



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 2004



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



ÍNDICE GENERAL

TITULO	PAGINA
1. PRESENTACIÓN	1
2. INTRODUCCIÓN	2
3. JUSTIFICACIÓN	3
4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	4
5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	7
5.1 OFERTA EXISTENTE	7
5.1.1 OFERTA HIDROELÉCTRICA	7
5.1.2 OFERTA TERMOELÉCTRICA	8
5.2 PROYECTOS CANDIDATOS	10
5.2.1 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS	10
5.2.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	10
6. PLANES DE EXPANSIÓN OBTENIDOS	13
6.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES	13
6.1.1 COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN	16
6.1.2 COSTO ENERGÍA NO SERVIDA	17
6.2 SOLUCIONES ENCONTRADAS	18
6.2.1. CASO BASE	19
6.2.1.1 ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO	20
6.2.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA ALTO	27
6.2.1.3 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO	34
6.2.2. CASO 1-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	41
6.2.3. CASO 2-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	45
6.2.4. CASO 3-DISMINUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	49
6.2.5. CASO 4-INCREMENTO DEL PRECIO DEL CARBÓN EN UN 10%	53
6.2.6. CASO 5-INCREMENTO DEL PRECIO DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN UN 20%	57
6.2.7. CASO 6-INCREMENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN UN 20%	61



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRAFICO No.	DESCRIPCIÓN	PÁGINA No.
1	TASA DE CRECIMIENTO GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL PIB	4
2	GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
3	COEFICIENTES ESTACIONALES ANUALES EN P.U	5
4	FACTORES DE CARGA	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 DICIEMBRE 2004	7
9	CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA DICIEMBRE 2004	8
10	GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA DICIEMBRE 2004	8
11	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES EN US\$/MMBTU	14
12	PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES	15
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	20
14	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	22
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	22
16	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	23
17	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	24
18	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	25
19	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	26
20	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE POTENCIA ANUAL	27
21	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	29
22	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	29
23	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	30



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

24	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	31
25	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	32
26	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	33
27	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE POTENCIA	34
28	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	36
29	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	36
30	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)	37
31	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	38
32	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	39
33	ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	40
34	CASO 1-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	42
35	CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	44
36	CASO 2-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	46
37	CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	48
38	CASO 3-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	50
39	CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	52
40	CASO 4-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	54
41	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	56
42	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	58
43	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	60
44	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	62
45	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	64



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	9
5	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EXISTENTES	10
6	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICAS	11
7	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	14
8	PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES	15
9.1	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO MEDIO	
9.2	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO ALTO	19
9.3	CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO BAJO	
10	CASO BASE RESUMEN DE COSTOS	19
11	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	20
12	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	21
13	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	22
14	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES PROMEDIOS (US\$/MWh)	23
15	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)	24
16	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)	25
17	ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN BASE (US\$/MWh)	26
18	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO BALANCE DE POTENCIA MEDIA ANUAL (MW)	27
19	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO BALANCE DE ENERGÍA MEDIA ANUAL (GWh)	28
20	ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE	29



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

47	CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	56
48	CASO 5 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	57
49	CASO 5-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	58
50	CASO 5-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	59
51	CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	60
52	CASO 6 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS-	61
53	CASO 6-BALANCE DE POTENCIA ANUAL (MW)-	62
54	CASO 6-BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)-	63
55	CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-	64





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 2004.

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

Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Council (NERC), la Empresa Generadora Hidroeléctrica (EGEHIDRO) de la República Dominicana, el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI), el trabajo de "Actualización del Estudio de Mercado y Proyecciones de Demanda del Sector Eléctrico de la República Dominicana" realizado por la firma consultora Estudios Técnicos Económicos de Energía (ETEE), para la Comisión de Reforma de la Empresa Pública (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 SUPCR**. El sistema computacional denominado **SUPCR**, desarrollado por 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, se indica la evolución ocurrida en el sector y la proyección de la demanda futura para tres escenarios de crecimiento. A continuación se describe la oferta eléctrica, y se propone un plan indicativo de expansión para los tres 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



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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, 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 le da a la CNE, "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."

En un documento aparte se explicara porque no se cumplieron los planes previstos en el ajuste anual del año 2002, tanto para la expansión de la generación, como para la expansión de la transmisión y de la distribución.

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

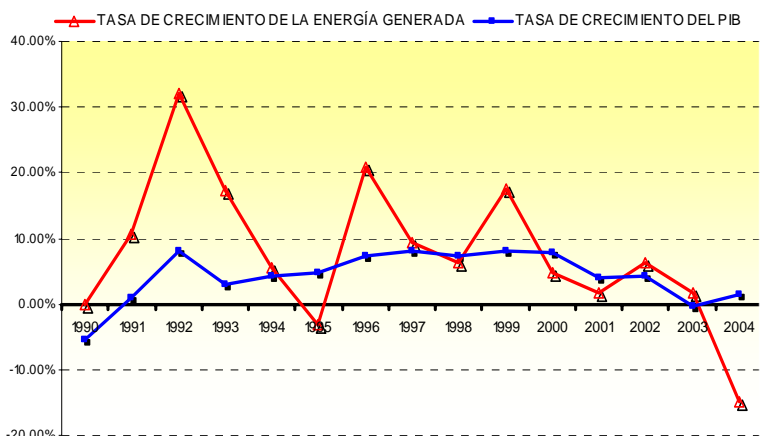
Dentro de la necesidad de crecimiento de la economía y de mejoramiento en la calidad de vida de los dominicanos, la disponibilidad de energía eléctrica se vuelve un requisito fundamental para la expansión de las actividades productivas, debido a que se requiere para elaborar bienes y servicios que satisfagan 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.

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 14.88%.

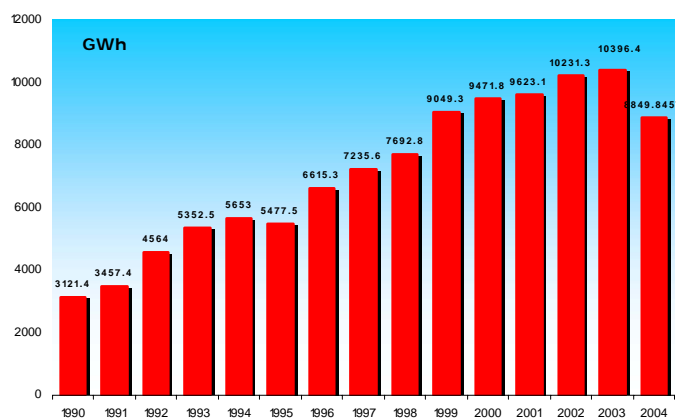
Este comportamiento puede observarse en las siguientes figuras:

Grafico 1. TASAS DE CRECIMIENTO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL PIB PARA EL PERIODO 1990-2004



Fuente:
1-BANCO CENTRAL.
2-PROGRAMA DE OPERACIÓN DE MEDIANO PLAZO AGOSTO 2004 – JULIO 2005. (OC).
3-INFORMES MENSUALES DE OPERACIÓN DEL SENI, GERENCIA DE OPERACIONES, OC.

Grafico 2. GENERACIÓN ELÉCTRICA 1990-2004



Fuente:
1-PROGRAMA DE OPERACIÓN DE MEDIANO PLAZO AGOSTO 2004 – JULIO 2005. (OC).
2-INFORMES MENSUALES DE OPERACIÓN DEL SENI, GERENCIA DE OPERACIONES, OC.

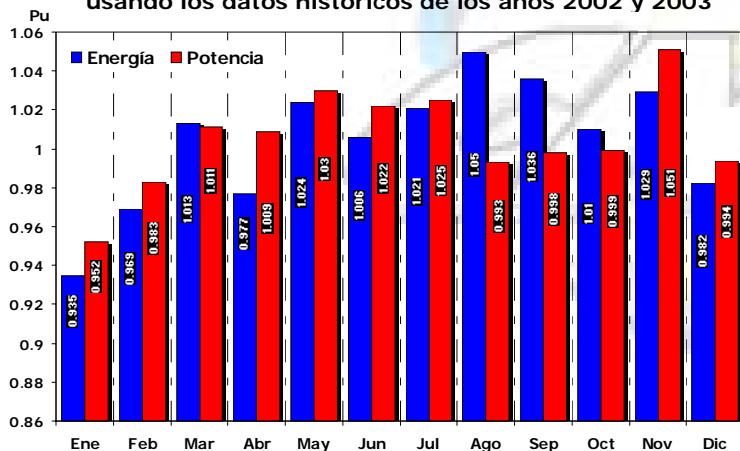


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Si bien para el 2005 se estima 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.

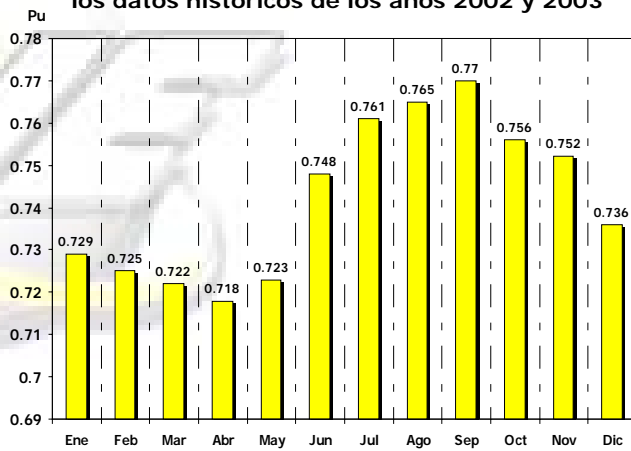
En el gráfico 3. se presenta la distribución estacional de la demanda eléctrica dominicana usando los datos históricos de los años 2002 y 2003 (el 2004 no es estadísticamente confiable). Se puede concluir que los meses donde hubo mayor y menor consumo de energía fueron agosto y enero respectivamente; 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).

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. Factores de Carga Mensual 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 observa el comportamiento de los factores de carga. Los meses de mayor factor de carga son septiembre y agosto, con valores en el orden del 77.7% y 76.65% respectivamente; mientras que el mes de abril es el de menor valor con 71.8%. El factor de carga anual resulto ser de 69.9%.

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.

