.L.**, la cual tiene una concesión definitiva (única hasta el momento) para instalar un parque eólico de **50 MW** en la comunidad de **Matafongo, Bani**, provincia Peravia.

Se espera que una vez sea aprobado el anteproyecto de Ley de Incentivo a las Energías Renovables (actualmente en discusión en el Congreso) se logre aprovechar al máximo esta alternativa de abastecimiento energético.

Con el propósito de tomar en cuenta los aportes que estos futuros parques eólicos harán al sistema, y tomando en cuenta las limitaciones del modelo computacional SUPER, la CNE ha asumido los siguientes criterios:

- Modelar el Parque Eólico de Matafongo-Bani con la energía estimada anual de producción, **128.2 GWh**, para restársela a las proyecciones de demanda de energía a partir de su entrada en funcionamiento, el cual se cree en 50 MW en el 2008.
- Modelar un Parque Eólico en la Región Norte con las mismas dimensiones y consideraciones del parque eólico anterior. Con esto se logra modelar cualquier otro proyecto futuro que logre concretarse.

En los futuros ajustes anuales del Plan Indicativo de la Generación se irán incorporando los demás proyectos de esta naturaleza que reúnan la condición de Concesión Definitiva.



6. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS

6.1 Consideraciones Preliminares

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.

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.

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. Las soluciones de los dos subproblemas deben ser expresadas utilizando solamente las variables del de inversión.

Como se especifico anteriormente fueron establecidos dos escenarios de demanda de energía eléctrica (valores anuales para el período 2006-2020). 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 de los años 2002, 2003 y procesada en el módulo de demanda del modelo **SUPER**.

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.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Se ha considerado para modelar los precios de los combustibles, el precio promedio en planta para el año 2005 como valores de inicio. Entonces se les hace variar en el tiempo de acuerdo con las proyecciones que realiza la Energy Information Administration (EIA)-Official Energy Statistics from the U.S. Government para el año 2005 en su publicación llamada **"Annual Energy Outlook 2005 with Projections to 2030"**. Posteriormente se realizarán análisis de sensibilidad de los precios de los combustibles. En las tablas No. 7 y No 8, encontraremos el comportamiento de los precios durante el periodo de estudio y el poder calorífico de los combustibles utilizados.

Tabla No. 7: PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FUEL OIL 6	US\$/MBTU	6.586	6.033	5.771	5.587	5.523	5.589	5.649	5.718	5.779	5.856	5.926	5.997	6.066	6.141	6.217
FUEL OIL 2	US\$/MBTU	12.550	11.736	11.300	10.920	10.737	10.671	10.755	10.846	10.963	11.067	11.192	11.273	11.599	11.848	12.031
GAS NAT 1 ^t	US\$/MBTU	7.550	7.550	6.925	6.444	6.288	6.126	6.174	6.326	6.504	6.736	6.888	6.840	6.874	7.069	7.303
GAS NAT 2 ^v	US\$/MBTU	7.351	7.351	6.743	6.274	6.122	5.964	6.011	6.159	6.332	6.558	6.707	6.660	6.693	6.883	7.110
CARBON1 ^u	US\$/MBTU	2.969	2.938	2.925	2.888	2.854	2.830	2.813	2.804	2.802	2.800	2.794	2.801	2.809	2.814	2.827
CARBON2 ^w	US\$/MBTU	1.894	1.874	1.866	1.842	1.820	1.805	1.795	1.789	1.788	1.786	1.782	1.787	1.792	1.795	1.803
CARBON3 ^x	US\$/MBTU	1.722	1.704	1.696	1.675	1.655	1.641	1.632	1.626	1.625	1.624	1.620	1.624	1.629	1.632	1.639
CARBON4 ^y	US\$/MBTU	1.640	1.623	1.616	1.595	1.576	1.563	1.554	1.549	1.548	1.546	1.543	1.547	1.551	1.554	1.561
CARBON5 ^t	US\$/MBTU	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306	2.306

Notas:

- s. Es el gas natural utilizado por las unidades Los Mina V y VI.
- t. Es el gas natural utilizado por la central AES Andrés.
- u. Es el carbón utilizado por la central Barahona Vapor.
- v. Es el carbón utilizado por las unidades Itabo I y II.
- w. Este carbón será el utilizado por las centrales futuras de vapor. Cuyo precio de inicio es un 10% menor que el carbón utilizado por Itabo. Esto se asume debido a que las dimensiones de las plantas futuras ameritan casi el doble del volumen de carbón que Itabo, lo que traerá consigo una disminución en el costo por embarque. Además se asume que dichas centrales futuras tendrán su propio puerto carbonero lo cual reduce aun más el precio total.
- x. Este carbón será el utilizado por las centrales futuras de Ciclo Combinado que gasifican el carbón para producir energía eléctrica.
- y. Este carbón será el utilizado por las centrales Hatillo-Azua y Montecristi. El precio fue suministrado por la CDEEE.

Gráfico No. 11 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN US\$/MMBTU

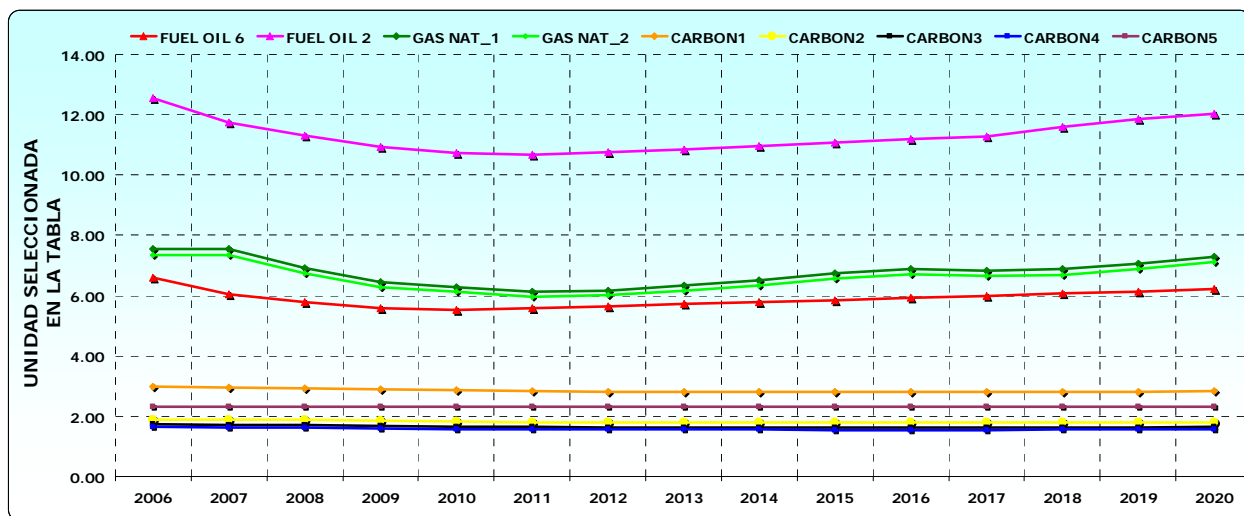




Tabla No. 8: PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	UNIDADES COMUNES DEL PODER CALORÍFICO	UNIDADES USADAS EN EL MODELO SUPER 5	DENSIDADES
FUEL OIL 6 ^Z	141,938 BTU/GAL	9,619 Kcal/Kg	3.718 Kg/GAL
FUEL OIL 2 ^Z	130,948 BTU/GAL	10,078 Kcal/Kg	3.274 Kg/GAL
GAS NAT_1 ^{aa}	1,046 BTU/PIE ³	9,309 Kcal/M ³	-
GAS NAT_2 ^{aa}	1,046 BTU/PIE ³	9,309 Kcal/M ³	-
CARBON1 ^Z	11,994 BTU/LB	6,663 Kcal/Kg	-
CARBON2 ^Z	12,195 BTU/LB	6,775 Kcal/Kg	-
CARBON3 ^{bb.1}	12,195 BTU/LB	6,775 Kcal/Kg	-
CARBON4 ^{bb.1}	12,195 BTU/LB	6,775 Kcal/Kg	-
CARBON5 ^{bb.2}	11,800 BTU/LB	6,556 Kcal/Kg	-

Fuentes:

- Z** Sobre la base de informaciones del cuadro #3 para la programación semanal del OC, para el año 2005.
- aa** Cortesía de AES Dominicana.
- bb** bb.1) Asumidos por la CNE, sobre la base de que este carbón será utilizado por plantas de alta eficiencia y potencia en comparación con las plantas de nuestro SENI que queman carbón en la actualidad.
bb.2) Datos suministrados por la CDEEE.

6.1.1 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, 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:

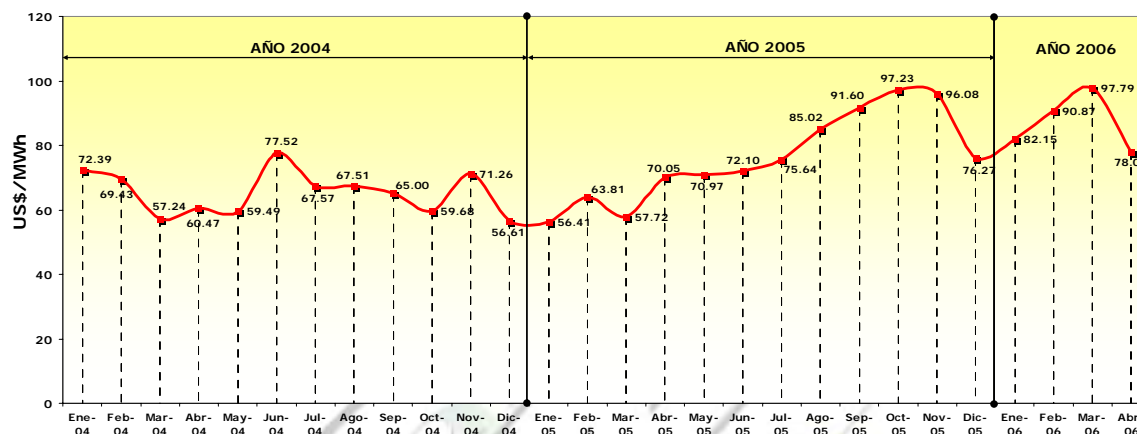
- Costo marginal de operación, o de corto plazo.
- Costo marginal de expansión, o de largo plazo; y
- Costo marginal de dimensionamiento, o de muy largo plazo.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

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.

Grafico No. 12 COMPORTAMIENTO DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO DEL SENI EN US\$/MWh



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.

6.1.2 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.

La Ley General de Electricidad 125-01 y su reglamento le atribuyen a la Superintendencia de Electricidad el dictar mediante resolución el valor de la Energía No Servida o Costo de Desabastecimiento cada año. La resolución **SIE-03-2006** fija este valor por medio de una formula de indexación mensual, la cual se muestra a continuación:

$$CMAX_i = CMAX_o \times \left(0.40 \times A + 0.60 \times \frac{PFO\#6mes_{i-1}}{PFO\#6_{base}} \right)$$

Siendo:

CMAX_i= Costo Marginal Máximo del mes en que se realiza el calculo, el la SIE-03-2006 establece que este valor es el Costo de Desabastecimiento.

CMAX_o= Costo Marginal Máximo Base, fijado para el año 2006 en 50 US\$/MWh.

A= (CPI mes i-2/ CPI mes marzo 2001).

CPI mes i-2= Índice de precios al consumidor de Estados Unidos de America, all cities, all ítems, de dos meses atrás con respecto al mes donde se realiza el calculo.

CPI mes marzo 2001= Índice de precios al consumidor de Estados Unidos de America, all cities, all ítems, de marzo del 2001, el cual es 176.2.

PFO#6 mes i-1= Precio Platt's Fuel Oil #6, 3% azufre, USA Gulf COAST, Waterbone, del mes i-1, calculado como promedio de la media de los valores diarios mínimos y máximos publicados en el mes anterior con respecto al mes donde se realiza el calculo.

PFO#6_base= Precio Platt's Fuel Oil #6, 3% azufre, igual a 17.0 US\$/BBL.

Para el mes de Marzo 2006 el valor indexado de la Energía No Servida estuvo por el orden de 104.86 US\$/MWh. Este valor fue el utilizado al momento de realizar este ajuste anual del plan indicativo.



6.2 Soluciones Encontradas

Para poder responder adecuadamente a la incertidumbre del comportamiento del mercado eléctrico dominicano en el futuro, y habiendo definido dos escenarios de demanda de energía, se ha establecido realizar un cronograma de expansión por cada escenario de demanda utilizando el llamado Criterio del Mínimo Arrepentimiento.

Este criterio consiste en equipar el mercado eléctrico de fuentes de generación 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.

A continuación se define las características más relevantes de los casos considerados en el estudio:

Caso Base Para dos escenarios de demanda posibles. Utilización de proyectos hidroeléctricos y térmicos candidatos para abastecer la demanda creciente en un mercado de libre competencia.

Sensibilidades -Variación de los Precios de los Combustibles-

- Caso 1** Disminución en el precio del carbón en un 10%.
- Caso 2** Disminución en el precio de los derivados del petróleo en un 20%.
- Caso 3** Disminución en el precio del gas natural en un 20%.
- Caso 4** Incremento en el precio del carbón en un 10%.
- Caso 5** Incremento en el precio de los derivados del petróleo en un 20%.
- Caso 6** Incremento en el precio del gas natural en un 20%.



6.2.1. Caso Base

Resultados del Equipamiento para el Caso Base.

A continuación se muestran los cronogramas propuestos de instalación de obras para los dos escenarios de demanda junto a sus respectivos costos.

Tabla No. 9 CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO

FECHA	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO	
AÑO	PLANTAS	MW	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32	MOTOR_1.1	100
			MOTOR_1.2	100
			MOTOR_1.3	100
			NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305	MONTECRISTI_2	305
2013	IGCC_3.1	400	IGCC_3.1	400
			IGCC_3.2	400
			VAPOR_6.1	400
2017	VAPOR_6.2	450	VAPOR_6.2	450
2018	VAPOR_6.3	450	IGCC_4.1	450
2019			VAPOR_6.3	450

Tabla No.10. CASO BASE RESUMEN DE COSTOS

COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESC_BAJO	ESC_MEDIO
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,373.2	3,496.7
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	4,157.7	5,469.2
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,530.9	8,965.9
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION	US\$/MWh	68.03	59.84

A continuación se presentan como resultado de estos cronogramas propuestos de expansión: los balances resumidos de potencia y energía, los costos marginales promedios y por escalón de la demanda, y el consumo de combustible para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.



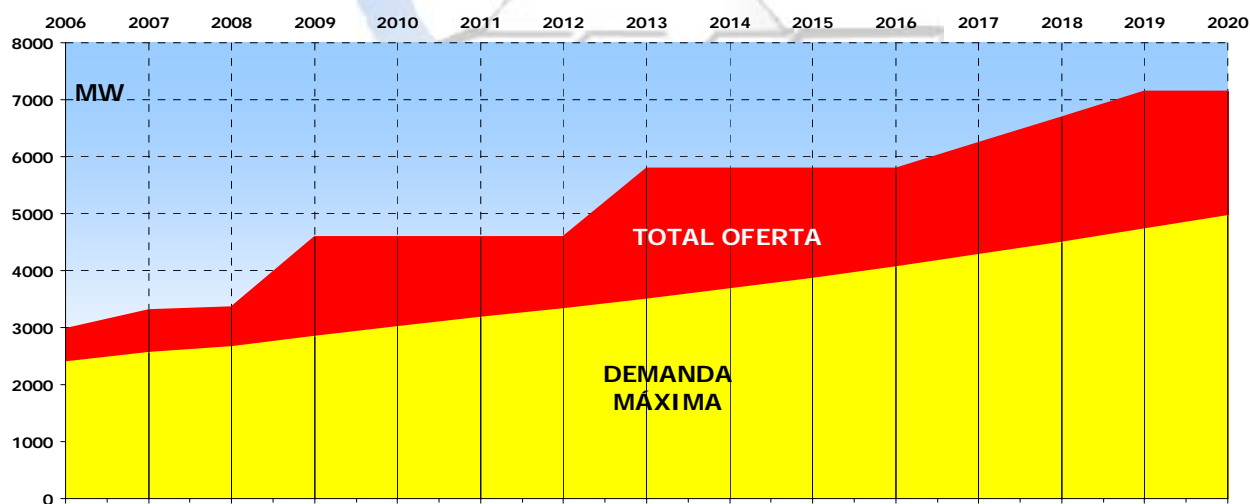
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

6.2.1.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

Tabla No. 11: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2503.6	2504.6	2505.6	2506.6	2507.6	2508.6	2509.6	2510.6	2511.6	2512.6	2513.6	2514.6	2515.6	2516.6
FUTURAS	0.0	332.0	332.0	1552.0	1552.0	1552.0	1552.0	2752.0	2752.0	2752.0	2752.0	3202.0	3652.0	4102.0	4102.0
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2835.6	2836.6	4057.6	4058.6	4059.6	4060.6	5261.6	5262.6	5263.6	5264.6	5715.6	6166.6	6617.6	6618.6
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3306.0	3357.0	4578.0	4579.0	4580.0	4581.0	5782.0	5783.0	5784.0	5785.0	6236.0	6687.0	7138.0	7139.0
DEMANDA MÁXIMA	2384.5	2545.5	2647.1	2831.1	2996.1	3163.1	3322.1	3490.1	3668.1	3856.1	4053.6	4261.2	4479.3	4708.5	4949.3
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	29.9	26.8	61.7	52.8	44.8	37.9	65.7	57.7	50.0	42.7	46.3	49.3	51.6	44.2