En este estudio se plantea los resultados sobre la prospectiva para tres escenarios de crecimiento de la demanda, denominados: Mayor, Medio y Menor. Tienen tasas

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 2004.

de crecimiento medio anual de potencia para el período 2006-2020 de 6.74%, 5.51%, 3.69%, respectivamente, y tasas de crecimiento medio anual de energía de 7.07%, 5.85%, 4.03%, respectivamente como se puede observar en el gráfico 5. y en la tabla No. 1 y 2 donde se presenta un resumen de los valores de energía y demanda máxima de potencia activa para los tres escenarios de demanda establecidos por la CNE sobre la base del estudio de ETEE.

Gráfico 5. TASAS DE CRECIMIENTO POR ESCENARIO DE DEMANDA

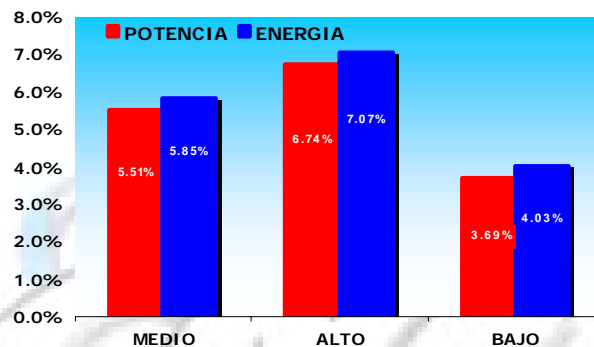


TABLA 1. PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW

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
ALTO	2,687	2,905	3,098	3,357	3,587	3,822	4,078	4,341	4,647	4,931	5,232	5,552	5,891	6,252	6,634
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
ALTO	17,391	18,861	20,181	21,933	23,511	25,127	26,895	28,721	30,841	32,827	34,941	37,191	39,586	42,135	44,848
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

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

Gráfico 6. PROYECCIONES DE DEMANDA DE POTENCIA EN MW

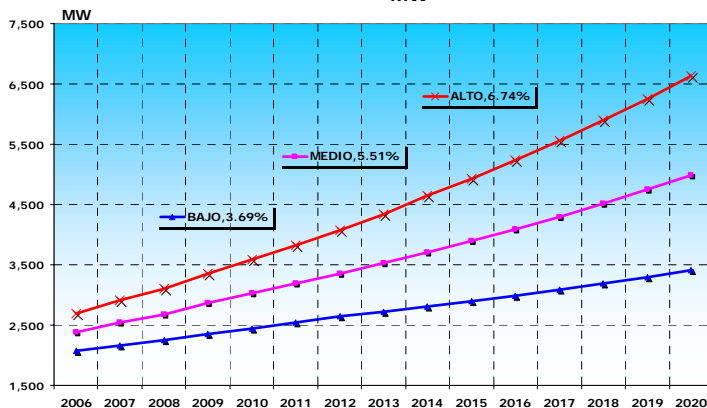
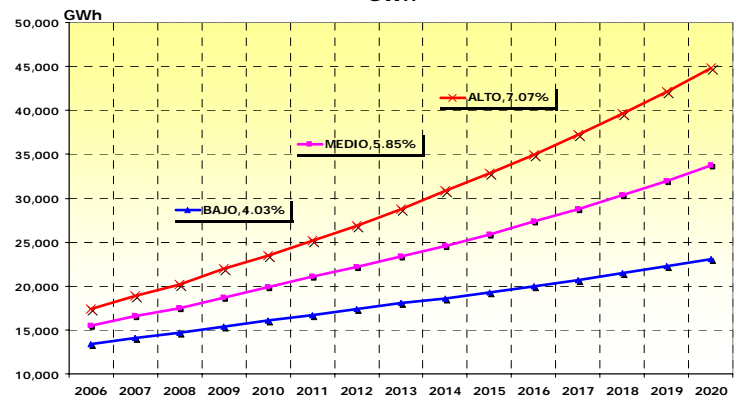


Gráfico 7. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA EN GWh





5. OFERTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1 Oferta Existente

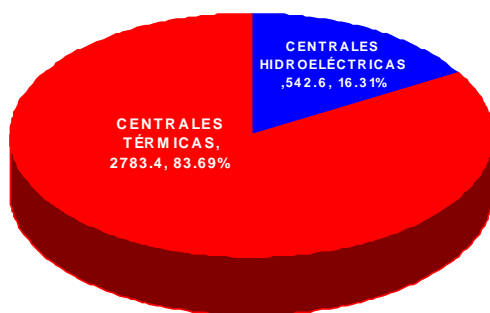
La evolución de la capacidad instalada en República Dominicana en la década anterior fue muy reducida; sin embargo, la capacidad de producción disponible era mucho menor, debido a la falta de mantenimiento de las centrales de generación de la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), como resultado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

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

Los sectores comercial e industrial se vieron obligados a instalar generadores de motores diesel que solo pueden operar durante períodos de tiempo muy cortos, debido a su alto costo.

A diciembre del 2004 el país disponía de 3,326.2 MW instalados; de los cuales el 16.31% (542.6 MW) correspondía a centrales hidroeléctricas y el 83.69% (2783.4 MW) a centrales térmicas.

Grafico 8. CAPACIDAD INSTALADA
DICIEMBRE 2004



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

Actualmente compiten en el sistema empresas de generación estatal y privada. La transmisión está a cargo de una sola empresa del estado. En la distribución el estado es el dueño de dos (EDENORTE y EDESUR)² de las tres empresas existentes y accionista importante de la tercera (EDEESTE).

² Estas empresas fueron Reestatizadas en septiembre 2003.

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

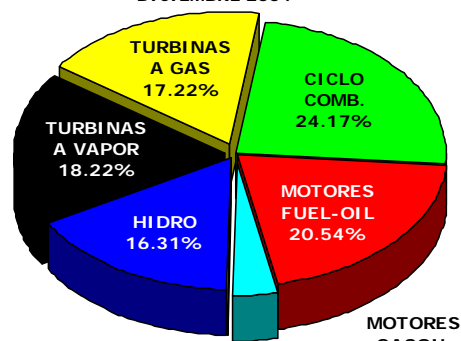
CENTRAL	POTENCIA MW	CAUDALES (m ³ /s)		ENERGÍA GWh
		TURB	VERT	
ANGOSTURA	18	24.4	0.4	75.2
C. E. MONCION	3.2	15.6	3.8	19.7
HATILLO	8	19.1	21.5	58
JIMENOA	8.4	5.2	2.6	42.6
LAS DAMAS	7.5	1.1	0	26.9
LOS TOROS	18.9	17.7	2.5	141.3
SABANA YEGUA	13	13.1	6.8	82.3
SABANETA	6.4	7.1	2.2	37.8
AGUACATE	52	17.2	0.1	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

5.1.2. Oferta Termoeléctrica

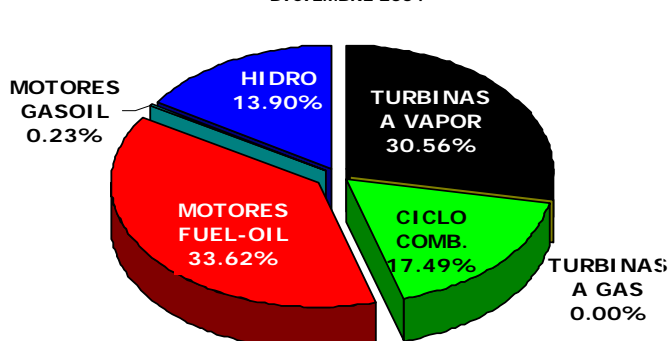
En los siguientes gráficos se ilustra la oferta de generación existente a diciembre del 2004.

Grafico 9. CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA DICIEMBRE 2004



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

Grafico 10. GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA DICIEMBRE 2004



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



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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 existentes

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA ^a	POTENCIA EFECTIVA MW ^b	COMBUSTIBLE	EFICIENCIA % ^c	COSTOS	COSTO	COSTO O&M
					MEDIOS US\$/MWh ^d	O&M FIJO US\$/KW ^e	VARIABLE US\$/MWh ^e
CEPP 1	CEPP	16.17	FUEL OIL 6	37.43	44.80	14	1.72
CEPP 2	CEPP	49.00	FUEL OIL 6	37.43	44.80	14	1.72
FALCON	FALCON	6.6 ^f	FUEL OIL 6	28.84	59.57	14	3.76
HAINA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	46.30	FUEL OIL 6	27.16	63.32	14	4.06
HAINA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	47.50	FUEL OIL 6	27.16	63.32	14	4.06
PTO PLATA 1	VAPOR A FUEL OIL #6	23.50	FUEL OIL 6	27.16	63.32	14	4.06
PTO PLATA 2	VAPOR A FUEL OIL #6	37.83	FUEL OIL 6	27.16	63.32	14	4.06
BARAHONA VAPOR	BARAHONA CARBON	42.10	CARBON1	28.00	31.22	17	3.72
ITABO 1	ITABO CARBON	116.99	CARBON2	32.00	19.56	17	1.78
ITABO 2	ITABO CARBON	90.00	CARBON2	32.00	19.56	17	1.78
METALDOM	METALDON	30.00	FUEL OIL 6	40.02	42.43	14	2.17
SEABOARD EDM	SEABOARD EDM	72.38	FUEL OIL 6	41.88	39.47	14	0.93
SEABOARD EDN	SEABOARD EDN	37.14	FUEL OIL 6	38.90	42.70	14	1.22
DIESEL PALAMARA	DIESEL PALAMARA	102.50	FUEL OIL 6	40.64	41.47	14	1.81
DIESEL LA VEGA	DIESEL LA VEGA	87.55	FUEL OIL 6	40.37	41.77	14	1.84
MONTE RIO	MONTE RIO	96.60	FUEL OIL 6	43.00	38.24	14	0.69
AES ANDRES	AES ANDRES	281.30	GAS NAT_2	53.76	37.63	11	0.20
LAS MINAS 5	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT_1	32.52	64.87	10	0.34
LAS MINAS 6	LOS MINA TG	118.00	GAS NAT_1	32.52	64.87	10	0.34
HAINA TG	HAINA TG	99.81	FUEL OIL 2	30.45	92.67	10	2.34
HIGUAMO	ITABO TG	68.14 ^g	FUEL OIL 2	27.51	101.51	10	1.46
ITABO TG	ITABO TG	102.13 ^h	FUEL OIL 2	27.51	101.51	10	1.46
LAESA	LAESA	70.22 ⁱ	FUEL OIL 2	30.00	96.52	10	5.00
SMITH & ENRON	SMITH & ENRON	179.25	GAS OIL SMITH ^j	34.93	64.04	14	1.28
MAXON	DIESEL MAXON	28.98	FUEL OIL 2	35.69	81.88	10	5.00
SULTANA DEL ESTE	SULTANA DEL ESTE	148.59	FUEL OIL 6	43.80	37.61	14	0.75
HAINA 4	HAINA 4	67.68	FUEL OIL 6	29.00	59.40	14	3.91
SAN PEDRO VAPOR	VAPOR A FUEL OIL #6	31.35	FUEL OIL 6	27.16	63.32	14	4.06
MANZANILLO 3	MANZANILLO 3	1.22	FUEL OIL 6	36.67	45.85	14	1.89
CESPM 1	CESPM	96.27	FUEL OIL 2	45.00	63.19	12	2.10
CESPM 2	CESPM	98.40	FUEL OIL 2	45.00	63.19	12	2.10
CESPM 3	CESPM	99.90	FUEL OIL 2	45.00	63.19	12	2.10

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 2004.
- d Procesamiento del modelo SUPER sobre la base de datos del OC del 2004.
- 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 2004.
- 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 Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHID) ha establecido un catálogo de proyectos para que puedan ser estudiados a profundidad y evaluar las opciones para entrar en servicio en los años futuros. 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.

En la siguiente tabla se presentan a continuación las características más relevantes de estas posibles alternativas.



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 6 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS TÉRMICAS

NOMBRE DE LA CENTRAL	CLASE TERMICA	POTENCIA EFECTIVA MW ^m	COMBUSTIBLE ^r	EFICIENCIA % ⁿ	COSTOS MEDIOS US\$/Mwh ^o	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 ^d
VAPOR_1	VAPOR_1	350.00	CARBON3	43.00	14.33	448.9	1282.5	3.10	24.81
VAPOR_2	VAPOR_2	350.00	CARBON3	43.00	14.33	448.9	1282.5	3.10	24.81
VAPOR_3	VAPOR_3	350.00	CARBON3	45.00	13.82	448.9	1282.5	3.10	24.81
VAPOR_4	VAPOR_4	350.00	CARBON3	45.00	13.82	448.9	1282.5	3.10	24.81
VAPOR_5	VAPOR_5	400.00	CARBON3	47.00	13.36	492.8	1232.1	3.10	24.81
VAPOR_6	VAPOR_6	400.00	CARBON3	47.00	13.36	492.8	1232.1	3.10	24.81
VAPOR_7	VAPOR_6	450.00	CARBON3	47.00	13.36	535.2	1189.3	3.10	24.81
VAPOR_8	VAPOR_6	500.00	CARBON3	47.00	13.36	576.2	1152.3	3.10	24.81
VAPOR_9	VAPOR_6	550.00	CARBON3	47.00	13.36	615.9	1119.9	3.10	24.81
CC CARB_1.1	CC CARB_1	350.00	CARBON4	52.00	10.94	517.9	1479.6	2.07	34.11
CC CARB_1.2	CC CARB_1	350.00	CARBON4	52.00	10.94	517.9	1479.6	2.07	34.11
CC CARB_2.1	CC CARB_2	350.00	CARBON4	52.00	10.94	517.9	1479.6	2.07	34.11
CC CARB_2.2	CC CARB_2	350.00	CARBON4	52.00	10.94	517.9	1479.6	2.07	34.11
CC CARB_2.3	CC CARB_2	400.00	CARBON4	52.00	10.94	568.6	1421.5	2.07	34.11
CC CARB_2.4	CC CARB_2	400.00	CARBON4	52.00	10.94	568.6	1421.5	2.07	34.11
CC CARB_2.5	CC CARB_2	450.00	CARBON4	52.00	10.94	617.5	1372.2	2.07	34.11
CC CARB_2.6	CC CARB_2	500.00	CARBON4	52.00	10.94	664.7	1329.5	2.07	34.11
CC CARB_2.7	CC CARB_2	550.00	CARBON4	52.00	10.94	701.6	1275.6	2.07	34.11
CCGN-01.1	CCGN-01	300.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	186.1	620.3	2.07	10.34
CCGN-01.2	CCGN-01	300.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	186.1	620.3	2.07	10.34
CCGN-02.1	CCGN-02	350.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	207.3	592.3	2.07	10.34
CCGN-02.2	CCGN-02	350.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	207.3	592.3	2.07	10.34
CCGN-02.3	CCGN-02	400.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	227.6	569.0	2.07	10.34
CCGN-02.4	CCGN-02	400.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	227.6	569.0	2.07	10.34
CCGN-02.5	CCGN-02	450.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	247.2	549.2	2.07	10.34
CCGN-02.6	CCGN-02	500.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	266.1	532.2	2.07	10.34
CCGN-02.7	CCGN-02	550.00	GAS NAT_2	60.00	35.49	284.4	517.2	2.07	10.34
MOTOR-01.1	MOTOR-01	100.00	FUEL OIL 6	47.00	35.33	60.0	600.0	1.00	14.00
MOTOR-01.2	MOTOR-01	100.00	FUEL OIL 6	47.00	35.33	60.0	600.0	1.00	14.00
MOTOR-01.3	MOTOR-01	100.00	FUEL OIL 6	47.00	35.33	60.0	600.0	1.00	14.00
PPS	PPS	300.00	CARBON5	41.46	19.69	225.0	750.0	3.10	24.81
	PPS_R10 ^k	350.00	CARBON5	42.07	19.45	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPS_R13 ^k	400.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPS_R15 ^k	450.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPS_R17 ^k	500.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
PPS_R19 ^k	550.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00	
PPV	PPV	300.00	CARBON5	41.46	19.69	225.0	750.0	3.10	24.81
	PPV_R10 ^l	350.00	CARBON5	42.07	19.45	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPV_R13 ^l	400.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPV_R15 ^l	450.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
	PPV_R17 ^l	500.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00
PPV_R19 ^l	550.00	CARBON5	43.32	18.97	0.0	0.0	3.10	0.00	

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

Notas:

- k** Descripción de las diferentes repotenciaciones que a través del periodo de estudio realizara la central PPS.
- l** Descripción de las diferentes repotenciaciones que a través del periodo de estudio realizara la central PPV.
- 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-(COSTOS2/COSTOSX=(CAPACIDAD2/CAPACIDADX)^{0.7})- sobre la base de las informaciones de "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2004"- Electricity Market Module-Table 38. Cost and Performance Characteristics of New Central Station Electricity Generating Technologies.
- q** Valores de "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2004"- 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.



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 tres escenarios de demanda de energía eléctrica (valores anuales para el período 2006-2018). 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 2004.

Se ha considerado para modelar los precios de los combustibles, el precio promedio en planta para el año 2004 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 2004 en su publicación llamada **"Annual Energy Outlook 2004 with Projections to 2025"**. 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	4.851	4.870	4.888	4.906	4.933	4.971	5.002	5.040	5.071	5.117	5.149	5.189	5.232	5.284	5.326
FUEL OIL 2	US\$/MBTU	8.442	8.411	8.379	8.295	8.327	8.366	8.384	8.453	8.493	8.617	8.728	8.889	9.078	9.161	9.263
GAS NAT 1 ^s	US\$/MBTU	6.017	6.071	6.212	6.033	5.934	6.150	6.400	6.664	6.812	7.017	7.068	7.076	7.034	6.976	7.120
GAS NAT 2 ^t	US\$/MBTU	5.769	5.821	5.956	5.784	5.689	5.896	6.136	6.390	6.531	6.728	6.777	6.785	6.744	6.689	6.826
CARBON1 ^u	US\$/MBTU	2.558	2.529	2.498	2.469	2.448	2.442	2.425	2.419	2.410	2.401	2.387	2.368	2.360	2.348	2.116
CARBON2 ^v	US\$/MBTU	1.886	1.864	1.841	1.820	1.805	1.800	1.788	1.783	1.776	1.770	1.759	1.746	1.740	1.731	1.716
CARBON3 ^w	US\$/MBTU	1.618	1.600	1.580	1.562	1.549	1.545	1.535	1.531	1.525	1.519	1.510	1.498	1.493	1.486	1.473
CARBON4 ^x	US\$/MBTU	1.541	1.524	1.505	1.488	1.475	1.471	1.461	1.458	1.452	1.447	1.438	1.427	1.422	1.415	1.403
CARBON5 ^y	US\$/MBTU	2.268	2.268	2.240	2.214	2.195	2.190	2.175	2.169	2.161	2.154	2.141	2.124	2.116	2.106	2.088

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 futuras PPS y PPV.

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

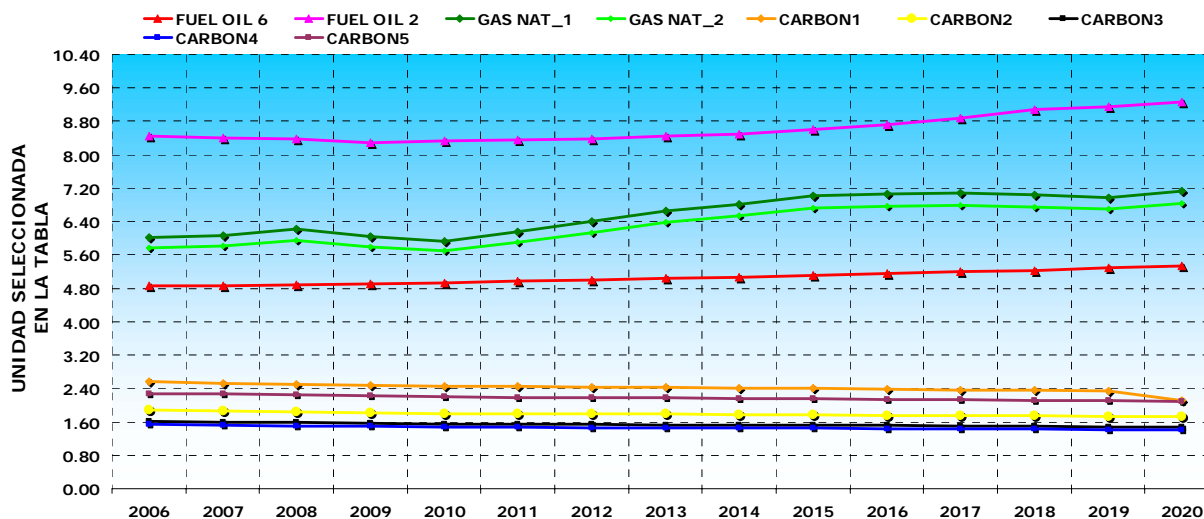
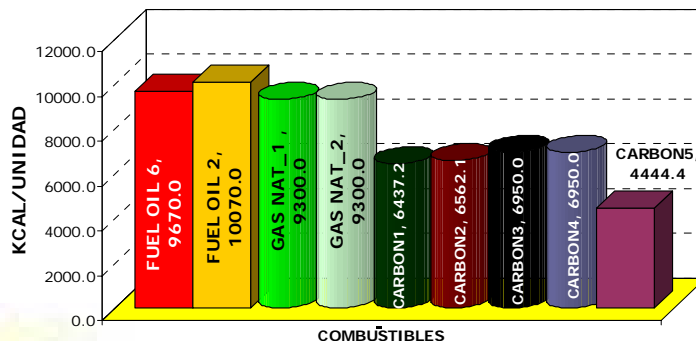