Gráfico No. 13 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Gráfico No. 14 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2020

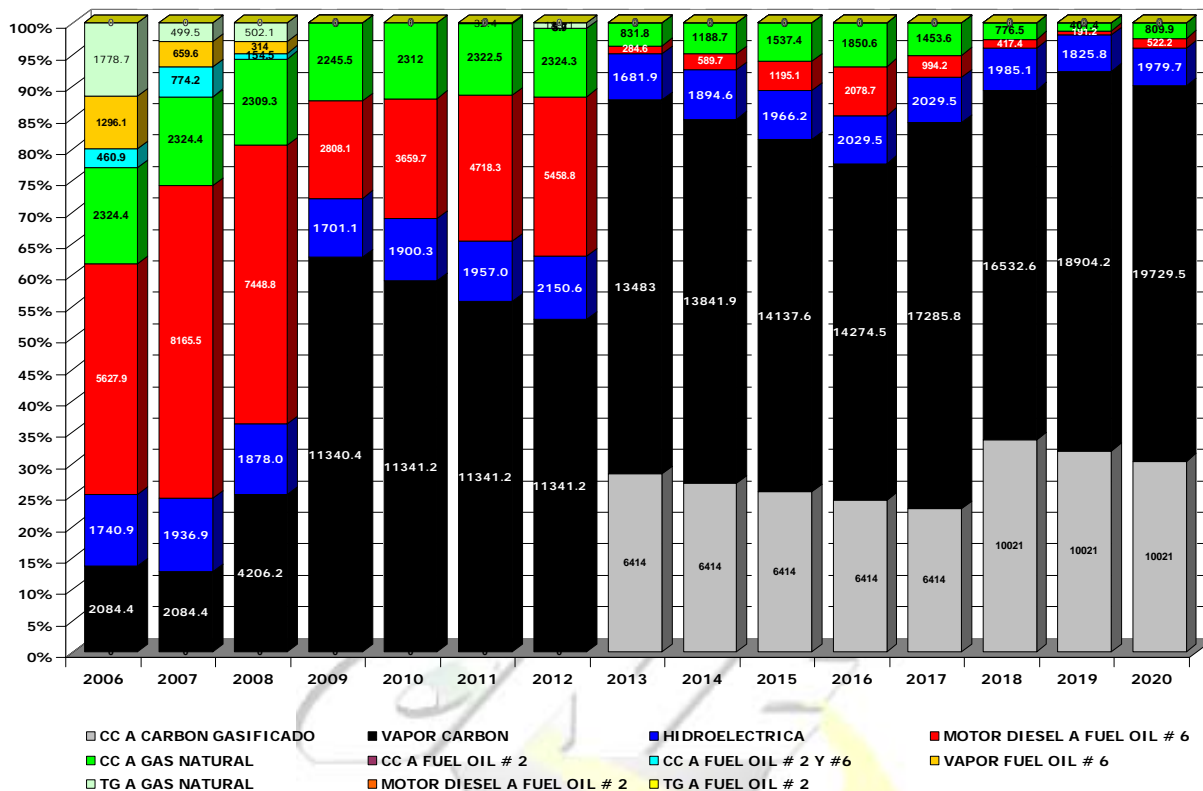
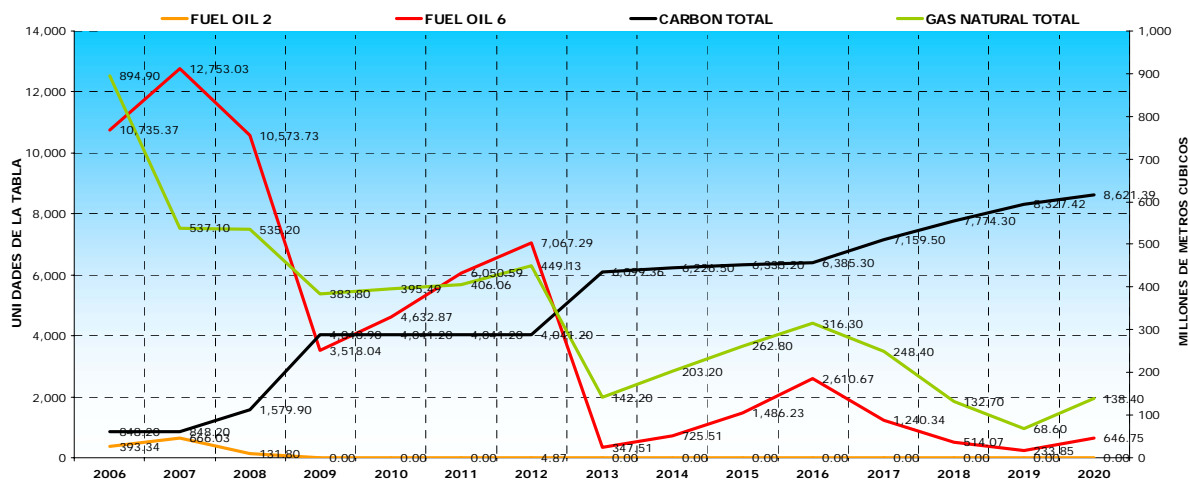


Tabla No. 13: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	10,735.37	12,753.03	10,573.73	3,518.04	4,632.87	6,050.59	7,067.29	347.51	725.51	1,486.23	2,610.67	1,240.34	514.07	233.85	646.75
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	393.34	666.03	131.80	0.00	0.00	0.00	4.87	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	894.90	537.10	535.20	383.80	395.49	406.06	449.13	142.20	203.20	262.80	316.30	248.40	132.70	68.60	138.40
CARBON TOTAL	MILES DE TON	848.20	848.20	1,579.90	4,040.90	4,041.20	4,041.20	4,041.20	6,099.36	6,226.50	6,335.20	6,385.30	7,159.50	7,774.30	8,327.42	8,621.39

Gráfico No. 15 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana
GERENCIA ELÉCTRICA
MAYO 2006

Gustavo Mejía Ricart #73 esq. Agustín Lara, Ens. Serrallés, Edificio de la CREP 3er. Piso. Santo Domingo, República Dominicana
 Tel. (809) 732-2000/10, Fax: (809) 547-2073. Web Site: www.cne.gov.do, E-Mail: avasquez@cne.gov.do

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 14: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	86.0	85.7	85.8	85.7	85.8	85.5	85.0	87.5	87.0	85.5	86.0	84.2	85.8
2007	73.3	73.2	74.0	73.0	76.5	76.3	77.0	77.4	77.8	77.6	80.2	75.9	76.0
2008	68.0	69.9	73.4	69.1	72.0	71.1	63.9	62.5	58.0	56.0	55.5	48.4	64.0
2009	42.6	44.0	44.9	43.8	44.7	43.7	44.3	44.2	44.6	44.0	44.9	44.4	44.2
2010	42.9	44.4	45.4	44.3	44.4	44.4	45.0	46.4	46.1	44.6	49.1	45.2	45.2
2011	45.1	46.6	47.7	47.4	49.6	49.2	49.9	48.4	48.5	49.6	50.9	50.0	48.6
2012	47.5	49.0	51.7	51.1	51.5	51.1	51.6	52.0	52.1	51.5	53.7	49.9	51.1
2013	30.7	35.9	35.9	35.8	34.9	33.6	33.3	35.8	35.9	33.9	35.6	34.3	34.7
2014	35.3	36.5	36.8	35.6	37.6	36.0	37.8	39.0	38.0	37.7	38.6	37.8	37.2
2015	37.4	38.8	39.2	39.1	42.4	40.5	42.3	44.1	44.0	43.2	45.2	39.5	41.4
2016	39.5	39.8	45.8	40.7	45.7	45.3	45.8	46.3	46.3	46.4	47.1	46.1	44.6
2017	38.2	39.3	39.7	39.5	39.9	39.8	39.8	41.9	40.7	39.6	40.8	39.9	39.9
2018	27.0	36.6	37.4	35.7	37.2	35.5	35.8	38.3	38.3	37.5	39.6	37.3	36.4
2019	27.1	27.1	35.5	27.5	32.6	27.5	31.5	35.6	34.3	33.9	35.2	33.9	31.8
2020	27.4	36.2	38.3	37.3	38.1	36.6	37.6	40.7	40.6	39.2	41.8	39.3	37.8
Estacional	48.3	50.3	52.0	50.4	52.1	51.2	51.3	52.3	51.8	51.0	52.6	49.9	51.1

F
u
e
n
t
e

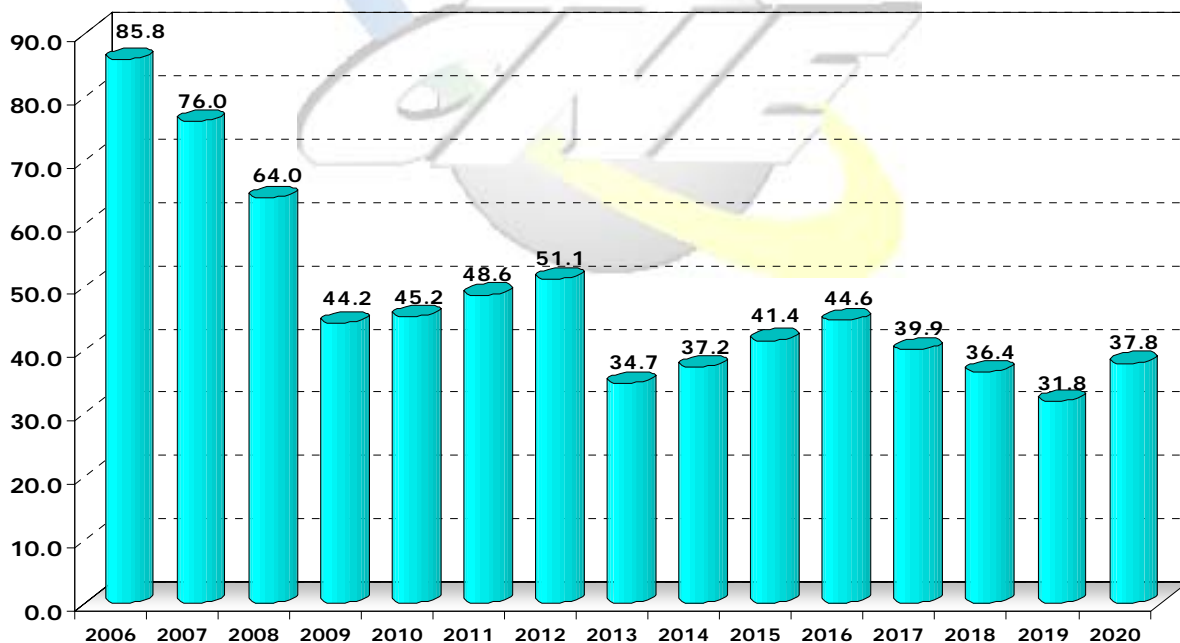
P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

Grafico No. 16 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)



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.

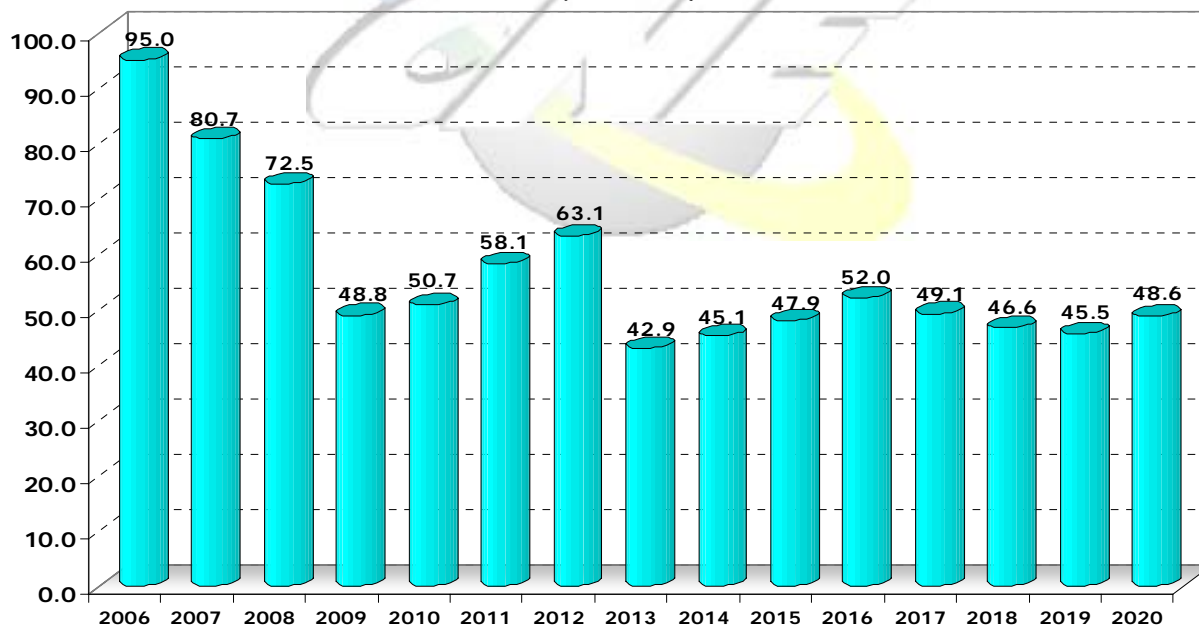


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 15: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
2006	95.7	94.1	95.1	95.0	94.9	94.9	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0
2007	81.4	80.8	80.3	80.4	79.7	79.9	79.9	79.0	78.9	78.8	89.9	78.8	80.7	80.7
2008	75.7	75.5	75.7	75.6	75.6	75.6	75.0	73.8	70.8	70.9	72.0	52.6	72.5	72.5
2009	47.9	48.1	48.4	48.4	49.3	49.3	49.1	47.5	49.1	49.0	50.1	49.0	48.8	48.8
2010	46.4	48.4	49.6	49.6	49.7	49.9	50.2	49.9	49.9	49.7	65.4	49.7	50.7	50.7
2011	49.1	50.2	53.9	53.9	63.7	63.7	63.7	53.9	53.9	63.7	63.7	63.7	58.1	58.1
2012	51.2	54.5	64.2	64.2	64.2	64.2	64.2	64.2	64.2	64.2	73.5	64.2	63.1	63.1
2013	42.0	43.4	43.0	42.8	42.8	42.7	42.6	42.6	42.5	42.5	45.3	42.5	42.9	42.9
2014	42.9	43.0	42.9	43.0	45.8	45.8	45.8	45.8	45.8	45.8	48.2	45.8	45.1	45.1
2015	43.5	46.4	47.4	47.5	48.8	48.8	48.8	47.4	47.4	47.4	52.4	48.8	47.9	47.9
2016	46.9	48.0	51.8	51.8	53.0	53.0	53.0	51.8	51.8	53.0	57.0	53.0	52.0	52.0
2017	45.0	47.5	48.6	48.6	50.0	50.0	50.0	48.6	48.6	48.6	53.6	50.0	49.1	49.1
2018	43.2	45.0	45.1	45.1	48.0	48.0	48.0	45.1	45.1	48.0	50.5	48.0	46.6	46.6
2019	43.8	43.9	45.5	45.5	45.6	45.7	45.6	45.5	45.6	45.5	48.6	45.6	45.5	45.5
2020	45.3	46.1	46.2	46.5	49.2	49.2	49.2	49.2	49.2	49.2	54.2	49.2	48.6	48.6
Estacional	56.6	57.4	59.0	58.9	60.3	60.4	60.3	58.9	58.8	59.7	64.3	58.2	59.4	59.4