Tabla No. 8: PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES

COMBUSTIBLE	UNIDAD	PODER CALORIFICO Kcal/unidad ^V
FUEL OIL 6 ^Z	Kg	9670.0
FUEL OIL 2 ^Z	Kg	10070.0
GAS NAT_1 ^{aa}	M ³	9300.0
GAS NAT_2 ^{aa}	M ³	9300.0
CARBON1 ^Z	Kg	6437.2
CARBON2 ^Z	Kg	6562.1
CARBON3 ^{bb.1}	Kg	6950.0
CARBON4 ^{bb.1}	Kg	6950.0
CARBON5 ^{bb.2}	Kg	4444.4

Grafico No. 12 PODER CALORÍFICO DE LOS COMBUSTIBLES



Fuentes:

- z** Sobre la base de informaciones del cuadro #3 para la programación semanal del OC, para el año 2004.
- aa** Suministradas por la Fundación Bariloche. Ni AES Andrés ni Los Mina V y VI declaran el poder calorífico del gas natural que utilizan (hasta el momento de realizar este estudio).
- 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 el borrador del Acuerdo de Conversión de Energía (ACE) entre WESMONT POWER y 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;



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

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

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

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

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

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



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

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

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

Se representó a través de una "central térmica ficticia" con tres valores de la energía. Si el déficit de energía es menor del 10% de la demanda se asumió un valor igual a US\$ 60/MWh; hasta un 50% de la demanda US\$ 160/MWh y si fuera mayor el valor fue de US\$ 210/MWh.



6.2 Soluciones Encontradas

Para poder responder adecuadamente a la incertidumbre del comportamiento del mercado eléctrico dominicano en el futuro, y habiendo definido tres 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 tres 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 tres escenarios de demanda junto a sus respectivos costos.

Tablas No.9.1, 9.2, 9.3. CASO BASE EQUIPAMIENTO DETALLADO

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO			ESCENARIO DE DEMANDA ALTO			ESCENARIO DE DEMANDA BAJO		
AÑO	PLANTAS	MW	AÑO	PLANTAS	MW	AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300	2006	MOTOR-01.1	100	2007	PPS	300
2008	PINALITO	50	2007	MOTOR-01.2	100	2008	PINALITO	50
	PPV	300		MOTOR-01.3	100		PPV	300
2010	PPS_R10	50		PPS	300	2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50	2008	PINALITO	50		PPV_R10	50
	VAPOR_3	350		PPV	300	2013	PPS_R13	50
2011	VAPOR_4	350	2010	PPS_R10	50	2013	PPV_R13	50
2013	PPS_R13	50		PPV_R10	50	2013	VAPOR_5	400
	PPV_R13	50		VAPOR_3	350	2015	PPS_R15	50
	VAPOR_5	400		VAPOR_4	350		PPV_R15	50
2015	PPS_R15	50	2012	CC CARB_2.3	400		VAPOR_7	450
	PPV_R15	50		PPS_R13	50	2017	PPS_R17	50
	VAPOR_6	400		PPV_R13	50		PPV_R17	50
2017	PPS_R17	50		VAPOR_5	400	2019	PPS_R19	50
	PPV_R17	50	2013	VAPOR_6	400		PPV_R19	50
	VAPOR_8	500	2014	PPS_R15	50			
2019	PPS_R19	50		PPV_R15	50			
	PPV_R19	50	2015	PPS_R17	50			
	VAPOR_9	550		PPV_R17	50			
				VAPOR_8	500			
			2017	PPS_R19	50			
				PPV_R19	50			
				VAPOR_9	550			
			2019	CC CARB_2.7	550			

Tabla No.10. CASO BASE RESUMEN DE COSTOS

COSTOS	ESCENARIOS DE MERCADO		
	MENOR	MEDIO	MAYOR
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	1275.00	2458.66	3595.60
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	3730.19	4718.65	5754.07
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	5005.19	7177.31	9349.67
COSTO INCREMENTAL DE EXPANSION (US\$/MWh)	47.54	50.04	44.78

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

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 2004.

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.

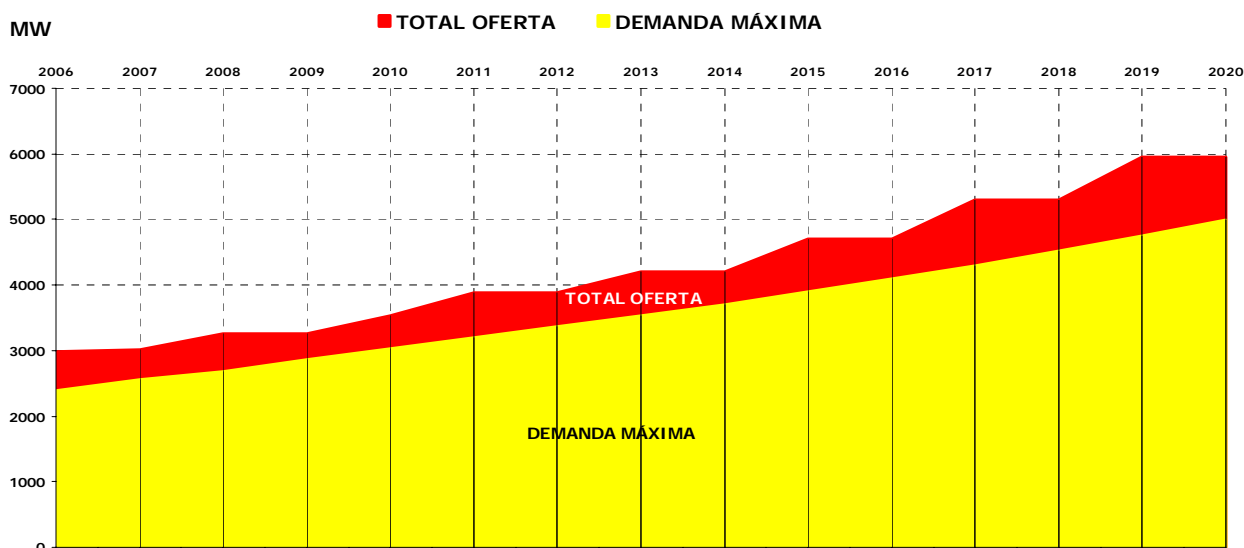
Estos valores están referidos a bornes del generador.

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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2241.5	2142.3	2142.3	1963.0	1963.0	1963.0	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1050.0	1400.0	1400.0	1900.0	1900.0	2400.0	2400.0	3000.0	3000.0	3650.0	3650.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2541.5	2742.3	2742.3	3013.0	3363.0	3363.0	3676.5	3676.5	4176.5	4176.5	4776.5	4776.5	5426.5	5426.5
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3009.8	3260.6	3260.6	3531.3	3881.3	3881.3	4194.8	4194.8	4694.8	4694.8	5294.8	5294.8	5944.8	5944.8
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2682.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	18.0	21.6	13.8	16.5	21.4	15.6	19.0	13.3	20.7	14.8	23.2	17.3	25.3	19.3