Grafico No. 17 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



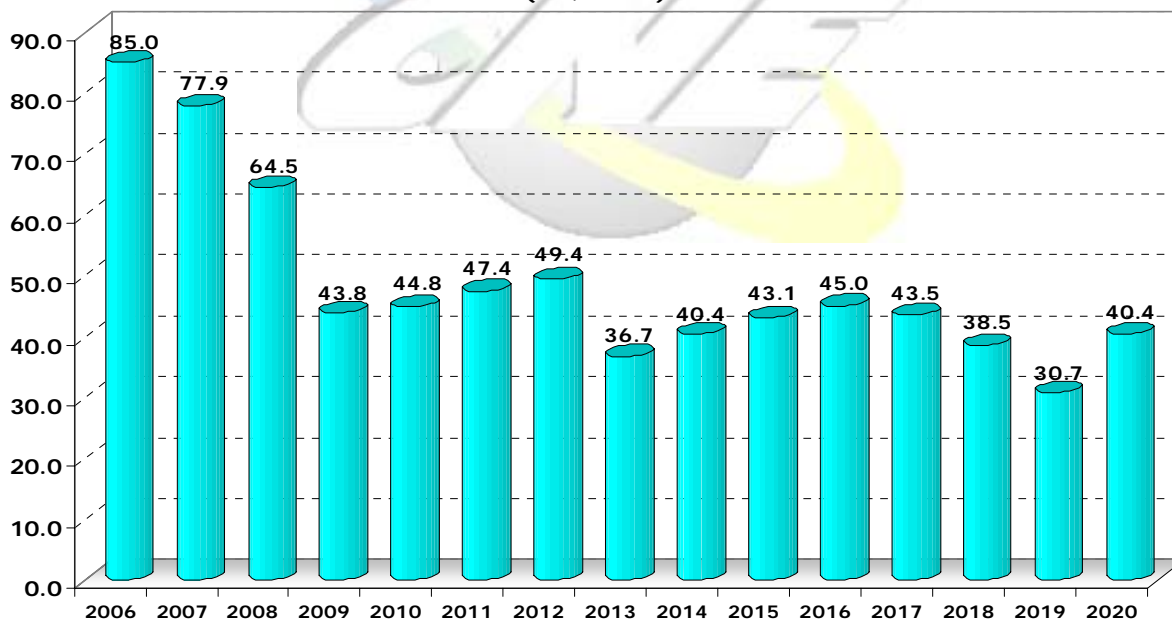
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 16: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	85.4	85.4	85.4	85.1	85.1	84.8	84.2	87.0	85.4	84.4	85.5	82.6	85.0
2007	78.1	78.0	78.3	76.9	78.2	77.1	78.4	78.4	78.4	78.4	78.4	76.2	77.9
2008	71.6	73.8	73.8	72.1	72.1	71.0	65.0	62.0	57.7	53.7	52.2	49.1	64.5
2009	41.6	44.2	45.0	43.6	44.2	43.0	43.7	44.3	44.3	43.3	44.4	43.8	43.8
2010	43.1	44.3	45.6	43.6	43.9	43.6	44.7	46.6	45.7	44.3	46.3	45.1	44.8
2011	45.1	47.3	48.0	47.3	47.0	45.9	47.1	48.4	48.3	47.1	48.9	48.4	47.4
2012	48.4	49.8	50.0	49.8	49.2	49.0	49.6	50.4	50.4	49.3	49.6	46.9	49.4
2013	29.7	38.6	38.7	38.6	37.2	34.9	34.4	39.1	39.2	35.7	37.4	36.2	36.7
2014	37.7	39.8	40.4	38.0	41.1	38.1	41.3	42.0	41.5	41.2	41.6	41.3	40.4
2015	41.3	42.7	43.0	42.7	42.9	42.8	42.8	44.6	44.2	43.1	44.1	43.2	43.1
2016	43.8	43.9	45.0	43.9	44.6	44.5	44.9	46.2	46.1	46.0	45.5	45.0	45.0
2017	42.2	43.2	43.6	42.9	43.7	43.4	43.6	44.6	43.9	43.8	43.6	43.5	43.5
2018	22.7	39.3	40.8	37.5	39.5	36.3	37.1	42.9	42.8	40.1	42.6	39.5	38.5
2019	22.7	22.7	37.3	22.7	32.0	22.7	30.1	37.8	35.5	34.6	35.5	34.3	30.7
2020	22.7	38.2	42.1	39.9	40.7	38.0	39.8	45.8	45.4	42.9	45.3	42.7	40.4
Estacional	49.1	52.1	53.4	51.6	52.5	51.0	51.5	53.3	52.5	51.1	51.9	50.4	51.8

F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R

Gráfico No. 18 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)





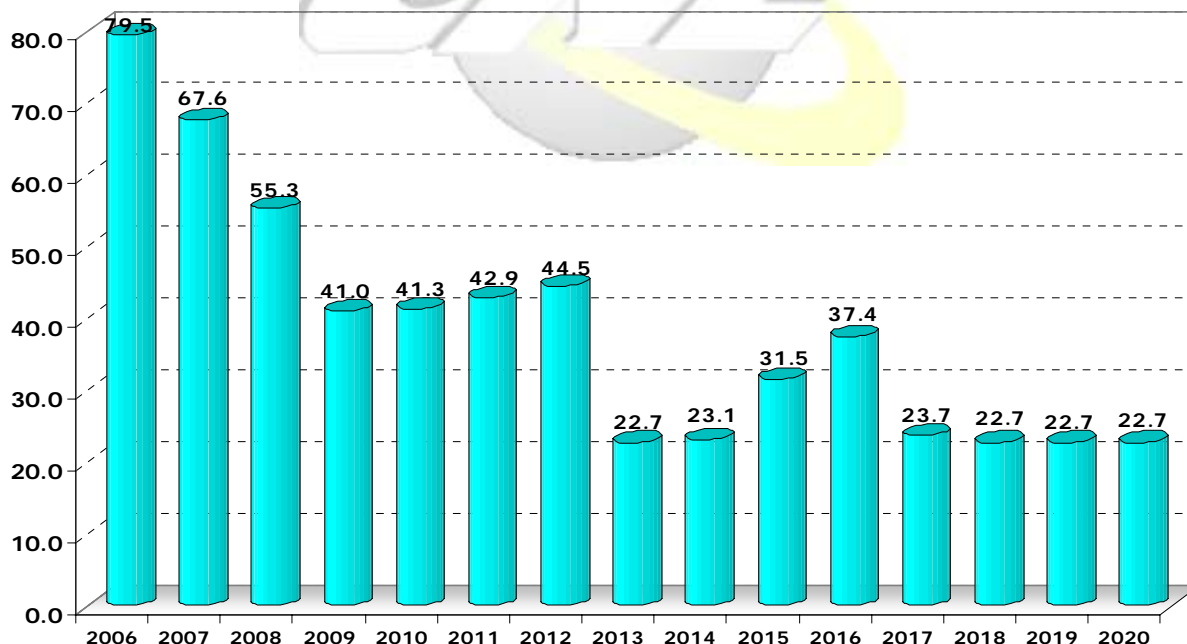
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 17: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	78.4	78.4	78.4	78.4	79.3	78.7	78.0	82.7	84.1	80.0	78.8	78.2	79.5
2007	54.0	54.5	58.0	56.8	69.5	71.1	71.4	73.9	75.6	74.7	75.6	72.7	67.6
2008	52.2	55.0	70.4	55.5	68.6	67.3	51.6	54.5	48.1	48.1	48.0	42.9	55.3
2009	39.9	39.9	41.5	39.7	41.5	40.2	41.4	41.3	41.5	41.3	41.5	41.5	41.0
2010	39.0	41.1	41.1	41.0	41.0	41.0	41.0	42.9	43.6	41.0	41.0	41.0	41.3
2011	41.5	41.5	41.5	41.5	43.1	43.8	44.1	43.8	44.3	43.4	44.1	41.5	42.9
2012	42.0	42.0	44.8	42.0	45.5	44.5	45.3	45.7	46.1	45.5	45.4	44.0	44.5
2013	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2014	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	26.6	23.8	22.7	22.7	22.7	23.1
2015	22.7	22.7	22.7	22.7	35.8	28.3	35.8	40.2	40.6	39.9	41.4	22.7	31.5
2016	22.7	22.7	42.6	22.7	41.8	40.3	41.8	42.4	42.3	42.0	42.0	42.6	37.4
2017	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	30.4	27.0	22.7	22.7	22.7	23.7
2018	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2019	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2020	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
Estacional	38.8	39.2	42.2	39.4	44.1	43.5	42.8	44.8	44.4	43.2	43.3	41.3	42.3

F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R

Grafico No. 19 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)





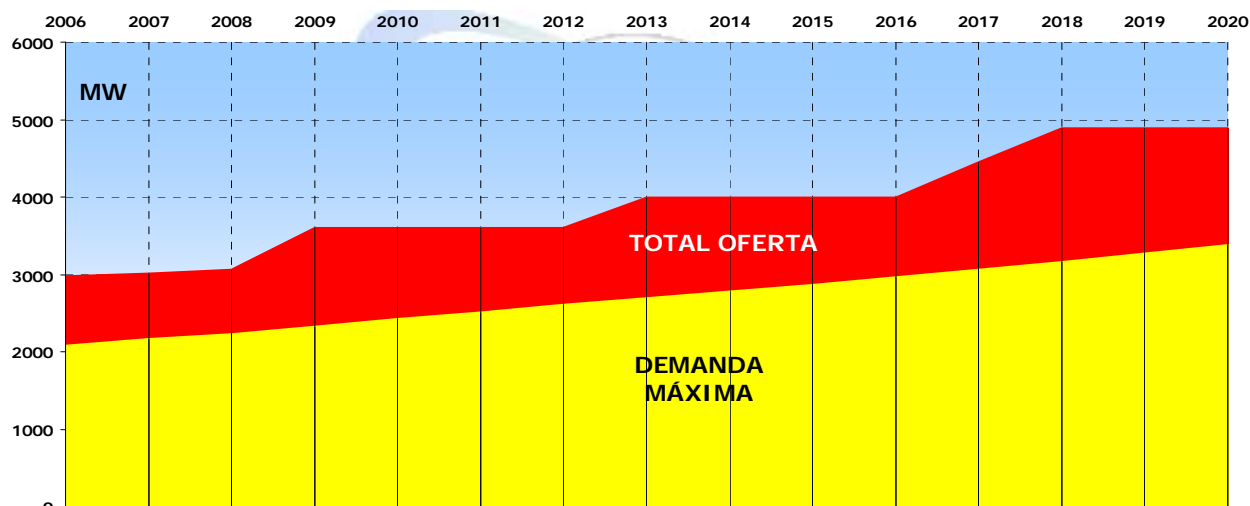
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

6.2.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO

Tabla No. 18: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6
FUTURAS	0.0	29.5	29.5	1249.5	1249.5	1249.5	1249.5	1649.5	1649.5	1649.5	1649.5	2099.5	2549.5	2549.5	2549.5
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2532.1	2532.1	3069.1	3069.1	3069.1	3069.1	3469.1	3469.1	3469.1	3469.1	3919.1	4369.1	4369.1	4369.1
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3002.5	3052.5	3589.5	3589.5	3589.5	3589.5	3989.5	3989.5	3989.5	3989.5	4439.5	4889.5	4889.5	4889.5
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.7	37.7	54.8	48.8	43.1	37.8	48.2	44.1	39.4	34.9	45.3	54.8	49.8	44.9

Gráfico No. 20 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Gráfico No. 21 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2020

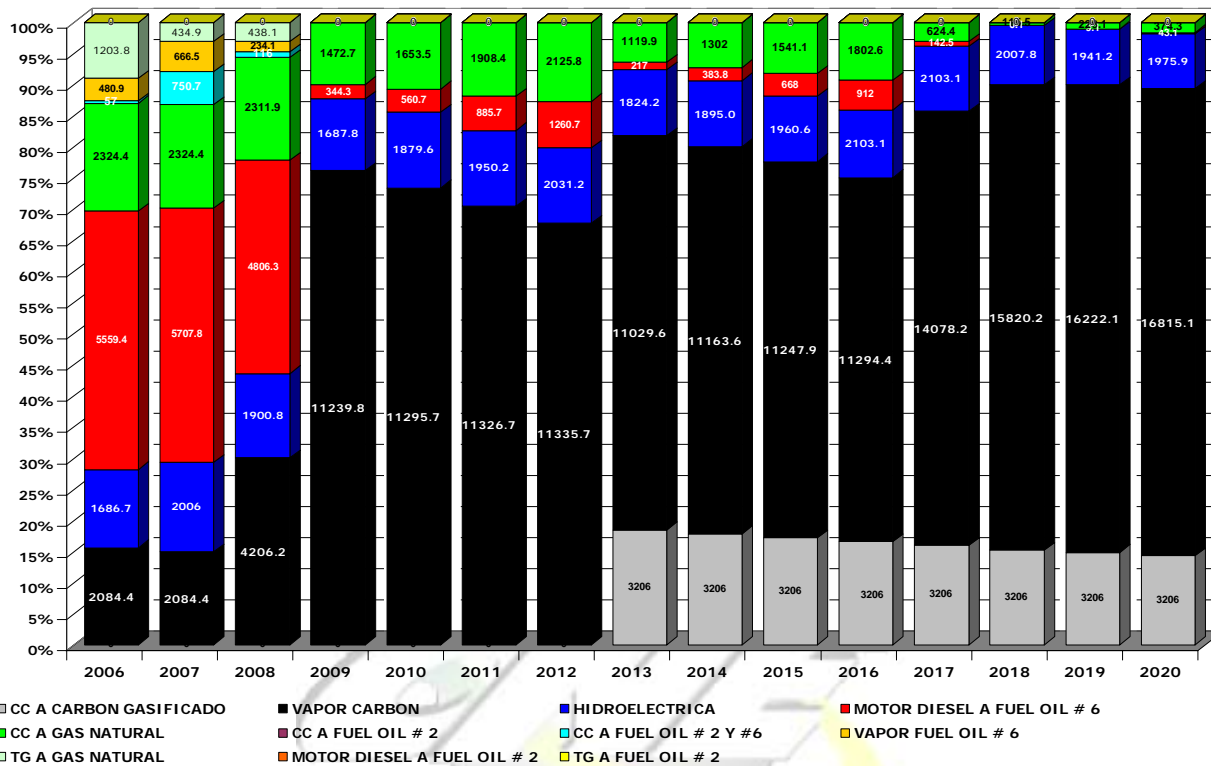
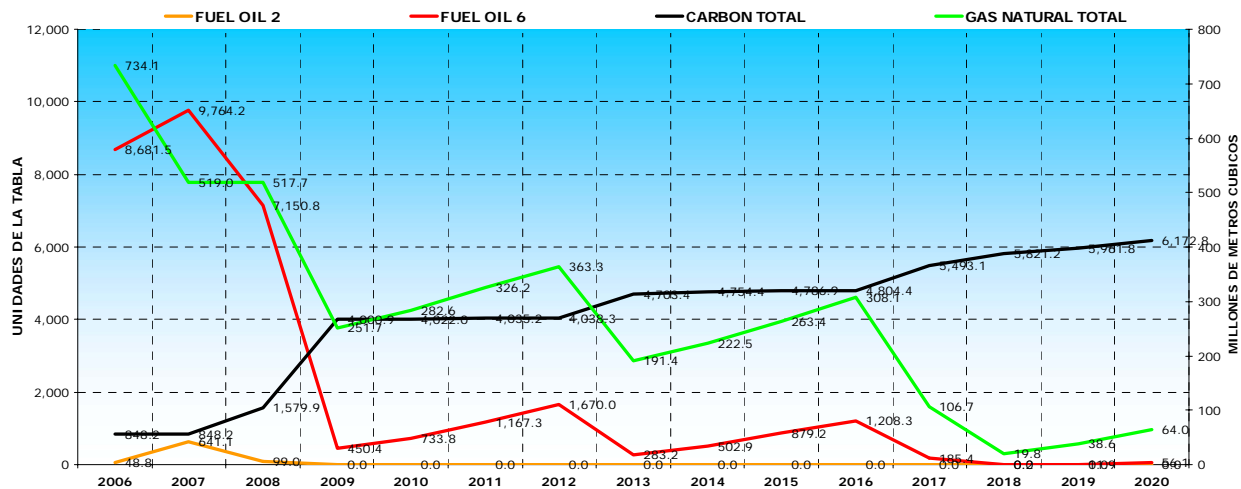


Tabla No. 20: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	8,681.53	9,764.16	7,150.80	450.42	733.83	1,167.34	1,670.01	283.22	502.92	879.19	1,208.32	185.44	0.17	11.87	56.13
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	48.82	641.08	98.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	734.10	519.00	517.70	251.70	282.60	326.20	363.30	191.40	222.50	263.40	308.10	106.70	19.75	38.63	63.98
CARBON TOTAL	MILES DE TON	848.20	848.20	1,579.90	4,000.90	4,022.00	4,035.20	4,038.30	4,703.40	4,754.40	4,786.90	4,804.40	5,493.06	5,821.15	5,961.75	6,172.83

Gráfico No. 22 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE





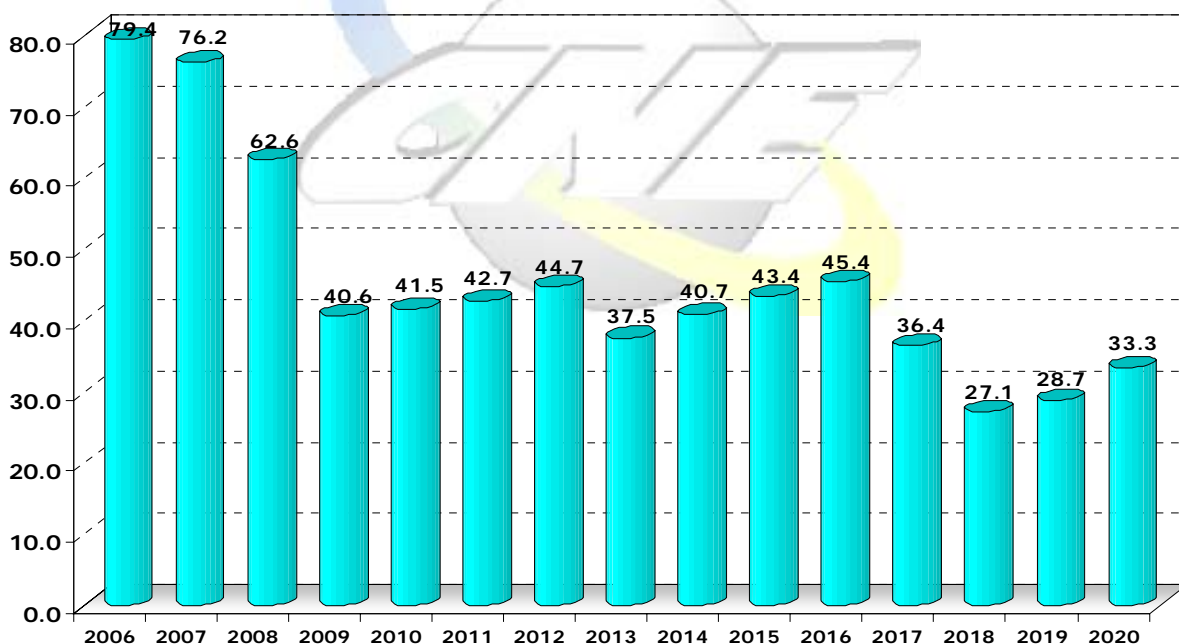
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 21: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	75.5	77.3	83.5	77.2	81.7	80.2	79.9	80.3	80.0	79.1	79.9	77.7	79.4
2007	73.7	73.9	77.3	73.1	77.7	75.9	77.0	77.7	77.5	76.8	77.6	76.0	76.2
2008	68.9	69.8	73.1	68.9	71.1	70.4	61.8	60.6	53.2	51.6	54.2	46.9	62.6
2009	37.2	37.8	42.8	37.4	42.2	40.4	41.2	41.4	41.8	41.2	41.9	41.9	40.6
2010	37.1	41.5	42.2	41.4	42.3	41.1	41.9	41.9	42.1	41.3	42.5	42.2	41.5
2011	41.5	42.6	42.9	42.4	41.8	42.6	42.6	43.2	43.0	42.7	43.9	43.6	42.7
2012	43.4	44.6	44.6	44.4	44.1	44.0	44.7	46.0	46.0	45.5	44.8	43.9	44.7
2013	35.6	36.3	38.0	36.7	36.4	34.7	36.1	40.9	41.1	39.1	38.0	36.4	37.5
2014	37.1	37.9	38.7	38.0	42.3	41.5	41.9	43.1	43.4	42.0	43.1	38.8	40.7
2015	38.4	40.1	43.8	40.4	45.1	44.1	44.4	44.6	44.9	43.9	46.0	45.2	43.4
2016	40.7	41.6	46.7	45.3	46.5	45.9	46.2	47.1	47.0	46.2	46.4	45.5	45.4
2017	37.8	37.4	38.4	37.6	36.3	36.0	35.9	37.3	36.6	34.8	35.1	33.8	36.4
2018	24.6	24.7	26.8	26.9	26.8	26.9	26.8	28.9	28.8	28.0	28.6	26.8	27.1
2019	23.8	27.1	29.7	27.2	28.5	27.1	28.2	31.1	30.2	29.3	31.2	30.5	28.7
2020	27.4	32.2	34.3	33.3	32.7	32.3	32.8	34.2	33.9	35.3	35.8	35.2	33.3
Estacional	47.3	48.7	51.4	48.8	50.9	50.0	49.7	50.6	49.9	49.0	49.8	48.0	49.5

F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R

Gráfico No. 23 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)



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.



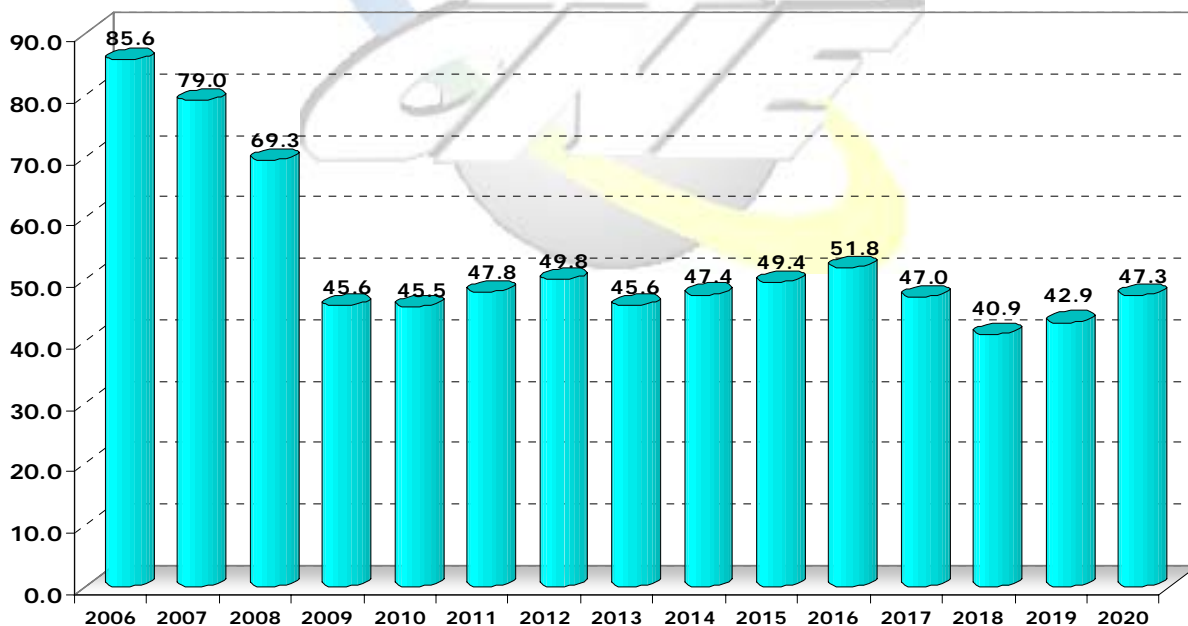
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 22: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
2006	85.4	86.5	86.0	85.8	85.4	85.4	85.5	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.6
2007	78.8	79.6	78.9	79.0	79.1	79.4	79.3	79.2	78.7	78.4	78.8	78.4	78.4	79.0
2008	75.2	75.3	75.1	75.0	75.6	75.6	72.0	72.0	57.1	55.6	70.9	50.9	50.9	69.3
2009	45.6	46.2	45.8	45.3	45.6	45.7	45.6	44.7	44.6	45.4	46.7	45.3	45.3	45.6
2010	43.9	44.1	44.9	45.0	46.2	46.2	46.2	45.0	44.9	44.8	48.4	46.1	46.1	45.5
2011	44.6	45.4	46.7	46.7	49.0	49.0	49.0	46.7	49.0	49.0	50.1	49.0	49.0	47.8
2012	46.0	49.5	49.5	49.5	50.7	50.7	50.7	49.5	49.5	50.7	51.2	50.7	50.7	49.8
2013	42.6	45.6	45.4	45.4	46.4	46.4	46.4	45.4	45.4	45.4	47.7	45.3	45.3	45.6
2014	45.8	45.8	46.8	46.8	48.2	48.2	48.2	46.9	47.0	46.8	50.6	46.8	46.8	47.4
2015	46.5	47.4	48.9	48.9	51.2	51.2	51.2	48.9	48.9	48.8	52.4	48.8	48.8	49.4
2016	48.1	49.4	51.8	51.8	53.0	53.0	53.0	51.8	51.8	51.8	53.6	51.8	51.8	51.8
2017	43.5	43.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	50.0	47.5	47.5	47.0
2018	32.0	32.2	42.6	42.6	42.6	42.7	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	40.9
2019	27.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	43.8	48.6	43.8	43.8	42.9
2020	45.2	45.2	45.2	45.2	49.2	49.2	49.2	45.4	45.5	49.2	50.3	49.2	49.2	47.3
Estacional	54.4	55.9	56.8	56.7	57.6	57.7	57.3	56.4	55.2	55.2	58.2	54.9	54.9	56.4

F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R

Grafico No. 24 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)





PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 23: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	78.4	79.6	84.8	79.6	81.9	80.3	79.5	80.7	79.7	79.1	79.9	77.1	80.1
2007	78.3	78.3	78.3	77.0	78.2	77.8	77.8	78.4	78.4	77.6	78.4	75.7	77.9
2008	71.9	73.5	73.4	71.9	71.0	70.6	62.3	59.2	53.8	51.7	50.4	47.0	63.1
2009	39.9	40.8	43.7	40.2	42.1	39.7	41.2	41.9	41.9	41.4	41.9	41.7	41.4
2010	40.5	42.2	42.6	41.9	42.5	40.9	41.9	42.7	42.4	41.2	42.3	42.3	41.9
2011	42.2	43.4	43.5	42.6	41.2	42.5	42.6	42.7	43.1	42.8	44.2	44.0	42.9
2012	44.6	45.3	45.4	45.0	44.5	44.3	45.4	46.0	45.7	44.4	45.4	43.8	45.0
2013	38.3	38.3	41.6	39.0	38.5	35.4	38.0	41.1	41.0	38.5	40.7	38.8	39.1
2014	39.7	41.2	42.2	40.9	42.1	41.4	42.0	43.9	43.4	41.5	42.9	42.5	42.0
2015	41.9	44.5	44.9	44.4	44.5	43.4	43.7	45.0	45.1	44.0	45.5	45.2	44.4
2016	45.5	46.5	46.6	46.5	46.0	45.4	45.5	47.6	47.3	46.0	45.5	44.4	46.1
2017	41.9	41.2	41.5	40.0	38.0	37.4	37.3	40.2	38.8	35.5	34.7	33.4	38.4
2018	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	26.9	26.6	25.0	25.7	22.7	23.8
2019	22.7	22.7	27.5	22.7	25.3	22.7	24.9	30.3	28.6	26.9	28.3	28.8	26.0
2020	22.7	31.3	35.1	33.2	31.0	30.1	31.1	35.5	34.8	35.9	35.9	35.3	32.7
Estacional	49.6	50.8	52.3	50.4	50.7	49.7	49.5	50.8	49.9	48.7	49.4	48.0	50.0

F
u
e
n
t
e

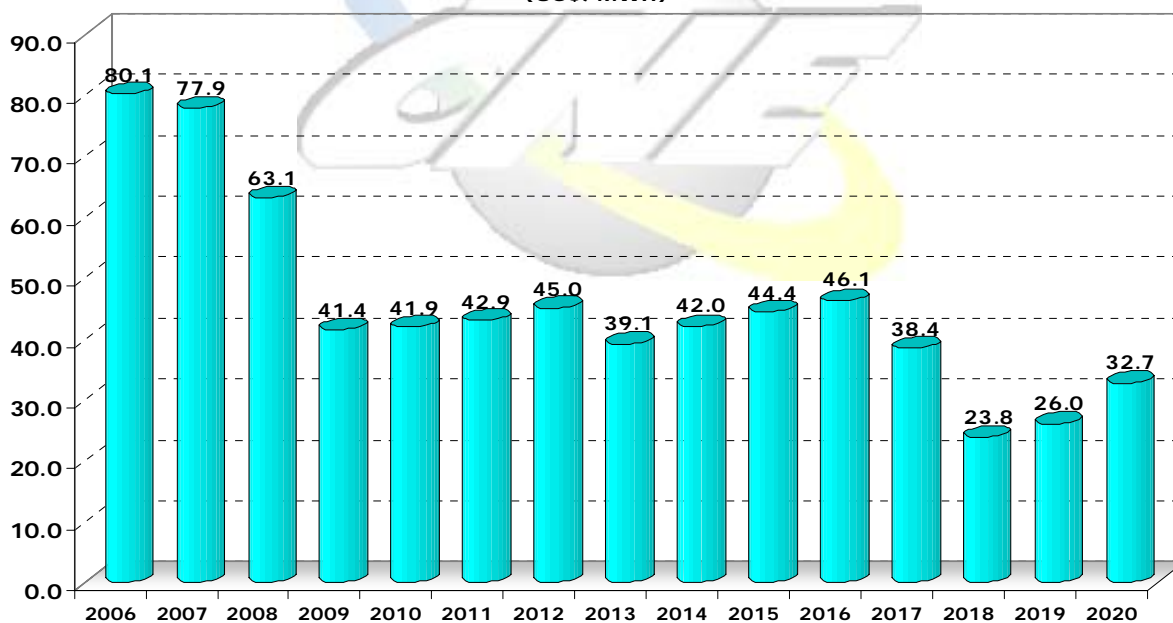
P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

Grafico No. 25 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)



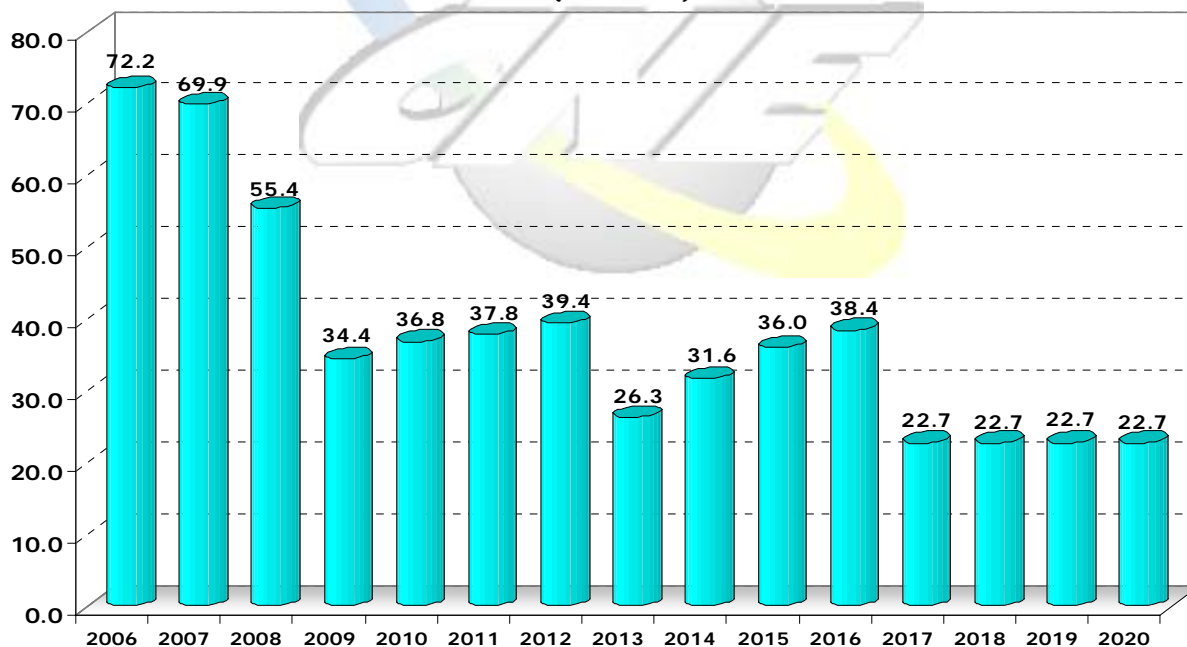


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 24: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	59.3	63.0	78.4	63.0	77.8	75.2	75.8	75.2	76.4	73.7	74.6	71.9	72.2
2007	58.0	58.0	73.5	58.0	75.3	68.4	73.3	75.0	74.3	73.6	74.7	74.5	69.9
2008	55.5	55.6	70.5	55.6	67.4	65.3	51.6	54.5	48.5	48.1	47.8	42.9	55.4
2009	22.7	22.7	37.8	22.7	39.2	37.3	37.4	37.7	39.0	37.2	37.5	39.2	34.4
2010	22.7	37.3	38.9	37.0	38.5	36.8	38.0	37.6	38.8	38.6	37.5	38.5	36.8
2011	36.9	38.0	38.0	37.8	36.7	37.0	37.2	41.3	38.0	37.1	37.3	37.8	37.8
2012	38.3	38.3	38.3	38.2	37.6	37.5	37.8	43.4	43.9	43.5	37.5	38.3	39.4
2013	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	36.8	37.6	35.3	22.7	22.7	26.3
2014	22.7	22.7	22.7	22.7	37.5	35.7	36.0	38.3	40.2	38.7	36.7	22.7	31.6
2015	22.7	22.7	36.7	22.7	41.3	39.3	40.1	40.3	41.1	39.7	41.5	41.7	36.0
2016	22.7	22.7	42.6	36.5	41.9	40.6	41.8	42.2	42.3	41.6	42.0	42.4	38.4
2017	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2018	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2019	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
2020	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7
Estacional	35.2	36.9	44.6	37.5	45.5	43.8	43.3	45.5	45.2	44.2	43.1	41.9	42.3

Grafico No. 26 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



6.2.2. Caso 1- Disminución del Precio del Carbón en un 10%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de este combustible en un 10% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 25, CASO 1 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS

FECHA	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	
AÑO	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305
2010	VAPOR_3	350
2018	VAPOR_6.2	450
2019	IGCC_5	450

COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,399.44
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	4,005.73
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,405.17
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN	US\$/MWh	64.20

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

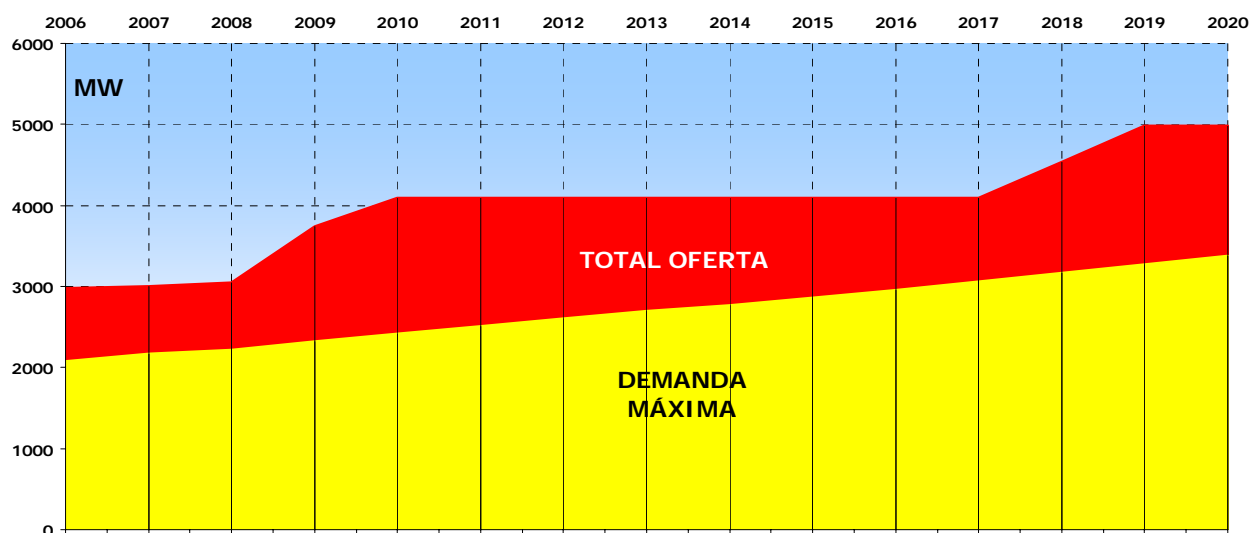


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 26: CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8
FUTURAS	0.0	29.5	29.5	1249.5	1599.5	1599.5	1599.5	1599.5	1599.5	1599.5	1599.5	1599.5	2049.5	2499.5	2499.5
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2532.1	2532.1	3214.3	3564.3	3564.3	3564.3	3564.3	3564.3	3564.3	3564.3	3564.3	4014.3	4464.3	4464.3
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3002.5	3052.5	3734.7	4084.7	4084.7	4084.7	4084.7	4084.7	4084.7	4084.7	4084.7	4534.7	4984.7	4984.7
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.7	37.7	61.1	69.3	62.8	56.8	51.7	47.6	42.8	38.1	33.6	43.5	52.7	47.7