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





PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 12: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, 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	1637	1997	1850	1984	1887	1818	2036	1774	1978	1885	2034	1876	2049	1817	1935	28553.60
LAS DAMAS	29.5	36.4	33.8	35.8	34.1	33.1	36.9	32.3	35.8	34.4	36.8	34.0	37.3	32.8	35.3	518.3
JIMENOA	51.8	61.0	55.9	58.1	57.3	57.0	61.9	56.5	59.6	59.7	61.7	58.5	60.3	56.1	60.5	875.9
SABANETA	41.9	50.9	46.8	51.1	48.4	46.4	52.2	45.3	50.4	48.0	51.6	47.6	52.4	46.4	48.6	728.0
HATILLO	62.9	77.8	72.2	77.2	73.2	70.7	79.2	68.8	76.9	73.4	78.8	72.8	80.3	70.1	75.2	1,139.5
SABANA YEGUA	90.4	110.4	102.1	110.3	104.5	100.7	112.8	98.0	109.3	104.3	112.1	103.6	113.8	100.3	106.4	1,579.0
VALDESIA	59.7	73.9	68.8	73.6	69.4	66.7	75.1	64.6	72.5	69.3	74.2	69.1	76.9	66.1	71.2	1,051.1
TAVERA	215.9	264.6	246.2	266.1	250.9	239.8	270.6	233.3	264.2	247.9	272.1	248.2	273.3	241.5	254.8	3,789.4
AGUACATE	268.3	328.7	305.5	319.8	306.9	298.7	332.2	291.8	321.9	311.1	331.2	308.8	335.1	295.5	322.2	4,577.7
JIGUAY	234.5	285.8	261.5	292.4	274.6	258.5	292.5	252.7	286.2	265.8	293.2	266.4	297.0	263.5	272.9	4,097.5
ANGOSTURA	79.3	100.5	93.7	99.3	93.9	90.3	101.7	87.6	98.6	93.9	100.9	92.8	104.4	89.2	96.9	1,423.0
RIO BLANCO	90.4	103.8	97.5	98.3	97.0	97.7	106.5	96.5	104.0	102.1	108.2	100.1	102.3	95.9	105.3	1,605.6
MONCIÓN	225.6	271.8	251.7	271.1	258.5	247.9	278.7	242.8	269.9	257.6	279.5	257.7	276.4	250.4	262.7	3,902.3
RINCÓN	12.5	15.4	14.3	15.3	14.5	14.0	15.7	13.6	15.3	14.4	15.7	14.4	15.9	13.9	14.9	219.8
LOS TOROS	153.1	189.4	175.3	188.8	178.5	172.2	192.9	167.3	186.9	178.5	191.2	177.0	196.1	170.9	182.3	2,700.4
C. E. MONCIÓN	21.4	26.3	24.5	26.4	24.9	23.8	26.9	23.2	26.1	24.7	26.8	24.7	27.2	23.9	25.3	376.1
FUTURAS	0	69	174	179	174	171	189	168	183	179	188	176	188	168	185	2,389.50
PINALITO	-	69.3	174.1	178.6	173.5	171.1	188.5	167.8	182.6	178.7	188.3	175.9	188.4	167.7	185.0	2,389.50
TOTAL HIDRÁULICAS	1637	2066	2024	2162	2060	1989	2224	1942	2160	2064	2222	2052	2237	1984	2120	30,943.10
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	13821	11888	10243	11361	9187	7269	8647	6316	7351	4998	6228	3576	4782	2476	3671	112,313.7
CEPP	544.3	516.7	403.1	486.0	313.5	149.8	254.9	79.9	93.0	45.1	80.1	7.6	66.9	2.5	19.9	3,063.3
VAPOR A FUEL OIL #6	988.4	423.2	5.8	14.9	1.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,438.7
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,562.7	1,570.1	1,456.3	1,525.5	1,185.2	1,370.5	1,050.5	1,158.6	21,875.0
MINA 4	509.5	455.9	298.9	398.7	74.7	76.6	92.2	50.3	78.2	9.0	72.0	7.2	42.9	-	-	2,173.3
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	309.1	318.4	280.0	293.3	230.0	252.8	193.1	223.1	4,334.2
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	167.1	11.5	-	51.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	846.4	224.2	169.0	430.4	81.7	10.8	325.3	35.8	205.5	15.1	128.9	1.1	34.1	-	16.3	2,524.6
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.3	2,222.2	2,246.4	1,715.9	1,772.3	955.2	1,364.8	519.9	1,056.9	471.9	702.2	24,301.2
LOS MINA TG	1,756.5	1,263.6	601.5	1,056.3	391.6	152.1	37.2	-	12.1	-	6.3	-	-	-	-	5,277.2
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.1	8.7	5.6	1.9	3.9	1.0	1.2	0.3	1.0	0.1	0.7	-	0.1	50.2
SEABOARD EDM	604.8	604.8	602.4	604.3	546.2	419.5	495.6	312.5	384.3	375.0	430.4	209.6	171.2	64.7	100.5	5,925.8
SEABOARD EDN	309.6	304.7	248.4	283.1	204.9	115.6	168.0	53.9	95.0	36.7	52.2	4.4	43.0	4.3	24.8	1,948.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,242.0	1,232.4	1,115.4	1,178.2	1,132.7	1,211.7	962.1	1,100.3	805.5	904.1	523.8	773.2	15,907.0
MONTE RICO	807.6	807.6	805.4	807.6	760.6	635.5	725.6	504.8	742.7	563.0	627.0	426.9	538.6	116.6	406.8	12,276.3
RETAILDON	250.8	249.7	214.5	230.1	173.0	102.1	145.4	47.0	80.6	35.9	48.3	5.5	35.0	3.5	24.6	1,646.0
DIESEL LA VEGA	732.0	729.4	655.2	707.0	533.7	357.2	463.2	177.9	305.7	109.2	185.7	58.4	109.4	10.2	93.0	5,227.2
DIESEL PALAMARA	856.8	856.0	813.5	853.9	716.0	511.8	611.4	326.0	472.9	153.1	305.1	114.2	151.4	34.7	119.7	6,886.5
FALCON	49.9	45.0	32.0	41.2	7.6	7.9	9.3	6.4	7.7	2.0	7.0	0.7	4.9	-	0.7	222.3
FUTURAS	0	2602	5203	5203	8617	11273	11273	15066	15066	18845	18858	23160	23326	27529	27929	235,966.10
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	2,655.0	2,655.6	2,576.2	2,646.1	29,122.1
VAPOR 4	-	-	-	-	-	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	26,556.0
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,829.2	6,829.2	11,002.8	11,002.8	41,733.6
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,728.1	3,738.3	3,955.2	4,060.2	4,044.6	4,243.0	47,236.6
PPV	-	-	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,736.0	3,739.2	4,030.1	4,090.4	4,214.6	4,347.1	45,023.0
TOTAL TÉRMICAS	13821	14490	15446	16564	17804	19041	19919	21382	22417	23843	25086	26736	28108	30004	31600	326,263.40
TOTAL OFERTA	15458.5	16555.7	17470.3	18725.9	19864.3	21030.0	22143.7	23324.0	24577.6	25906.7	27308.5	28787.8	30345.3	31988.6	33719.6	357,206.5
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.9)	(2.7)	(1.3)	(1.6)	(1.3)	(0.6)	(1.1)	(1.7)	(1.3)	(2.2)	(2.4)	(1.0)	(1.3)	(0.2)	(0.2)	(21.8)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

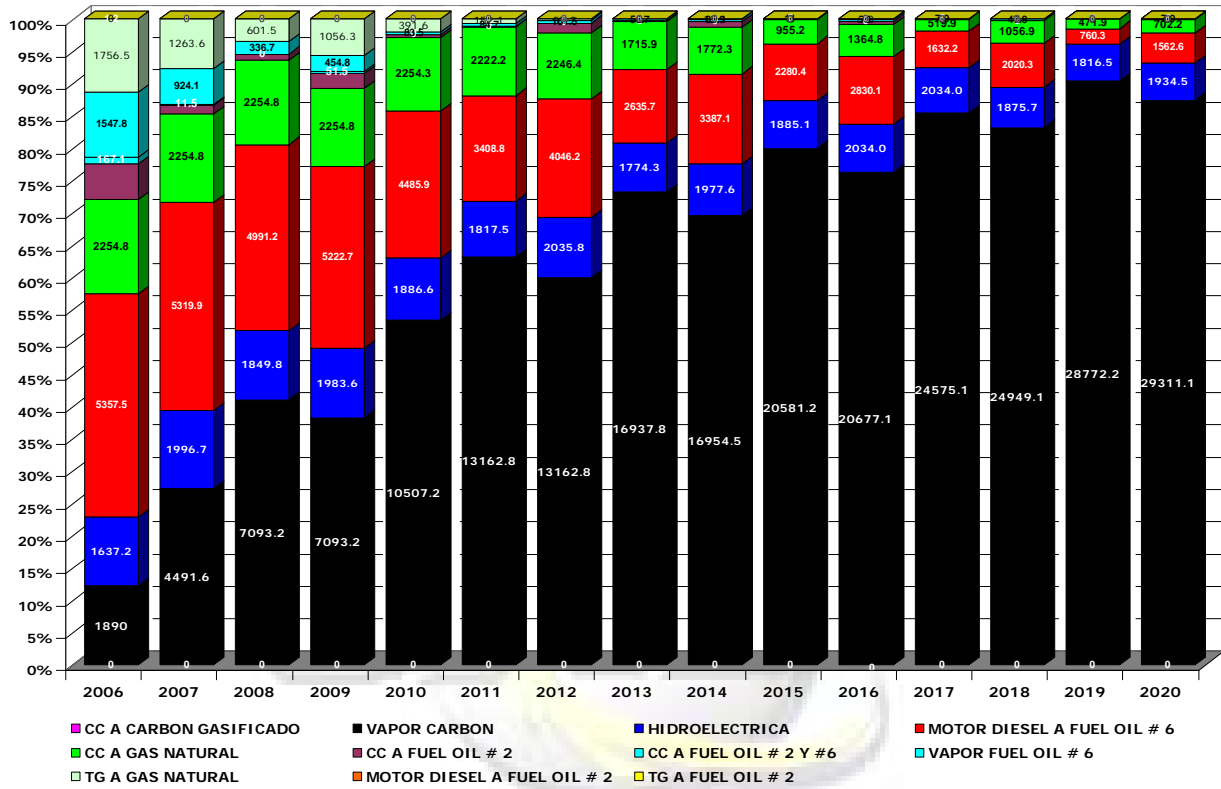
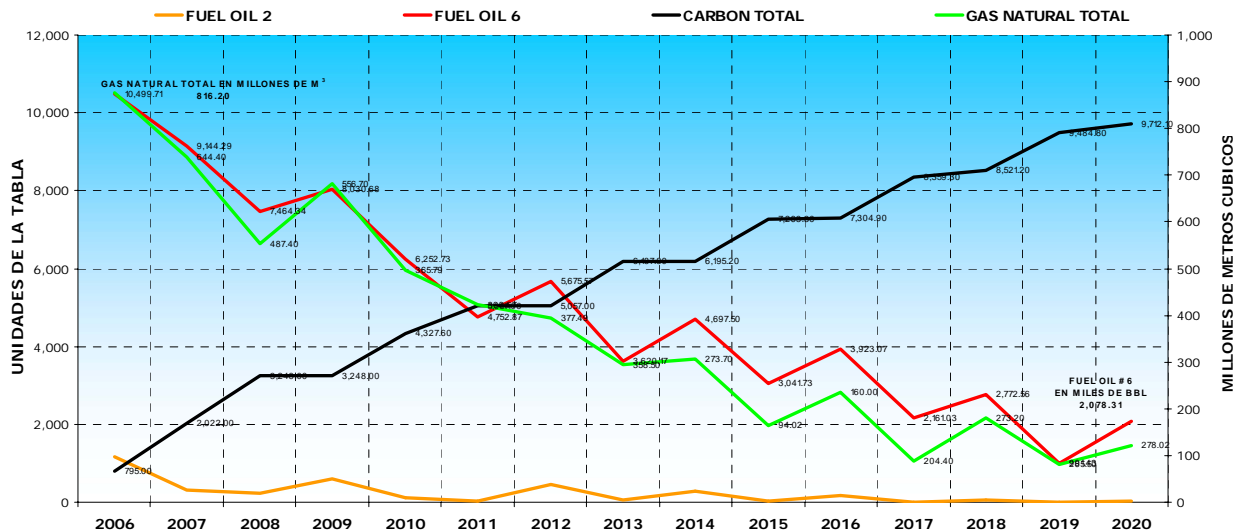


Tabla No. 13: ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE	UNIDAD	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
FUEL OIL 6	MILES DE BBL	10,499.71	9,144.29	7,464.34	8,030.68	6,252.73	4,752.87	5,675.57	3,620.17	4,697.50	3,041.73	3,923.07	2,161.03	2,772.56	991.43	2,078.31
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	1,178.26	311.79	234.70	598.22	113.58	15.03	451.89	49.53	285.63	20.93	178.86	1.50	47.38	0.00	22.71
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	877.50	739.60	554.20	681.50	495.40	422.79	394.72	293.60	306.59	163.40	235.26	88.92	180.80	80.74	120.20
CARBON TOTAL	MILES DE TON	795.00	2,022.00	3,248.00	3,248.00	4,327.60	5,057.00	5,057.00	6,187.80	6,195.20	7,263.30	7,304.90	8,359.30	8,521.20	9,484.80	9,712.10