Gráfico No. 27: CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

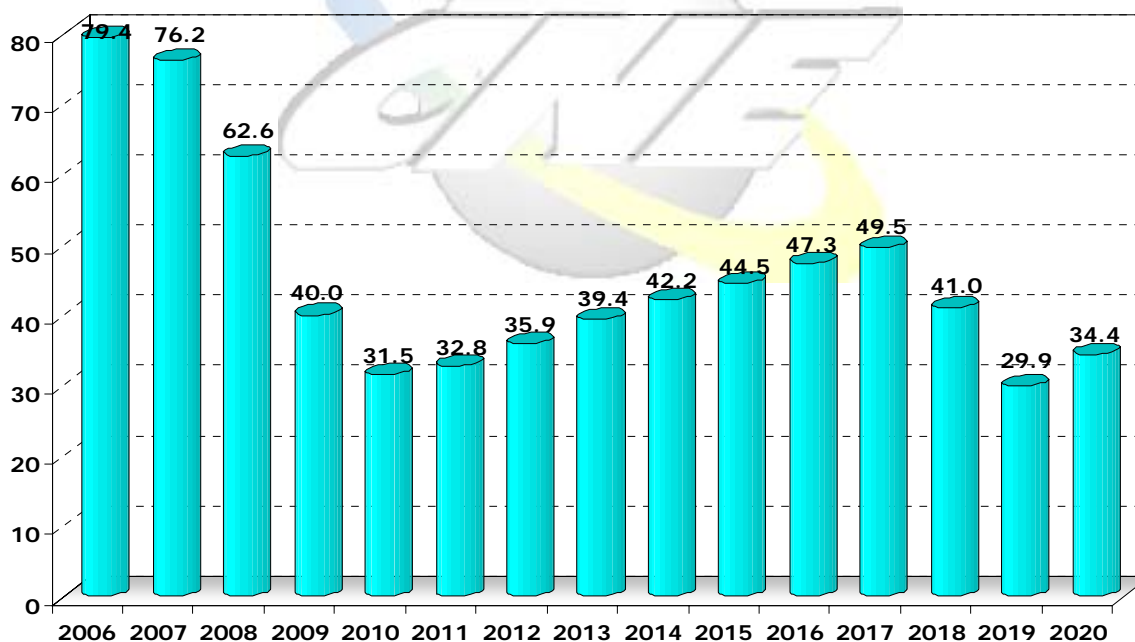


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 28: CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	75.5	77.3	83.5	77.2	81.7	80.2	79.9	80.3	80.0	79.1	79.9	77.7	79.4
2007	73.7	73.9	77.3	73.1	77.7	75.9	77.0	77.7	77.5	76.8	77.6	76.0	76.2
2008	68.9	69.8	73.1	68.9	71.1	70.4	61.8	60.6	53.2	51.6	54.2	46.9	62.6
2009	36.8	37.4	42.0	36.9	42.0	40.4	41.0	41.4	41.0	40.9	41.1	39.2	40
2010	28.3	32.9	32.6	32.2	31.2	31.1	31.0	31.4	31.4	31.4	32.9	31.5	31.5
2011	31.6	32.4	32.6	33.6	32.1	32.4	32.3	33.2	32.7	32.5	33.7	34.0	32.8
2012	33.3	35.4	35.5	35.0	34.4	33.5	35.0	39.8	39.6	37.0	36.9	35.0	35.9
2013	35.6	36.5	37.4	36.5	40.9	40.0	40.2	42.1	42.2	40.7	42.9	37.7	39.4
2014	36.8	39.0	42.5	39.4	43.3	43.2	43.7	43.9	44.0	43.3	44.3	42.3	42.2
2015	39.6	40.4	46.2	43.4	45.9	44.3	45.0	45.5	46.0	45.2	46.6	46.1	44.5
2016	44.0	47.3	47.8	47.0	46.6	46.4	47.0	49.0	48.4	46.9	48.9	47.8	47.3
2017	47.7	48.6	49.0	48.1	50.2	49.2	49.3	49.8	50.1	49.7	53.4	48.4	49.5
2018	38.5	39.7	40.8	39.3	42.8	39.3	40.0	43.8	44.1	42.4	43.4	37.7	41
2019	24.5	25.6	34.3	25.7	31.3	29.2	30.4	32.2	31.0	30.4	32.2	31.4	29.9
2020	25.9	33.4	35.1	34.4	34.7	33.2	33.5	35.9	36.1	36.4	37.1	36.5	34.4
Estacional	46	48	51	48	51	50	49	50	49	49	50	47	49.0

Gráfico No. 28 : CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



6.2.3. Caso 2-Disminución del Precio de los Derivados del Petróleo en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 29, CASO 2 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

FECHA	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	
AÑO	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305
2013	IGCC_3.2	400
2018	VAPOR_6.2	450
2019	IGCC_4.1	450

COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,353.96
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	3,924.70
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,278.66
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN	US\$/MWh	78.62

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

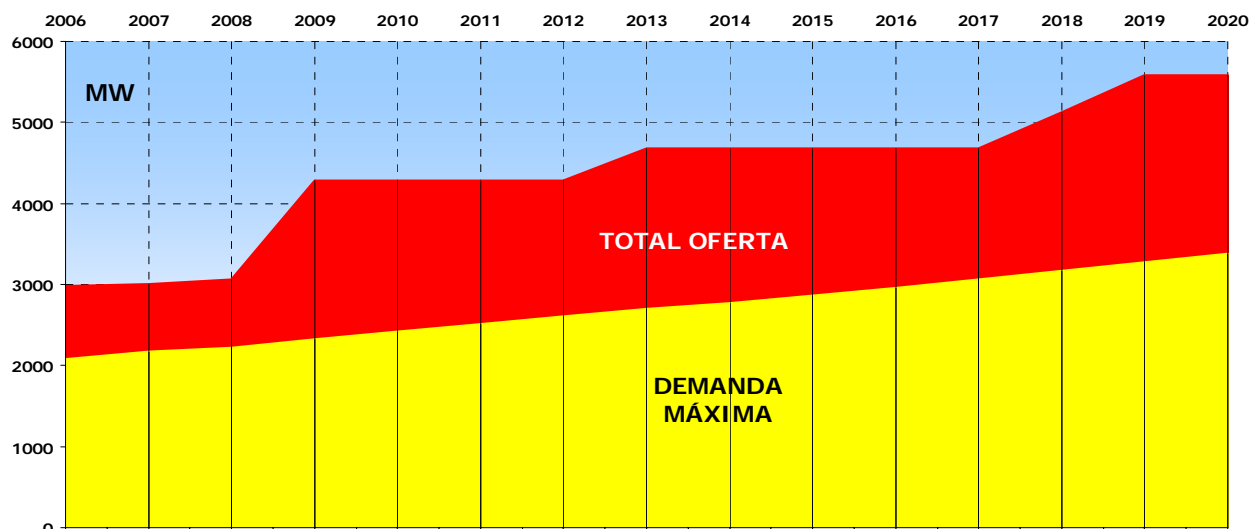


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 30: CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6
FUTURAS	0.0	32.0	32.0	1252.0	1252.0	1252.0	1252.0	1652.0	1652.0	1652.0	1652.0	1652.0	2102.0	2552.0	2552.0
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2534.6	2534.6	3754.6	3754.6	3754.6	3754.6	4154.6	4154.6	4154.6	4154.6	4154.6	4604.6	5054.6	5054.6
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3005.0	3055.0	4275.0	4275.0	4275.0	4275.0	4675.0	4675.0	4675.0	4675.0	4675.0	5125.0	5575.0	5575.0
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.8	37.8	84.4	77.2	70.4	64.1	73.7	68.9	63.4	58.1	53.0	62.2	70.8	65.2

Gráfico No. 29: CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



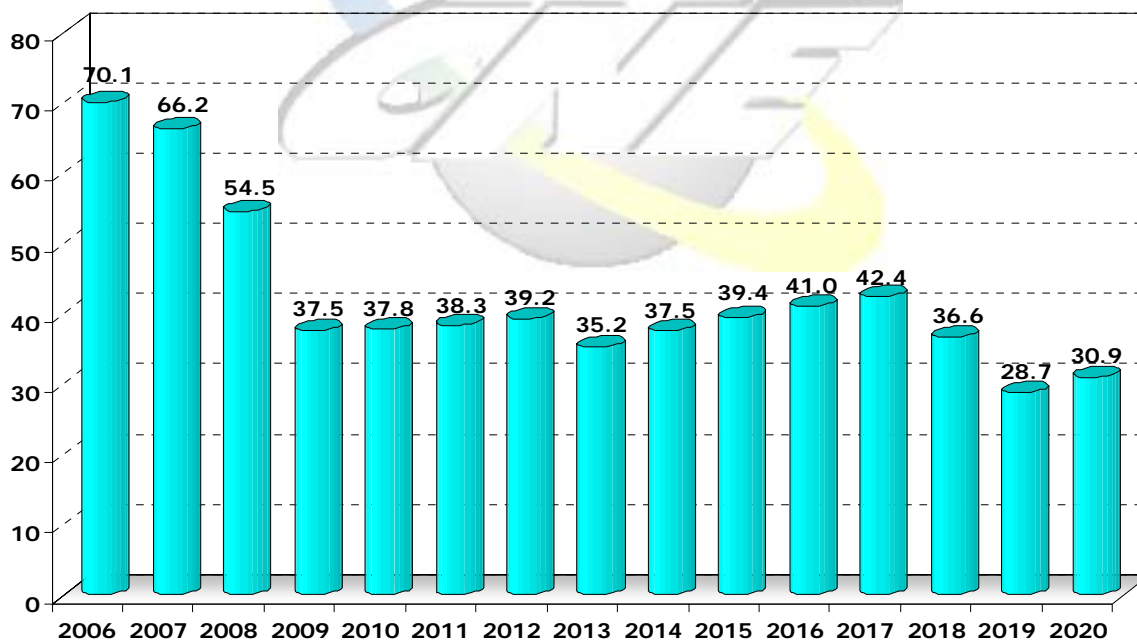
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 32: CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	67.9	69.0	72.0	68.4	71.5	71.2	69.3	71.0	70.6	69.9	70.7	69.2	70.1
2007	62.6	62.7	67.2	63.9	67.3	67.0	67.2	67.8	67.9	66.8	67.2	66.7	66.2
2008	59.3	59.7	64.2	60.7	62.3	61.8	53.3	52.1	46.0	44.5	47.3	41.6	54.5
2009	34.8	35.6	39.0	35.2	38.3	38.0	38.0	38.5	38.3	37.9	38.0	38.3	37.5
2010	34.7	38.1	38.1	37.7	37.5	38.2	38.0	38.2	38.4	37.9	38.2	38.0	37.8
2011	37.9	37.9	38.2	37.9	38.4	37.9	38.4	38.3	38.7	38.4	39.1	38.4	38.3
2012	38.5	38.8	39.5	38.8	39.0	39.1	39.2	39.5	39.4	39.3	39.6	39.4	39.2
2013	33.7	34.5	34.9	35.0	34.1	33.0	34.3	38.1	38.1	37.2	35.2	34.3	35.2
2014	34.8	35.7	35.8	35.7	37.8	38.7	38.8	39.3	39.2	39.0	39.2	35.8	37.5
2015	36.1	36.7	39.9	36.8	40.7	39.9	40.1	40.3	40.6	39.9	41.1	40.8	39.4
2016	37.4	37.8	41.8	41.1	41.3	41.2	41.5	42.0	42.1	41.4	42.0	41.8	41
2017	41.2	42.1	42.6	42.1	42.4	41.9	42.4	43.0	42.9	42.4	43.2	42.2	42.4
2018	35.8	36.4	37.1	36.8	36.5	34.7	36.2	39.1	38.5	36.0	37.1	34.2	36.6
2019	25.2	26.5	32.3	26.6	29.8	26.7	29.3	30.2	29.5	29.0	30.2	29.1	28.7
2020	26.5	30.2	31.7	31.0	30.4	29.8	30.2	32.1	31.9	31.9	32.4	31.9	30.9
Estacional	43.6	44.6	46.9	44.9	46.4	46.0	45.4	46.2	45.5	44.8	45.5	44.2	45.3

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Gráfico No. 30 : CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-





6.2.4. Caso 3 -Disminución del Precio del Gas Natural en un 20%-

En este caso procedimos a disminuir el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 33, CASO 3 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS

ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		
AÑO	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305
2013	IGCC_3.2	400
2017	VAPOR_6.2	450

COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,170.31
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	4,217.55
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,387.86
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN	US\$/MWh	71.26

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

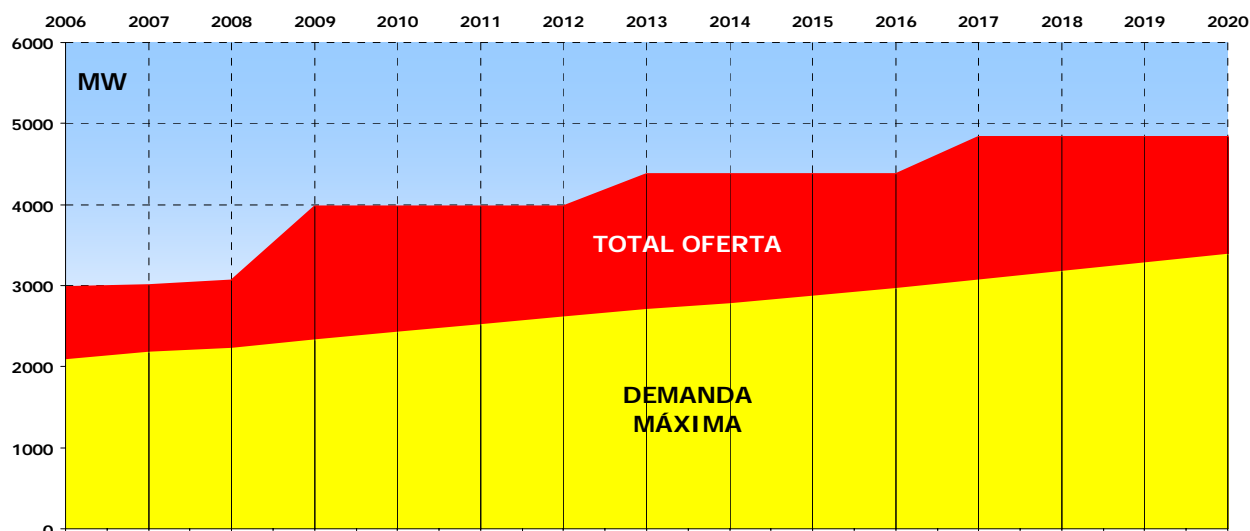


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 34: CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8	2200.8
FUTURAS	0.0	32.0	32.0	1252.0	1252.0	1252.0	1252.0	1652.0	1652.0	1652.0	1652.0	2102.0	2102.0	2102.0	2102.0
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2534.6	2534.6	3452.8	3452.8	3452.8	3452.8	3852.8	3852.8	3852.8	3852.8	4302.8	4302.8	4302.8	4302.8
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3005.0	3055.0	3973.2	3973.2	3973.2	3973.2	4373.2	4373.2	4373.2	4373.2	4823.2	4823.2	4823.2	4823.2
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.8	37.8	71.4	64.7	58.4	52.5	62.4	58.0	52.9	47.9	57.8	52.7	47.7	42.9