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



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

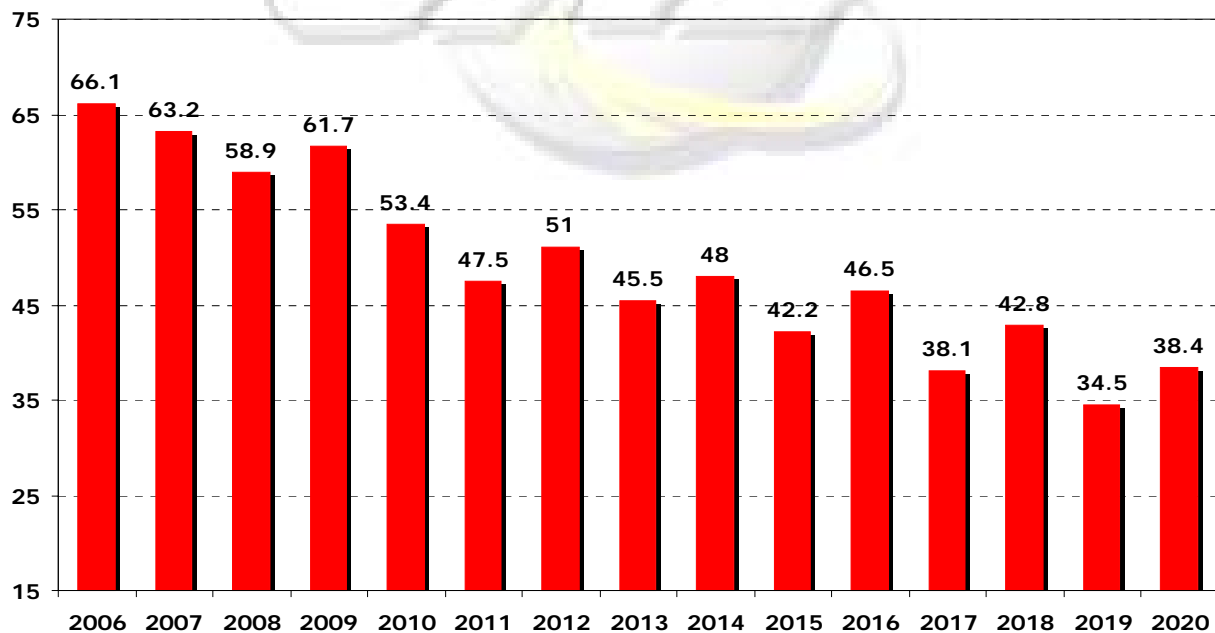


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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	65.3	66.3	65.9	65.4	65.9	65.4	65.9	65.9	65.8	65.4	69.8	65.8	66.1
2007	59.4	60.8	64.0	60.7	64.2	64.0	64.1	64.0	64.2	64.1	64.7	63.9	63.2
2008	57.0	58.4	58.7	57.9	57.7	58.2	58.2	62.6	60.5	58.1	60.0	59.2	58.9
2009	58.7	59.0	59.9	58.6	62.2	63.6	63.0	63.5	63.1	63.2	63.2	62.6	61.7
2010	47.7	54.9	54.6	54.0	54.0	53.6	54.7	54.2	54.1	53.7	52.9	51.7	53.4
2011	43.0	46.3	47.9	46.8	47.3	47.2	47.5	48.3	48.3	48.7	49.6	48.9	47.5
2012	47.5	49.6	51.4	50.6	51.8	51.1	52.1	51.9	51.8	51.6	51.6	50.1	51
2013	37.4	42.8	44.4	46.5	46.9	46.1	47.2	46.2	46.0	46.8	47.3	48.0	45.5
2014	42.6	47.7	49.0	47.7	48.5	47.4	48.9	49.0	48.9	48.6	49.6	48.2	48
2015	37.6	38.1	38.4	38.1	46.1	42.3	45.9	42.7	43.4	43.2	47.2	42.4	42.2
2016	38.1	39.9	48.7	43.7	48.2	46.8	48.4	48.9	48.9	48.2	49.5	48.1	46.5
2017	36.4	37.0	37.7	37.6	37.6	37.0	37.7	40.0	37.9	37.7	43.1	37.8	38.1
2018	37.3	37.9	38.9	38.8	45.2	43.1	44.5	43.9	47.0	46.8	46.2	43.2	42.8
2019	23.5	34.2	36.1	33.6	34.2	32.0	36.6	37.1	36.9	35.1	38.4	36.1	34.5
2020	32.8	37.5	38.3	38.0	38.9	37.9	38.8	38.4	38.6	38.4	44.1	39.0	38.4
Estacional	49	51	53	52	54	53	54	54	54	54	55	53	52.9

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 periodos de mantenimiento, etc.

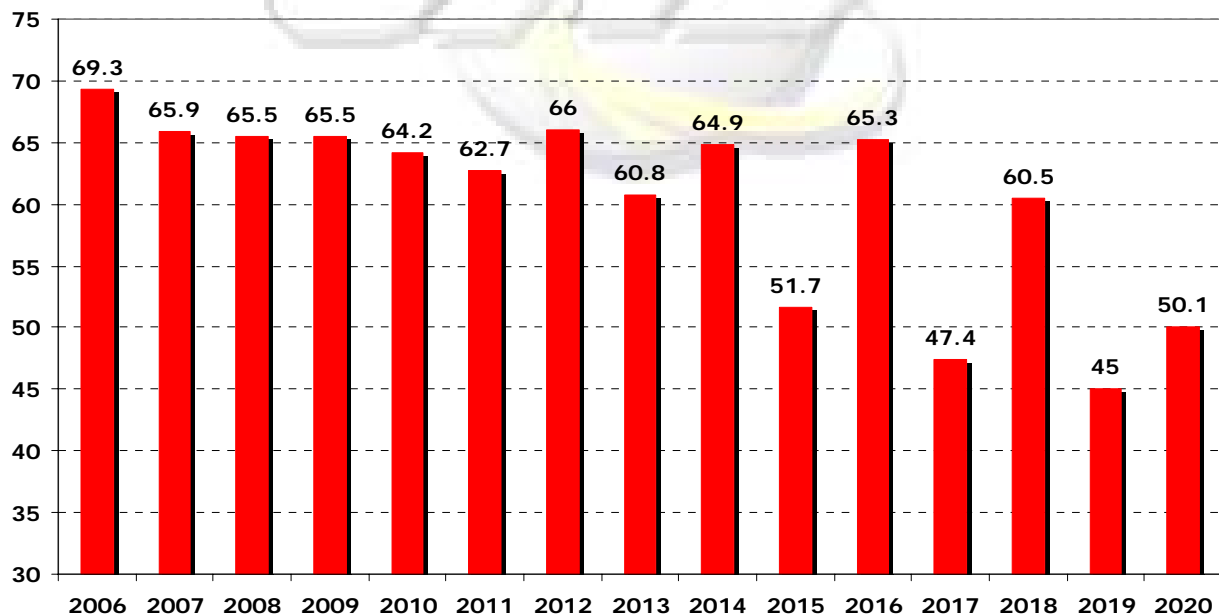


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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	66.3	71.1	69.5	68.2	67.7	67.8	67.6	67.6	67.1	66.6	84.9	66.3	69.3
2007	65.6	65.8	65.8	66.0	65.9	65.9	65.9	65.8	65.9	65.9	66.3	65.8	65.9
2008	64.7	64.8	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.7	65.6	65.6	65.6	65.5
2009	65.0	65.0	65.0	65.0	66.1	66.1	65.9	65.0	65.0	65.9	66.1	65.9	65.5
2010	62.1	62.5	61.9	62.3	65.2	65.2	65.3	65.2	65.2	65.2	65.2	65.2	64.2
2011	49.4	62.4	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	65.5	63.9	62.7
2012	65.6	65.6	65.6	65.6	66.4	66.4	66.4	65.6	65.6	66.4	66.4	66.4	66
2013	47.1	47.6	50.8	63.2	66.1	66.1	66.1	63.2	63.2	63.2	66.1	66.1	60.8
2014	46.3	63.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	70.7	66.5	64.9
2015	44.0	45.7	46.1	46.1	64.0	48.9	64.1	46.0	48.9	48.9	67.4	48.9	51.7
2016	46.1	49.2	68.2	68.2	68.2	68.2	68.2	68.2	68.2	68.2	73.3	68.2	65.3
2017	43.5	43.6	45.0	45.0	46.0	46.0	46.4	45.0	46.0	46.0	69.4	46.0	47.4
2018	43.4	46.4	49.9	49.9	70.9	70.9	70.9	49.9	65.4	65.4	70.9	70.9	60.5
2019	42.6	42.9	43.1	44.1	45.8	45.8	45.8	43.9	43.8	45.7	50.4	45.7	45
2020	43.4	44.2	47.2	47.2	50.8	50.8	50.8	47.2	47.8	47.8	72.3	50.8	50.1
Estacional	57	60	62	62	65	64	65	63	64	64	69	64	63.1

Grafico No. 17 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN DE PUNTA (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