Gráfico No. 31: CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



F U E N T E
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 35: CASO 3-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS																
EXISTENTES	1,661.8	1,974.6	1,963.7	1,681.5	1,875.7	1,927.5	2,066.5	1,787.5	1,900.4	1,953.7	2,113.0	1,775.1	1,961.8	1,939.6	1,961.5	28,543.9
LAS DAMAS	30.1	35.9	35.9	30.4	34.2	35.2	37.3	32.4	34.6	35.6	38.2	32.1	35.7	35.2	35.6	518.4
JIMENOCA	52.1	59.1	59.3	52.1	56.8	58.5	61.7	55.7	57.9	60.0	63.7	55.0	60.9	58.9	59.2	870.9
SABANETA	42.4	50.2	49.0	43.2	47.6	49.1	52.8	45.8	48.3	49.6	54.0	45.3	49.7	49.4	50.1	726.5
HATILLO	64.2	77.1	76.9	65.0	73.5	75.6	80.3	69.3	74.2	76.3	82.1	68.8	76.5	75.6	76.6	1,112.0
SABANA YEGUA	91.6	109.2	107.9	93.0	103.8	106.9	114.3	98.8	105.0	108.0	116.7	98.0	108.2	107.3	108.5	1,577.2
VALDESIA	60.6	73.2	72.3	61.6	69.6	71.7	76.0	65.7	70.2	72.2	77.6	65.0	72.2	71.5	72.6	1,052.0
TAVERA	218.9	262.8	261.7	222.5	249.2	256.6	276.2	236.0	252.0	259.0	280.6	235.2	259.5	258.3	261.0	3,790.0
AGUACATE	272.6	323.5	324.3	273.9	308.3	315.4	335.3	293.2	311.7	321.1	345.0	290.1	323.3	316.6	320.5	4,674.8
JIGUEY	238.8	283.3	277.3	242.7	267.0	273.7	302.0	255.7	270.5	277.2	308.4	254.8	277.2	277.5	282.7	4,088.8
ANGOSTURA	81.7	99.3	99.6	83.1	94.6	97.3	103.1	88.9	95.4	97.9	105.8	87.7	98.0	96.9	98.8	1,428.1
RIO BLANCO	89.5	102.7	105.1	88.1	98.0	99.1	105.0	94.3	100.1	103.1	108.5	94.2	105.7	101.5	100.1	1,495.0
MONCIÓN	229.0	269.6	267.9	232.7	255.4	264.0	283.6	245.9	260.2	267.7	288.5	244.7	268.7	266.7	268.4	3,913.0
RINCON	12.7	15.3	15.3	12.8	14.5	14.9	16.0	13.7	14.7	15.1	16.3	13.6	15.1	15.0	15.1	220.1
LOS TOROS	156.1	187.6	185.6	158.5	178.7	184.2	195.9	168.9	180.3	185.4	200.1	167.5	185.6	183.9	186.6	2,704.9
C. E. MONCIÓN	21.5	25.8	25.6	21.9	24.5	25.3	27.0	23.2	24.8	25.5	27.5	23.1	25.5	25.3	25.7	372.2
FUTURAS	0.0	68.3	185.9	155.5	175.3	179.3	188.9	167.1	177.6	183.0	195.3	165.0	185.1	179.8	181.7	2,387.8
PINALITO	0.0	68.3	185.9	155.5	175.3	179.3	188.9	167.1	177.6	183.0	195.3	165.0	185.1	179.8	181.7	2,387.8
TOTAL HIDRÁULICAS	1,661.8	2,042.9	2,149.6	1,837.0	2,051.0	2,106.8	2,255.4	1,954.6	2,078.0	2,136.7	2,308.3	1,940.1	2,146.9	2,119.4	2,143.2	30,931.7
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	11,614.5	11,760.6	9,768.2	3,867.3	4,275.1	4,897.3	5,431.3	3,350.4	3,702.4	4,273.7	4,762.7	2,984.6	3,333.6	3,978.1	4,674.1	82,673.9
CEPP	510.5	527.9	307.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,345.9
VAPOR A FUELOIL #6	193.1	39.2	5.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	237.6
ITABO CARBON	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	26,082.0
HAINA 4	209.8	208.2	64.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	482.5
BARAHONA CARBON	345.6	345.6	337.2	167.3	187.9	225.3	272.3	102.1	144.5	186.0	225.2	75.9	109.5	170.4	305.5	3,200.3
SMITH & ENRON	34.9	251.6	89.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	376.0
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AES ANDRES	2,324.4	2,324.4	2,320.3	1,651.7	1,838.8	2,048.7	2,195.2	1,299.7	1,464.7	1,717.4	1,937.7	1,028.4	1,212.4	1,514.0	1,681.9	26,559.7
LOS MINA TG	1,301.5	1,355.9	680.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,338.1
SEABOARD EDM	614.4	614.4	633.4	11.1	19.7	94.6	111.2	5.8	12.9	67.0	92.9	2.1	9.1	59.3	96.6	2,344.5
SEABOARD EDN	308.1	312.4	219.3	-	-	-	3.8	-	-	2.1	-	-	-	-	-	850.2
SULTANA DEL ESTE	1,272.0	1,272.0	1,222.5	249.8	369.2	542.8	688.2	178.0	247.9	396.9	477.0	127.1	191.8	338.9	529.4	8,103.5
MONTE RIO	836.4	836.4	783.2	47.3	113.6	204.4	271.3	26.0	87.8	140.9	173.0	12.3	66.0	129.2	193.1	3,920.9
METALDON	247.8	248.2	178.6	-	-	-	3.5	-	-	-	3.5	-	-	-	-	685.4
DIESEL LA VEGA	762.7	764.6	575.6	-	-	6.3	28.3	-	-	4.6	16.5	-	-	6.4	21.5	2,185.5
DIESEL PALAMARA	890.6	892.3	703.4	1.3	7.1	36.4	118.7	-	5.8	22.1	96.0	-	6.0	21.1	99.0	2,899.8
FALCON	23.9	28.7	8.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.0
FUTURAS	120.3	243.3	2,280.0	9,198.0	9,237.1	9,249.9	9,253.3	12,263.1	12,347.7	12,397.9	12,442.0	15,317.8	15,520.0	15,688.1	15,781.8	151,340.3
IGCC_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_3	-	-	-	-	-	-	-	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	25,651.2
IGCC_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HATILLO-AZUA	-	-	964.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,628.4	4,627.9	4,628.4	4,628.4	4,628.4	56,504.7
MONTECRISTI	-	-	1,157.4	4,569.6	4,608.7	4,621.5	4,624.9	4,428.3	4,512.9	4,563.1	4,607.2	4,069.5	4,271.2	4,439.3	4,531.9	55,005.5
MOTOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA LAESA PIMENTEL	120.3	243.3	158.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.1	522.9
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0	3,414.0	3,414.0	3,414.0	13,656.0
TOTAL TÉRMICAS	11,734.8	12,003.9	12,048.2	13,065.3	13,512.2	14,147.2	14,684.6	15,613.5	16,050.1	16,671.6	17,204.7	18,302.4	18,853.6	19,666.2	20,455.9	234,014.2
TOTAL OFERTA	13,396.6	14,046.8	14,197.8	14,902.3	15,563.2	16,254.0	16,940.0	17,568.1	18,128.1	18,808.3	19,513.0	20,242.5	21,000.5	21,785.6	22,599.1	264,945.9
DEMANDA	13,397.8	14,047.9	14,197.8	14,901.8	15,562.8	16,254.0	16,939.9	17,568.0	18,128.0	18,807.8	19,512.8	20,243.6	21,000.8	21,786.0	22,599.5	264,948.5
DÉFICIT O EXCEDENTE (GWh)	1.2	1.1	0.0	0.5	0.4	0.0	0.1	0.1	0.1	0.5	0.2	1.1	0.3	0.4	0.4	2.6
(%)	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

F U E N T E P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R

Se recuerda que las proyecciones de demanda de energía anual utilizadas en este balance han sido recortadas al restársele el aporte de las minicentrales hidroeléctricas existentes (36.5 GWh), y los parques eólicos futuros: Matafonfo-Bani (128.2 GWh) y Eólico en el Norte (138 GWh).

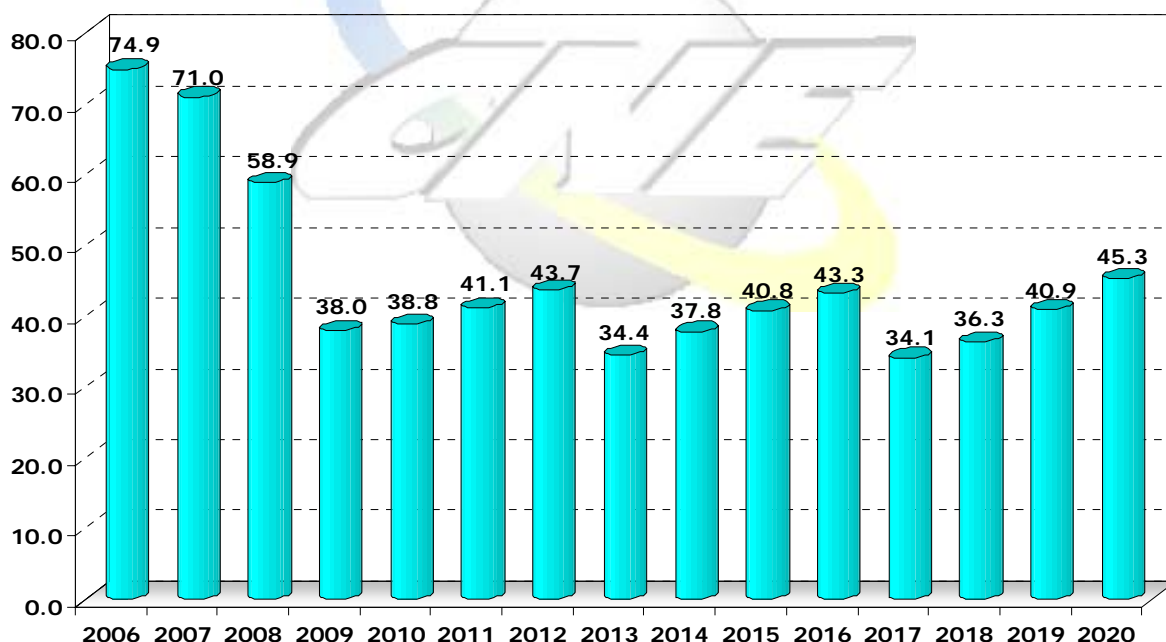


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 36: CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	68.3	77.1	79.5	75.7	75.1	75.2	75.3	74.7	75.1	74.1	73.7	74.0	74.9
2007	69.4	70.7	72.1	70.3	71.3	72.0	71.8	71.6	72.1	70.6	70.3	70.1	71.0
2008	65.8	66.2	66.9	64.9	64.7	63.7	58.7	56.0	52.3	50.9	51.0	44.8	58.9
2009	33.3	36.6	40.8	36.5	39.0	38.1	39.1	38.4	38.5	38.1	38.6	38.5	38.0
2010	35.3	38.6	38.7	38.6	37.9	39.1	39.2	39.3	39.5	39.6	40.5	39.8	38.8
2011	39.7	40.8	41.1	40.9	40.1	40.5	40.4	42.7	42.5	40.4	42.2	41.9	41.1
2012	41.7	43.1	43.1	43.0	43.6	43.1	44.0	45.8	45.8	44.9	44.5	41.3	43.7
2013	31.7	32.8	36.4	33.0	34.1	31.9	33.6	37.1	37.0	35.8	35.4	34.1	34.4
2014	33.5	35.4	36.2	36.0	38.4	38.4	38.7	40.1	40.4	39.0	40.2	37.2	37.8
2015	35.6	38.6	42.4	39.2	41.0	40.7	41.2	41.7	41.9	41.5	43.4	42.6	40.8
2016	39.8	41.2	44.7	44.4	43.4	42.7	43.2	45.3	45.3	43.9	43.3	42.1	43.3
2017	33.2	33.2	35.3	34.5	33.8	33.2	33.3	35.8	35.5	33.2	34.7	33.8	34.1
2018	32.5	34.7	36.5	34.6	36.2	33.1	36.2	40.2	38.1	37.0	38.8	37.0	36.3
2019	35.6	38.8	40.0	39.4	41.5	39.3	42.1	44.0	43.2	42.4	44.1	40.5	40.9
2020	40.4	42.3	46.4	42.2	46.3	45.2	45.4	48.0	46.9	46.2	47.7	46.2	45.3
Estacional	45.5	48.0	50.0	48.1	48.8	48.3	48.4	49.2	48.8	47.7	48.3	46.8	48.2

Gráfico No. 32 : CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



6.2.5. Caso 4-Incremento del Precio del Carbón en un 10%-

En este caso procedimos a incrementar el precio de estos combustibles en un 10% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 37, CASO 4 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

FECHA	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	
AÑO	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305
2013	IGCC_3.2	400
2017	VAPOR_6.2	450
2018	IGCC_4.1	450
COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,402.35
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	4,289.39
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,691.74
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN	US\$/MWh	73.12

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

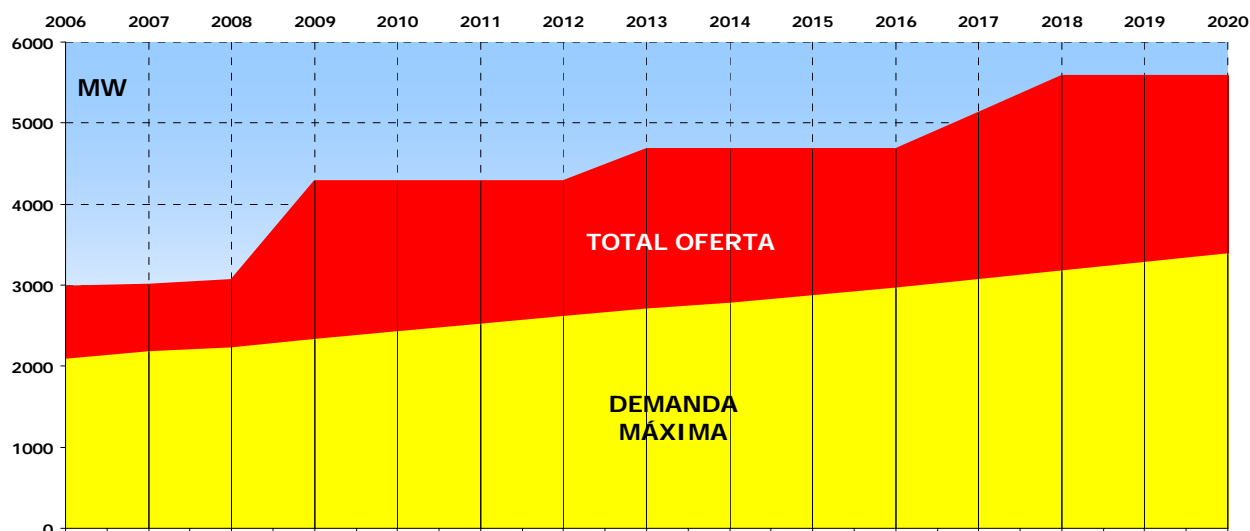


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 38: CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6	2502.6
FUTURAS	0.0	32.0	32.0	1252.0	1252.0	1252.0	1252.0	1652.0	1652.0	1652.0	1652.0	2102.0	2552.0	2552.0	2552.0
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2534.6	2534.6	3754.6	3754.6	3754.6	3754.6	4154.6	4154.6	4154.6	4154.6	4604.6	5054.6	5054.6	5054.6
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3005.0	3055.0	4275.0	4275.0	4275.0	4275.0	4675.0	4675.0	4675.0	4675.0	5125.0	5575.0	5575.0	5575.0
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.8	37.8	84.4	77.2	70.4	64.1	73.7	68.9	63.4	58.1	67.7	76.5	70.8	65.2

Gráfico No. 33: CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



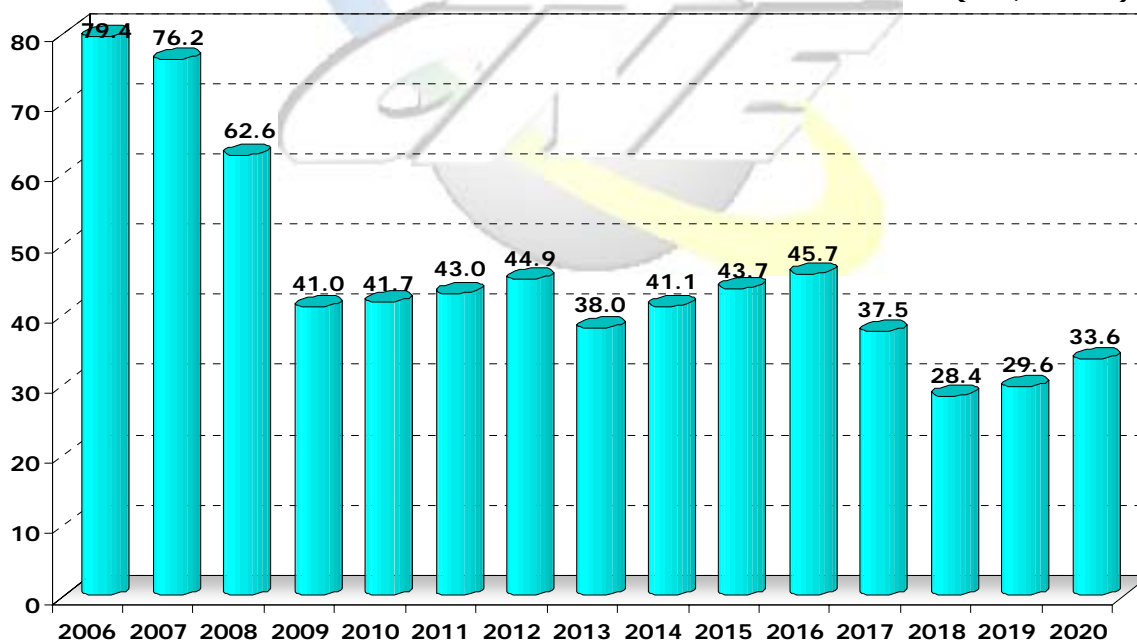
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 40: CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	75.5	77.3	83.6	77.2	81.7	80.2	79.9	80.3	80.0	79.1	79.8	77.9	79.4
2007	73.7	73.9	77.3	73.1	77.7	75.8	77.0	77.7	77.4	76.8	77.6	76.2	76.2
2008	68.9	69.9	73.0	68.8	71.2	70.4	61.7	60.6	53.2	51.5	54.2	46.9	62.6
2009	37.7	38.9	43.3	38.4	42.4	40.8	41.7	41.6	41.9	41.4	42.0	42.0	41
2010	37.9	41.9	42.2	41.9	42.5	41.2	42.0	41.9	42.1	41.4	42.6	42.4	41.7
2011	42.0	42.7	42.9	42.6	42.0	42.7	42.8	43.8	43.8	42.8	44.1	43.7	43
2012	43.5	44.6	44.6	44.5	44.6	44.5	45.2	46.2	46.2	45.5	45.2	44.0	44.9
2013	36.2	36.8	38.6	36.9	36.8	35.4	36.8	41.1	41.2	39.8	38.6	37.2	38
2014	37.6	38.4	39.3	39.0	41.6	42.6	42.6	43.2	43.4	42.0	43.6	39.3	41.1
2015	38.9	40.6	44.7	40.9	45.1	44.2	44.5	44.6	45.0	44.0	46.0	45.2	43.7
2016	41.2	42.1	46.8	46.1	46.5	45.9	46.2	47.2	47.0	46.3	46.6	45.6	45.7
2017	38.4	38.1	38.9	38.5	37.5	36.9	36.9	38.6	38.3	36.3	36.4	34.9	37.5
2018	26.5	26.4	28.4	28.5	28.5	28.5	28.5	29.6	29.6	28.4	29.5	28.5	28.4
2019	25.3	28.7	30.1	28.8	29.3	28.7	29.0	31.2	30.8	30.4	32.2	30.9	29.6
2020	29.0	32.7	34.2	33.5	33.2	32.8	33.3	34.8	34.6	34.4	35.6	34.4	33.6
Estacional	47.8	49.1	51.7	49.3	51.1	50.4	50.0	50.8	50.1	49.1	50.1	48.3	49.9