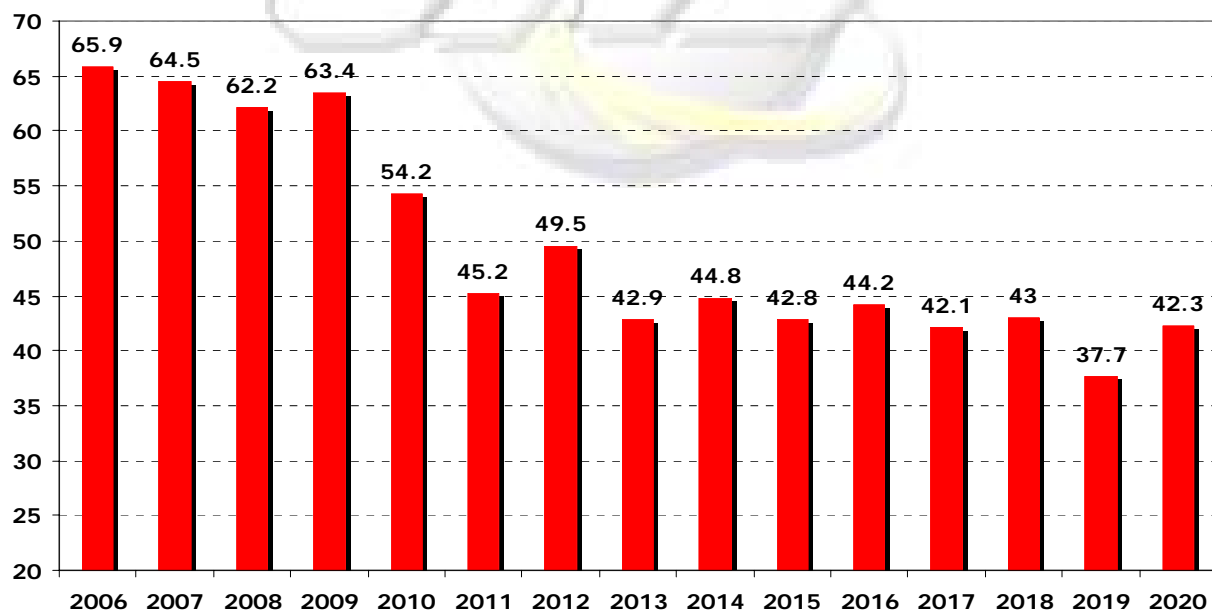
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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	66.1	66.1	66.1	65.6	65.9	65.9	65.8	65.9	65.8	65.8	66.0	65.8	65.9
2007	63.5	64.8	64.6	64.5	64.6	64.4	64.4	64.6	64.6	64.8	65.0	64.4	64.5
2008	60.2	62.5	62.6	61.3	60.9	61.9	61.9	63.3	64.7	60.6	63.7	63.3	62.2
2009	62.6	63.2	63.4	62.1	63.4	64.4	64.1	64.0	63.6	63.5	63.3	62.4	63.4
2010	45.8	58.3	57.6	56.7	55.0	54.2	56.1	54.9	54.6	53.9	52.7	50.3	54.2
2011	43.0	43.9	45.5	43.7	44.2	43.9	44.6	45.8	46.1	46.9	47.6	47.2	45.2
2012	43.9	47.7	50.7	49.5	50.8	49.8	51.4	51.0	50.6	50.2	49.4	48.0	49.5
2013	40.6	42.1	43.9	42.8	42.6	41.9	43.0	43.1	42.7	43.6	43.8	44.3	42.9
2014	42.3	45.0	45.7	43.7	44.8	43.3	45.6	46.2	45.8	45.2	45.3	44.3	44.8
2015	42.4	42.5	43.1	42.3	42.4	42.3	42.1	43.1	42.9	42.9	43.5	44.1	42.8
2016	42.5	44.4	45.0	44.0	44.0	43.3	44.4	45.1	45.2	44.4	44.1	43.8	44.2
2017	40.7	41.7	42.4	42.0	42.0	41.0	42.1	42.6	42.7	42.3	42.8	42.3	42.1
2018	42.4	42.4	42.8	42.3	42.9	42.8	43.1	43.9	43.9	43.6	43.6	42.7	43
2019	20.3	39.2	40.5	37.7	36.3	32.7	40.6	42.2	42.0	38.0	42.1	39.7	37.7
2020	36.7	42.6	42.9	42.1	42.9	41.2	42.6	43.6	43.4	43.0	43.8	43.0	42.3
Estacional	51	53	54	53	53	53	53	54	54	53	53	53	52.9

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. 18 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)



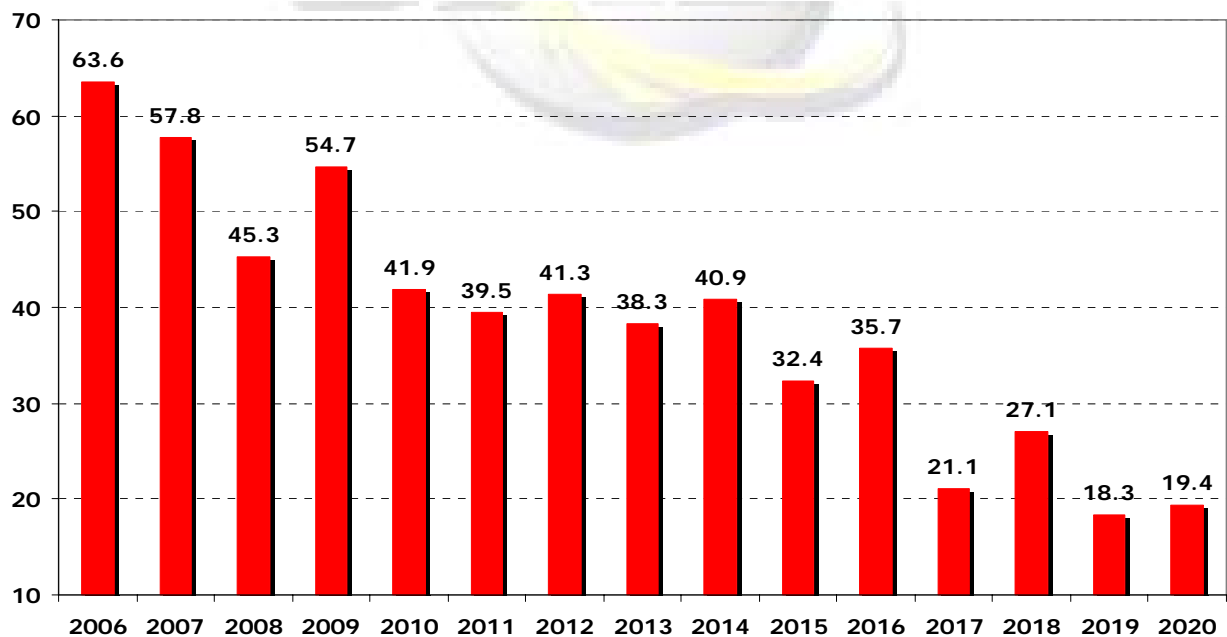


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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	62.5	62.5	62.5	62.4	64.4	62.0	64.7	64.4	64.7	63.4	64.8	65.1	63.6
2007	43.8	46.6	61.1	46.6	61.9	61.4	61.9	61.0	61.9	60.8	62.6	61.0	57.8
2008	42.3	42.4	43.4	42.4	43.4	43.5	43.6	58.7	46.5	46.0	46.0	43.8	45.3
2009	43.6	43.6	46.9	44.0	55.9	59.7	57.9	61.1	60.6	60.1	60.2	59.9	54.7
2010	39.0	39.8	40.9	39.8	42.1	42.3	42.6	43.8	43.7	43.5	42.1	42.7	41.9
2011	37.4	37.4	39.3	38.4	39.9	40.0	40.0	41.6	40.4	39.9	39.6	39.3	39.5
2012	39.6	39.6	40.4	39.4	41.5	40.5	41.5	43.1	43.4	42.4	43.2	40.6	41.3
2013	20.8	39.9	39.9	39.9	40.3	38.3	40.3	40.0	39.5	40.3	38.7	40.5	38.3
2014	39.9	40.1	41.4	40.0	41.4	40.3	41.3	41.6	41.4	41.4	40.9	41.1	40.9
2015	20.6	20.7	20.7	20.7	39.2	36.8	39.0	39.2	39.8	39.1	37.8	32.9	32.4
2016	20.5	20.5	40.7	20.5	40.6	36.3	40.5	42.2	41.7	40.2	40.8	40.5	35.7
2017	20.0	20.0	20.0	20.0	20.2	20.1	20.2	30.2	20.4	20.3	20.3	20.3	21.1
2018	19.9	19.9	20.3	20.3	28.9	20.3	25.5	39.1	39.1	38.6	30.6	20.3	27.1
2019	14.4	14.4	19.7	14.4	19.6	18.6	19.7	20.1	19.7	19.8	19.4	19.2	18.3
2020	14.3	19.5	19.6	19.6	19.9	19.4	20.0	20.1	20.1	20.1	20.0	19.6	19.4
Estacional	37	39	42	39	45	44	45	49	47	46	46	45	43.7

Grafico No. 19 : ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO, COSTOS MARGINALES 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



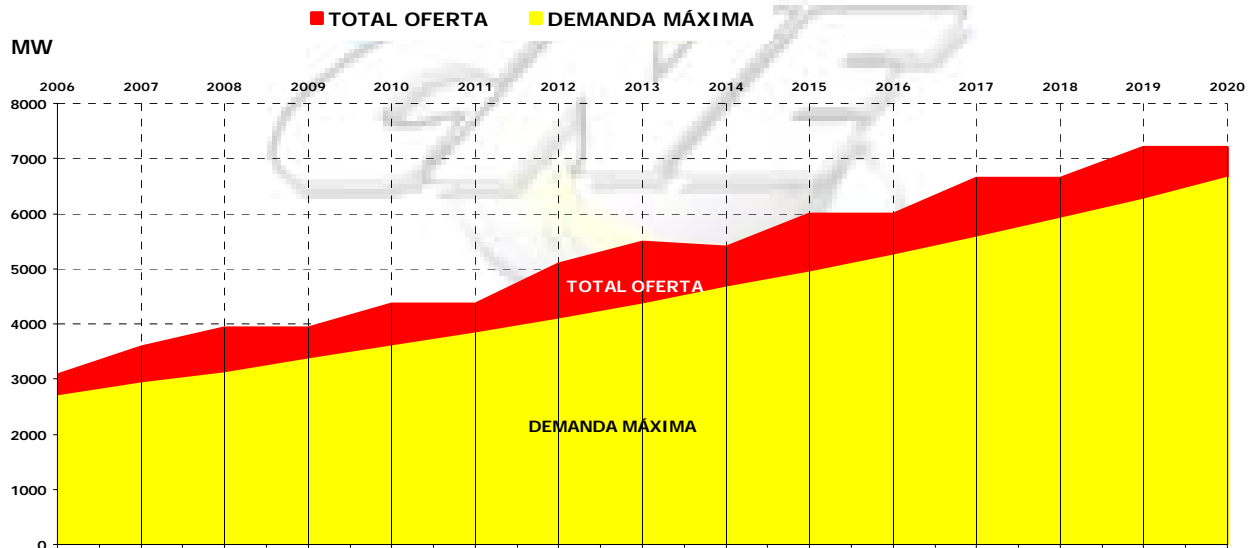
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

6.2.1.2 ESCENARIO DE DEMANDA ALTO

Tabla No. 18: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2511.5	2511.5	2511.5	2142.3	2142.3	1963.0	1963.0	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5
FUTURAS	100.0	600.0	900.0	900.0	1700.0	1700.0	2600.0	3000.0	3100.0	3700.0	3700.0	4350.0	4350.0	4900.0	4900.0
TOTAL TÉRMICAS	2611.5	3111.5	3411.5	3411.5	3842.3	3842.3	4563.0	4963.0	4876.5	5476.5	5476.5	6126.5	6126.5	6676.5	6676.5
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	3079.8	3579.8	3929.8	3929.8	4360.6	4360.6	5081.3	5481.3	5394.8	5994.8	5994.8	6644.8	6644.8	7194.8	7194.8
DEMANDA MÁXIMA	2687.0	2905.0	3098.0	3357.0	3587.0	3822.0	4078.0	4341.0	4647.0	4931.0	5232.4	5552.1	5891.4	6251.5	6633.6
RESERVA O DEFICIT (%)	14.6	23.2	26.8	17.1	21.6	14.1	24.6	26.3	16.1	21.6	14.6	19.7	12.8	15.1	8.5

Grafico No. 20 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, 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 2004.

Tabla No. 19: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)

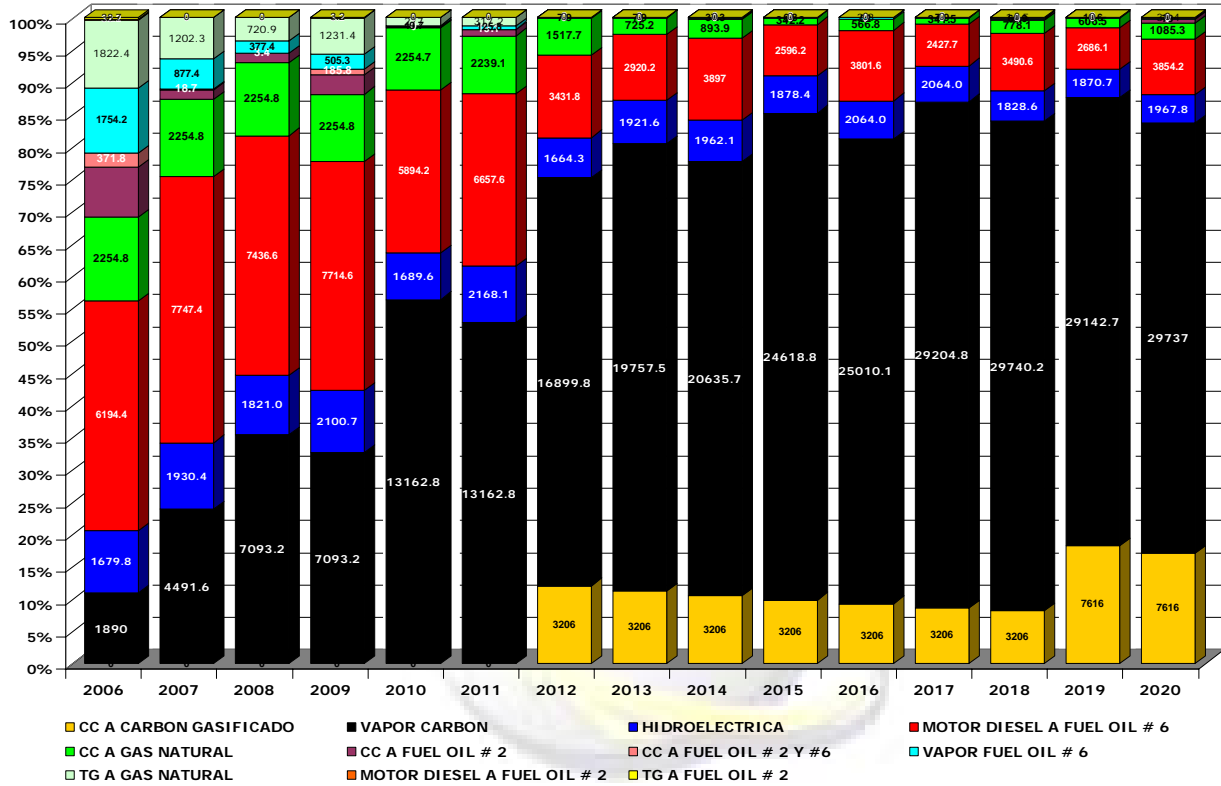
NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS																
EXISTENTES	1680	1930	1821	2101	1690	2168	1664	1922	1962	1878	2064	1829	2018	1871	1968	28565.0
LAS DAMAS	30.3	35.1	33.4	37.7	30.5	39.2	30.1	35.1	35.7	34.3	37.3	33.2	36.6	34.0	35.9	518.4
JIMENOA	52.2	59.4	56.6	63.4	52.4	65.5	53.0	59.4	56.3	59.1	61.7	55.9	62.1	57.4	59.8	874.2
SASAMEYA	43.1	49.0	46.2	54.2	43.4	55.7	42.7	49.0	49.6	47.6	52.6	46.6	51.2	47.5	49.9	728.3
HATILLO	64.6	74.8	71.3	81.0	65.3	84.2	64.0	75.1	77.0	73.4	80.0	71.3	78.3	72.8	76.8	1,109.9
SABANA YEGUA	92.6	106.3	100.7	116.3	93.4	120.3	91.9	106.4	108.7	104.0	113.9	101.4	111.2	103.4	108.8	1,579.3
VALDESIA	61.7	71.1	67.8	77.0	61.4	79.8	60.3	71.4	73.3	69.4	76.1	67.7	74.1	69.0	72.7	1,052.8
TAVERA	221.9	254.7	241.4	280.5	224.3	289.1	219.3	255.1	263.5	246.8	275.8	243.0	267.8	248.6	261.1	3,792.9
AGUACATE	275.3	319.4	301.1	339.5	274.3	352.4	271.9	315.9	320.3	311.5	336.7	299.4	331.8	306.5	323.6	4,679.6
JIGUAY	242.1	277.0	253.8	309.5	245.0	314.1	239.2	269.5	286.8	264.7	300.4	260.0	288.3	266.5	281.6	4,098.5
AMOSTURA	83.0	96.7	92.0	103.6	83.3	107.9	81.2	96.6	99.9	93.5	103.1	91.1	100.8	93.1	99.1	1,424.9
RIO BLANCO	89.4	102.4	96.4	106.6	89.5	112.2	90.4	101.0	98.1	102.0	105.6	96.9	108.1	99.3	103.7	1,501.6
MONCION	231.2	262.4	249.0	289.4	232.6	296.9	229.9	264.4	264.2	254.9	282.7	250.5	275.3	256.6	267.0	3,907.0
RINCON	12.8	14.8	14.1	16.1	12.9	16.7	12.7	14.8	15.3	14.4	15.9	14.1	15.6	14.4	15.2	219.8
LOS TOROS	157.5	182.0	173.1	198.1	159.1	205.5	155.9	182.4	187.4	178.2	194.9	173.4	190.2	176.9	186.7	2,701.3
C. E. MONCION	22.1	25.3	24.1	27.8	22.2	28.6	21.8	25.5	26.0	24.6	27.3	24.1	26.5	24.7	25.9	376.5
FUTURAS	0	67	173	191	156	199	156	180	180	178	190	170	189	174	184	2387.10
PINALITO	-	66.8	172.7	190.5	156.1	199.3	155.5	180.3	179.6	178.4	189.9	170.0	189.4	174.2	184.4	2,387.1
TOTAL HIDRÁULICAS	1680	1997	1994	2291	1846	2367	1820	2102	2142	2057	2254	1999	2207	2045	2152	30952.10
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	14874	11754	10476	11931	7976	8980	4680	3523	4573	2788	4249	2652	4238	3134	5112	100,936.5
CEPP	544.8	484.9	401.1	482.5	192.2	296.8	19.1	7.6	56.0	7.6	63.3	7.6	74.6	37.0	80.2	2,755.3
VAPOR A FUEL OIL #6	1,191.0	424.8	27.4	50.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,693.5
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,539.8	1,424.6	1,488.3	1,231.4	1,406.9	1,152.8	1,344.6	1,153.1	1,357.9	21,524.2
HAJINA 4	512.8	409.7	316.6	413.7	44.5	114.0	7.2	7.2	32.6	6.1	47.1	7.2	54.6	9.0	72.0	2,054.3
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	294.2	270.6	294.1	233.5	272.1	225.6	250.2	225.8	255.7	4,237.0
LAESA	8.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.2
DIESEL MAXON	24.0	-	-	3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.2
SMITH & ENRON	371.8	18.7	3.4	185.8	-	-	19.1	-	-	-	-	-	-	-	-	598.8
HAINA TG	35.1	-	-	3.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.3
ITABO TG	3.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.6
CEPM	1,351.8	271.8	300.9	650.5	27.7	238.8	11.1	0.9	28.3	-	47.9	6.0	89.5	30.0	270.9	3,326.1
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.7	2,239.1	1,517.7	725.2	893.9	342.2	566.8	341.5	778.1	606.5	1,085.3	20,370.2
LOS MINA TG	1,822.4	1,202.3	720.9	1,231.4	277.0	317.2	-	-	-	-	2.8	-	14.5	-	38.4	5,626.9
MANZANILLO 3	9.6	8.8	7.1	8.7	2.6	5.0	0.1	0.1	0.7	0.1	0.7	0.1	0.9	0.3	1.0	45.8
SEABOARD EDM	604.8	604.8	588.8	604.1	422.1	501.8	115.6	86.0	138.1	117.8	250.5	117.1	123.6	85.8	212.8	4,573.2
SEABOARD FON	309.6	284.5	245.5	282.4	134.8	184.8	30.2	4.3	38.7	4.3	43.0	4.3	43.0	29.1	48.8	1,637.3
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,240.8	1,242.0	1,065.1	1,157.5	607.9	695.4	859.0	505.6	824.8	462.3	763.2	575.6	821.7	13,304.9
MONTE RIO	807.6	807.6	804.3	807.6	606.5	717.8	258.3	151.6	462.1	233.5	446.6	201.0	422.0	146.2	497.9	7,370.6
METALDON	250.8	234.7	205.3	229.2	115.3	158.5	29.7	3.5	35.0	3.5	35.0	3.8	35.0	24.5	40.2	1,404.0
DIESEL LA VEGA	732.0	716.9	645.4	700.2	392.6	491.4	108.4	45.5	102.4	20.