F U E N T E P R O C E S A M I E N T O D E L M O D E L O S U P E R

Gráfico No. 34 : CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-





6.2.6. Caso 5-Incremento del Precio de los Derivados del Petróleo en un 20%-

En este caso procedimos a incrementar el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 41, CASO 5 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

FECHA			ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		
AÑO	PLANTAS		MW		
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL		32		
2008	PINALITO		50		
	EOLICO DE MATAFONGO		50		
	EOLICO EN EL NORTE		50		
2009	HATILLO-AZUA_1		305		
	HATILLO-AZUA_2		305		
	MONTECRISTI_1		305		
	MONTECRISTI_2		305		
2010	VAPOR_3		350		
2013	VAPOR_6.1		400		
2018	VAPOR_6.2		450		
2019	VAPOR_1		350		
COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA					
DESCRIPCIÓN		UNIDAD	VALOR		
COSTO DE INVERSIÓN		10 ^{x6} US\$	2,668.40		
COSTO DE OPERACIÓN		10 ^{x6} US\$	4,144.17		
COSTO TOTAL		10 ^{x6} US\$	6,812.57		
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN		US\$/MWh	55.78		

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R

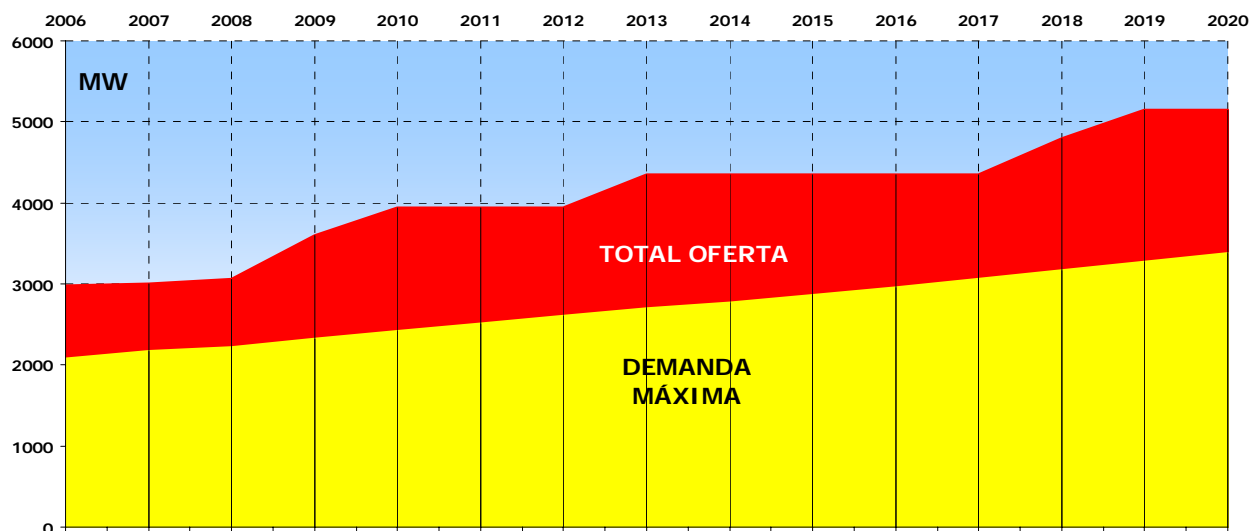


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 42: CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6	1819.6
FUTURAS	0.0	32.0	32.0	1252.0	1602.0	1602.0	1602.0	2002.0	2002.0	2002.0	2002.0	2002.0	2452.0	2802.0	2802.0
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2534.6	2534.6	3071.6	3421.6	3421.6	3421.6	3821.6	3821.6	3821.6	3821.6	3821.6	4271.6	4621.6	4621.6
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3005.0	3055.0	3592.0	3942.0	3942.0	3942.0	4342.0	4342.0	4342.0	4342.0	4342.0	4792.0	5142.0	5142.0
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.8	37.8	55.0	63.4	57.1	51.3	61.3	56.9	51.8	46.8	42.1	51.7	57.5	52.4

Gráfico No. 35: CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 43: CASO 5-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS																
EXISTENTES	1,663.0	1,974.3	1,982.9	1,775.2	1,762.9	1,892.3	2,092.3	1,756.8	1,892.7	1,947.8	1,961.3	2,157.4	1,760.7	1,849.0	1,925.7	28,394.3
LAS DAMAS	30.1	35.9	36.2	31.8	32.0	34.6	37.8	31.8	34.4	35.5	35.7	38.9	32.0	33.6	35.2	515.5
JIMENOA	52.0	59.1	59.6	53.8	53.7	57.4	63.0	54.3	57.8	60.0	60.1	64.4	55.2	57.9	60.0	868.3
SABANETA	42.4	50.2	49.6	45.9	44.9	47.9	53.5	45.1	48.0	49.4	49.7	55.2	45.4	46.9	48.4	722.5
HATILLO	64.3	77.1	77.6	68.3	68.6	74.2	81.4	68.2	73.7	76.1	76.5	83.8	68.5	72.0	75.3	1,105.6
SABANA YEGUA	91.7	109.2	109.0	98.1	97.5	104.7	115.8	97.3	104.4	107.5	108.3	119.4	97.6	102.3	106.3	1,569.1
VALDESIA	60.7	73.2	73.0	64.9	65.1	70.2	77.2	64.7	69.6	71.9	72.3	79.4	65.1	68.3	71.1	1,046.7
TAVEIRA	218.5	262.9	265.0	235.7	233.8	250.9	278.9	232.9	251.5	257.5	260.7	288.4	232.0	245.0	255.1	3,768.8
AGUACATE	273.8	323.2	326.1	288.0	288.7	311.5	340.4	286.7	310.6	321.4	321.9	349.6	288.2	303.5	318.5	4,652.1
JIGUEY	238.8	283.3	280.8	261.8	253.0	269.3	303.6	251.5	276.9	279.5	315.2	249.8	258.4	266.9	266.9	4,059.6
ANGOSTURA	81.8	99.3	100.4	87.7	88.0	95.6	104.4	87.3	94.7	98.0	98.5	107.6	87.8	91.3	95.8	1,418.2
RIO BLANCO	89.9	102.7	105.5	90.5	92.0	99.0	107.0	91.7	99.8	103.0	103.0	109.5	92.5	100.8	107.0	1,493.9
MONICION	228.5	269.6	271.4	244.9	241.9	257.4	287.2	242.6	258.9	265.3	268.3	296.8	243.1	255.8	263.9	3,895.6
RINCON	12.7	15.3	15.5	13.6	13.6	14.6	16.1	13.5	14.6	15.1	15.2	16.6	13.5	14.3	15.0	219.2
LOS TOROS	156.3	187.5	187.3	167.1	167.1	180.3	198.6	166.3	179.2	184.8	186.0	204.4	167.1	174.8	182.2	2,689.0
C. E. MONICION	21.5	25.8	25.9	23.1	23.0	24.7	27.4	22.9	24.7	25.4	25.6	28.2	22.9	24.1	25.0	370.2
FUTURAS	0.0	68.3	186.5	162.0	163.7	177.5	192.0	162.9	177.0	183.7	183.6	196.8	164.5	173.2	182.7	2,374.4
PINALITO	0.0	68.3	186.5	162.0	163.7	177.5	192.0	162.9	177.0	183.7	183.6	196.8	164.5	173.2	182.7	2,374.4
TOTAL HIDRÁULICAS	1,663.0	2,042.6	2,169.4	1,937.2	1,926.6	2,069.8	2,284.3	1,919.7	2,069.7	2,131.5	2,144.9	2,354.2	1,925.2	2,022.2	2,108.4	30,768.7
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	11,612.8	11,761.1	9,746.0	3,759.8	2,302.8	2,649.9	2,936.9	1,990.5	2,153.3	2,455.5	2,885.6	3,203.4	2,071.4	1,783.5	1,901.9	63,214.4
CEPP	512.4	527.7	313.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,353.8
VAPOR A FUEL OIL #6	194.3	250.4	86.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	531.4
ITABO CARBON	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	26,082.0
HAINA 4	203.7	209.0	65.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	478.2
BARAHONA CARBON	345.6	345.6	345.6	302.5	145.0	170.4	222.0	65.4	107.5	160.9	213.5	241.5	72.0	22.0	48.0	2,807.5
SMITH & ENRON	42.9	40.4	4.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	88.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AES ANDRES	2,324.4	2,324.4	2,312.0	1,446.3	411.1	692.0	811.5	186.3	298.0	512.1	782.1	944.5	251.0	22.7	115.1	13,433.5
LOS MINA TG	1,293.1	1,354.9	680.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,328.5
SEABOARD EDM	614.4	614.4	536.3	8.0	-	-	2.0	-	-	-	2.7	9.6	-	-	-	1,787.4
SEABOARD EDN	308.6	312.3	217.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	838.5
SULTANA DEL ESTE	1,272.0	1,272.0	1,215.6	222.8	7.9	46.7	148.6	-	9.0	41.0	135.8	187.6	9.6	-	-	4,568.6
MONTE RIO	836.4	836.4	780.3	41.2	-	2.0	14.0	-	-	2.7	12.7	75.0	-	-	-	2,600.7
METALDON	248.3	248.1	177.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	674.2
DIESEL LA VEGA	763.7	764.8	573.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,101.8
DIESEL PALAMARA	890.8	892.3	688.8	0.2	-	-	-	-	-	-	-	6.4	-	-	-	2,478.5
FALCON	23.4	29.6	8.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.7
FUTURAS	120.5	243.6	2,281.9	9,204.6	11,333.2	11,534.3	11,718.8	13,657.9	13,905.1	14,220.6	14,482.4	14,685.6	17,004.8	17,980.7	18,589.5	170,963.5
IGCC_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HATILLO-AZUA	-	-	964.4	4,628.4	4,628.0	4,628.4	4,628.4	4,623.3	4,624.9	4,626.8	4,628.4	4,628.4	4,589.2	4,269.0	4,416.4	55,884.0
MONTECRISTI	-	-	1,157.4	4,576.2	4,049.6	4,250.3	4,434.8	3,344.2	3,589.8	3,903.4	4,163.6	4,366.8	3,310.0	1,950.5	2,411.9	45,508.5
MOTOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUOVA LAESA PIMENTEL	120.5	243.6	160.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	524.2
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	5,311.2
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	29,211.6
VAPOR_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	34,524.0
TOTAL TÉRMICAS	11,733.3	12,004.7	12,027.9	12,964.4	13,636.0	14,184.2	14,655.7	15,648.4	16,058.4	16,676.1	17,368.0	17,889.0	19,076.2	19,764.2	20,491.4	234,177.9
TOTAL OFERTA	13,396.3	14,047.3	14,197.3	14,901.6	15,562.6	16,254.0	16,940.0	17,568.1	18,128.1	18,807.6	19,512.9	20,243.2	21,001.4	21,786.4	22,599.8	264,946.6
DEMANDA	13,397.8	14,047.9	14,197.8	14,901.8	15,562.8	16,254.0	16,939.9	17,568.0	18,128.0	18,807.8	19,512.8	20,243.6	21,000.8	21,786.0	22,599.5	264,948.5
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	1.5	0.6	0.5	0.2	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.4	0.6	0.4	0.3	1.9
(%)	-0.01%	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%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Se recuerda que las proyecciones de demanda de energía anual utilizadas en este balance han sido recortadas al restársele el aporte de las minicentrales hidroeléctricas existentes (36.5 GWh), y los parques eólicos futuros: Matafonfo-Bani (128.2 GWh) y Eólico en el Norte (138 GWh).



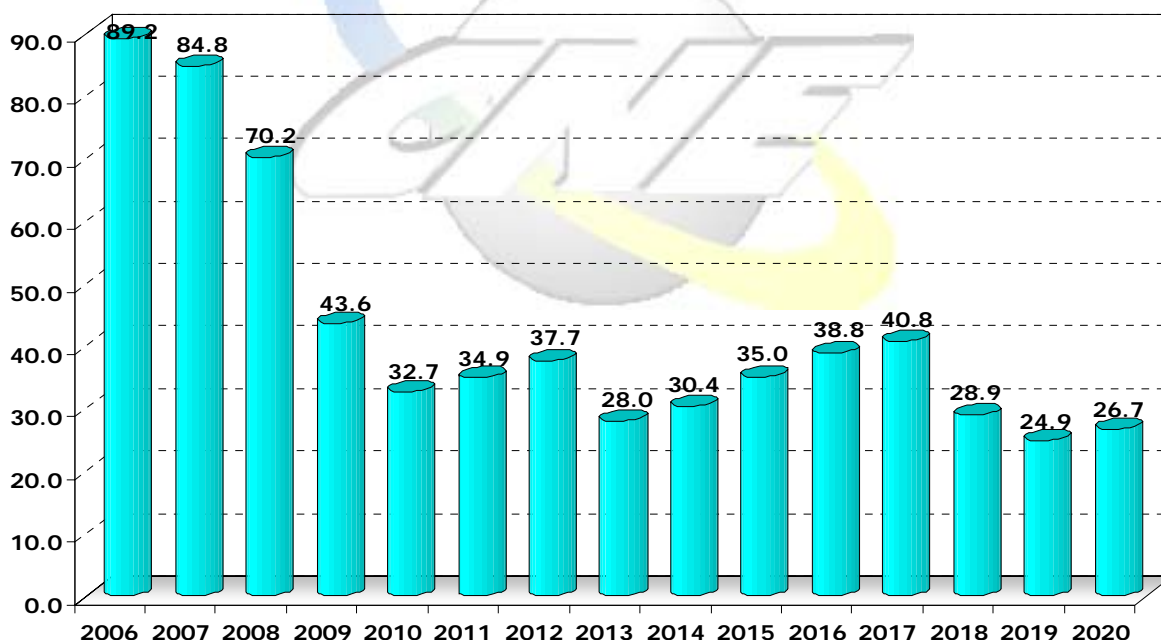
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 44: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	81.8	91.9	93.7	88.9	89.6	90.7	89.7	89.3	89.7	88.5	88.1	88.3	89.2
2007	82.6	84.3	86.1	83.8	85.0	86.0	85.7	85.5	85.9	84.3	83.9	83.7	84.8
2008	78.5	78.9	80.0	77.5	77.1	76.0	69.8	66.8	62.0	60.4	61.0	53.3	70.2
2009	38.7	41.0	48.1	40.9	46.0	44.7	45.0	44.5	44.0	43.7	43.8	42.4	43.6
2010	30.5	33.9	33.3	33.0	32.2	32.2	32.2	32.3	32.4	32.3	35.5	32.3	32.7
2011	32.3	33.3	33.4	36.3	35.0	35.3	35.0	34.2	35.4	35.2	36.5	36.5	34.9
2012	33.9	37.7	37.8	37.5	37.2	36.3	37.2	40.8	40.8	39.4	38.3	35.4	37.7
2013	24.8	26.2	31.0	26.3	28.9	26.3	28.7	29.0	28.5	28.1	28.9	28.5	28.0
2014	26.4	29.6	30.6	30.1	29.6	29.2	29.6	31.9	31.4	30.8	34.2	31.6	30.4
2015	30.9	33.3	34.9	34.2	35.6	34.6	34.9	33.4	36.7	36.6	37.5	37.5	35.0
2016	35.1	36.6	40.0	39.9	38.7	36.9	37.7	41.2	40.1	38.5	41.0	39.0	38.8
2017	37.2	40.5	41.3	40.9	41.1	39.0	40.8	44.8	44.2	39.9	42.0	37.7	40.8
2018	25.2	26.9	32.4	27.0	30.4	26.9	29.9	29.4	29.2	28.9	31.9	28.3	28.9
2019	23.2	23.2	23.2	23.2	27.0	27.1	27.0	22.9	22.9	25.6	27.1	25.6	24.9
2020	22.9	22.9	27.3	27.5	27.3	27.4	27.3	27.6	27.6	27.3	27.8	27.4	26.7
Estacional	45.8	48.6	50.7	48.7	49.6	48.9	48.8	48.9	48.6	47.7	48.7	46.8	48.5

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Gráfico No. 36: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-





6.2.7. Caso 6-Incremento del Precio del Gas Natural en un 20%-

En este caso procedimos a incrementar el precio de estos combustibles en un 20% para simular el efecto que esto provocaría en un escenario de libre competencia.

A continuación se muestra el cronograma propuesto de instalación de obras para el escenario bajo de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 45, CASO 6 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS

ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		
AÑO	PLANTAS	MW
2007	NUEVA LAESA PIMENTEL	32
2008	PINALITO	50
	EOLICO DE MATAFONGO	50
	EOLICO EN EL NORTE	50
2009	HATILLO-AZUA_1	305
	HATILLO-AZUA_2	305
	MONTECRISTI_1	305
	MONTECRISTI_2	305
2010	VAPOR_3	350
2013	IGCC 3.1	400
2017	VAPOR_6.2	450
COSTOS ASOCIADOS AL CRONOGRAMA		
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
COSTO DE INVERSIÓN	10 ^{x6} US\$	2,588.05
COSTO DE OPERACIÓN	10 ^{x6} US\$	4,076.03
COSTO TOTAL	10 ^{x6} US\$	6,664.08
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSIÓN	US\$/MWh	63.98

A continuación se presentan como resultado de este cronograma: los balances resumidos de potencia y energía, y los costos marginales promedio para todo el periodo de estudio.

Estos valores están referidos a bornes del generador.

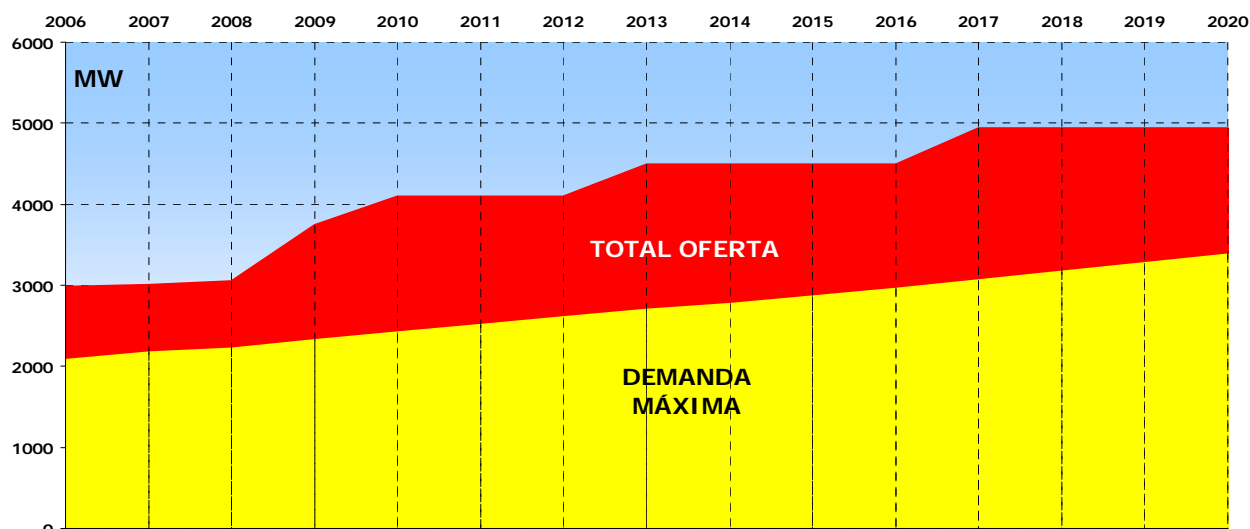


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 46: CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PLANTAS HIDROELECTRICAS															
EXISTENTES	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4	470.4
FUTURAS	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
TOTAL HIDRO	470.4	470.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4	520.4
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2502.6	2502.6	2502.6	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8	1964.8
FUTURAS	0.0	29.5	29.5	1249.5	1599.5	1599.5	1599.5	1999.5	1999.5	1999.5	1999.5	2449.5	2449.5	2449.5	2449.5
TOTAL TÉRMICAS	2502.6	2532.1	2532.1	3214.3	3564.3	3564.3	3564.3	3964.3	3964.3	3964.3	3964.3	4414.3	4414.3	4414.3	4414.3
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2973.0	3002.5	3052.5	3734.7	4084.7	4084.7	4084.7	4484.7	4484.7	4484.7	4484.7	4934.7	4934.7	4934.7	4934.7
DEMANDA MÁXIMA	2070.5	2164.5	2217.1	2318.1	2412.1	2509.1	2605.1	2692.1	2768.1	2861.1	2957.2	3056.4	3159.0	3265.0	3374.5
RESERVA O DEFICIT (%)	43.6	38.7	37.7	61.1	69.3	62.8	56.8	66.6	62.0	56.7	51.7	61.5	56.2	51.1	46.2

Gráfico No. 37: CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-



F
u
e
n
t
e

P
R
O
C
E
S
A
M
I
E
N
T
O

D
E
L

M
O
D
E
L
O

S
U
P
E
R



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 47: CASO 6-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-

NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS																
EXISTENTES	1,707.6	1,946.0	1,906.8	1,844.9	1,764.7	1,903.2	2,144.6	1,687.3	1,890.4	1,972.0	2,135.6	1,697.4	1,939.8	1,961.8	1,950.7	28,452.8
LAS DAMAS	30.6	35.0	35.2	32.9	32.1	34.7	38.7	30.5	34.4	35.9	38.6	30.7	35.4	35.6	35.5	515.8
JIMENOCA	52.7	58.8	57.6	56.6	53.4	57.3	64.2	52.1	57.6	61.0	64.6	52.9	60.0	60.6	59.2	868.6
SABANETA	43.7	49.5	46.1	47.6	45.1	48.4	54.9	43.4	48.0	50.1	54.7	43.4	49.2	49.9	49.6	723.6
HATILLO	65.5	75.0	75.1	70.5	68.9	74.5	83.3	65.5	73.7	76.9	83.0	65.7	75.7	76.2	76.1	1,105.6
SABANA YEGUA	94.0	107.1	103.8	101.6	97.7	105.3	118.6	93.5	104.5	108.9	118.2	93.8	107.1	108.2	107.7	1,570.0
VALDESIA	62.1	71.1	70.0	66.8	65.4	70.6	78.7	62.1	69.7	72.6	78.5	62.3	71.6	71.8	71.9	1,045.2
TAVERA	226.4	259.1	253.6	244.2	234.1	253.1	286.2	223.8	251.2	260.8	284.3	225.1	256.6	260.2	258.7	3,777.4
AGUACATE	278.5	317.6	320.7	299.5	288.7	311.8	348.3	275.0	309.7	324.5	347.1	277.1	319.6	321.5	320.0	4,659.6
JIGUEY	247.9	283.4	263.8	274.4	253.9	272.7	313.8	241.9	269.7	281.0	310.8	241.5	273.0	281.4	281.2	4,090.4
ANGOSTURA	83.4	96.4	97.1	90.2	88.7	96.2	106.9	83.8	94.6	98.8	106.4	83.8	97.1	97.6	98.1	1,419.4
RIO BLANCO	91.4	102.5	108.8	95.4	90.8	97.9	109.5	88.0	99.7	103.9	108.9	90.5	104.9	103.4	101.1	1,496.7
MONCIÓN	236.7	267.7	256.2	254.8	241.4	259.7	293.8	233.0	259.1	269.8	293.7	235.4	265.7	269.4	266.1	3,902.5
RINCÓN	13.0	14.9	15.1	14.0	13.6	14.7	16.6	12.9	14.6	15.2	16.4	13.0	15.0	15.1	15.0	219.1
LOS TOROS	159.6	182.6	179.1	172.5	167.8	181.4	203.1	159.8	179.2	186.9	202.5	160.1	183.7	185.4	185.1	2,688.3
C. E. MONCIÓN	22.1	25.3	24.6	23.9	23.1	24.9	28.0	22.0	24.7	25.7	27.9	22.1	25.2	25.5	25.4	370.4
FUTURAS	0.0	69.8	185.6	168.6	163.6	177.1	196.5	156.1	176.3	185.4	196.1	157.7	182.8	183.4	181.9	2,380.9
PINALITO	0.0	69.8	185.6	168.6	163.6	177.1	196.5	156.1	176.3	185.4	196.1	157.7	182.8	183.4	181.9	2,380.9
TOTAL HIDRÁULICAS	1,707.6	2,015.8	2,092.4	2,013.5	1,928.3	2,080.3	2,341.1	1,843.4	2,066.7	2,157.4	2,331.7	1,855.1	2,122.6	2,145.2	2,132.6	30,833.7
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	11,568.5	11,788.1	9,813.5	3,687.9	2,299.9	2,652.0	2,878.1	1,970.9	2,097.2	2,343.0	2,564.4	1,890.8	2,027.4	2,271.0	2,694.7	62,547.4
CEPP	515.0	526.8	332.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,374.5
VAPOR A FUEL OIL #6	777.9	458.4	154.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,391.1
ITABO CARBON	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	1,738.8	26,082.0
HAINA 4	436.9	479.8	218.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,135.1
BARAHONA CARBON	345.6	345.6	345.6	303.1	164.8	192.8	235.6	70.2	96.8	154.4	184.6	53.0	69.1	138.2	199.7	2,899.1
SMITH & ENRON	385.4	831.3	334.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,551.3
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	0.5	69.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.5
AES ANDRES	2,324.4	2,314.7	2,038.4	227.3	8.4	121.6	207.6	2.4	4.0	13.0	75.0	0.1	2.0	14.7	84.2	7,437.8
LOS MINA TG	43.8	19.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63.3
SEABOARD EDM	614.4	614.4	596.9	172.7	12.0	0.4	2.2	-	9.8	37.2	86.3	0.4	9.2	32.6	89.0	2,277.5
SEABOARD EDN	309.2	315.6	237.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	862.6
SULTANA DEL ESTE	1,272.0	1,272.0	1,272.0	833.4	295.8	440.7	514.0	145.1	197.9	277.6	343.9	88.8	175.4	233.5	427.8	7,789.9
MONTE RIO	836.4	836.4	828.9	402.2	80.1	157.7	179.9	14.4	49.9	122.0	135.8	9.7	32.9	113.2	154.5	3,954.0
METALDON	248.5	250.8	194.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	694.0
DIESEL LA VEGA	764.2	769.2	621.6	0.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,155.7
DIESEL PALAMARA	891.5	892.8	850.7	9.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.7	2,645.4
FALCON	64.0	72.5	28.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164.6
FUTURAS	120.7	242.8	2,291.4	9,201.0	11,334.8	11,522.6	11,720.8	13,753.3	13,964.3	14,308.1	14,616.5	16,496.6	16,850.3	17,369.3	17,772.0	171,564.5
IGCC_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_3	-	-	-	-	-	-	-	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	25,651.2
IGCC_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
IGCC_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
HATILLO-AZUA	-	-	964.4	4,628.4	4,628.0	4,628.4	4,628.4	4,623.0	4,623.3	4,625.5	4,628.3	4,531.3	4,580.4	4,614.2	4,625.2	56,328.8
MONTECRISTI	-	-	1,157.4	4,572.6	4,051.2	4,238.6	4,436.8	3,268.3	3,479.0	3,820.6	4,126.2	2,689.3	2,993.9	3,479.1	3,870.8	46,183.8
MOTOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NUEVA LAESA PIMENTEL	120.7	242.8	169.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	533.1
VAPOR_1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	29,211.6
VAPOR_4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR_6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0	3,414.0	3,414.0	3,414.0	13,656.0
TOTAL TÉRMICAS	11,689.2	12,030.9	12,104.9	12,888.9	13,634.7	14,174.6	14,598.9	15,724.2	16,061.5	16,651.1	17,180.9	18,387.4	18,877.7	19,640.3	20,466.7	234,111.9
TOTAL OFERTA	13,396.8	14,046.7	14,197.3	14,902.4	15,563.0	16,254.9	16,940.0	17,567.6	18,128.2	18,807.8	19,512.6	20,242.5	21,000.3	21,785.5	22,599.3	264,945.6
DEMANDA	13,397.8	14,047.9	14,197.8	14,901.8	15,562.8	16,254.0	16,939.9	17,568.0	18,128.0	18,807.8	19,512.8	20,243.6	21,000.8	21,786.0	22,599.5	264,948.5
DÉFICIT O EXCEDENTE (GWh)	1.0	1.2	0.5	0.6	0.2	0.9	0.1	0.4	0.2	0.7	0.2	1.1	0.5	0.5	0.2	2.9
(%)	-0.01%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-0.01%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Se recuerda que las proyecciones de demanda de energía anual utilizadas en este balance han sido recortadas al restársele el aporte de las minicentrales hidroeléctricas existentes (36.5 GWh), y los parques eólicos futuros: Matafonfo-Bani (128.2 GWh) y Eólico en el Norte (138 GWh).

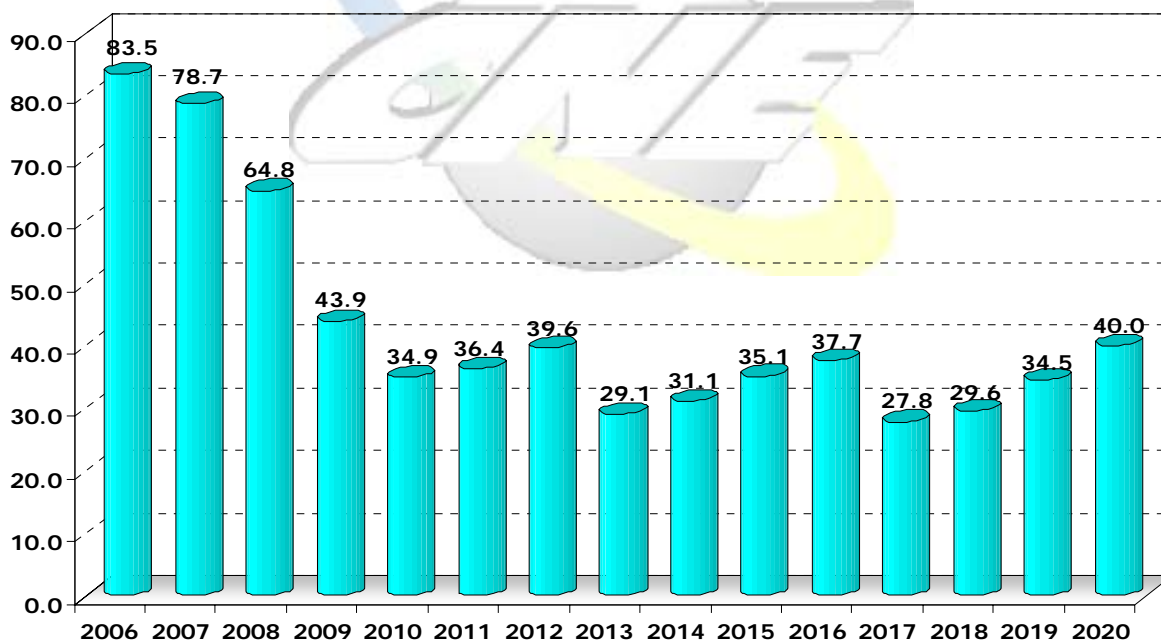


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2005.

Tabla No. 48: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	81.2	82.0	85.4	81.2	85.5	84.9	82.9	84.3	83.9	82.8	84.4	82.9	83.5
2007	74.8	74.9	79.8	75.9	80.4	78.6	79.6	80.5	80.5	79.5	80.1	79.4	78.7
2008	70.6	70.9	76.4	72.2	74.5	73.7	63.5	61.9	54.6	53.0	56.3	49.8	64.8
2009	40.6	41.4	45.2	41.3	45.5	44.0	44.7	45.5	45.1	44.9	44.8	42.8	43.9
2010	31.2	36.3	35.9	35.5	34.6	34.5	34.6	35.0	34.9	35.4	36.1	35.2	34.9
2011	35.6	37.3	37.3	37.1	35.3	35.6	35.9	38.2	35.6	35.4	36.3	37.7	36.4
2012	38.5	39.9	39.8	39.3	38.1	37.7	38.5	44.3	44.0	40.6	38.0	35.5	39.6
2013	25.3	27.5	33.2	27.6	29.9	27.5	27.6	30.6	30.1	29.7	30.5	29.6	29.1
2014	25.8	30.0	31.8	31.0	31.1	29.9	31.0	33.2	32.5	31.6	33.1	32.8	31.1
2015	28.8	34.8	36.5	35.9	34.5	33.7	33.8	35.3	35.9	36.2	38.1	37.5	35.1
2016	37.1	39.2	39.9	39.8	37.6	36.6	37.0	38.9	38.0	36.7	35.9	34.9	37.7
2017	24.7	24.6	27.8	28.0	27.9	27.9	27.8	29.8	29.3	28.3	29.7	27.9	27.8
2018	23.9	28.0	30.4	28.1	29.7	28.2	29.3	31.4	31.4	31.0	32.4	31.3	29.6
2019	28.1	32.8	35.9	34.0	33.3	33.3	33.5	37.5	35.6	35.6	37.4	37.3	34.5
2020	33.2	39.8	41.2	40.0	40.2	38.4	38.5	41.9	41.8	41.2	41.8	41.2	40.0
Estacional	44.9	47.2	49.9	47.6	48.8	47.9	47.1	48.9	47.7	46.9	47.8	46.4	47.6

Gráfico No. 38: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER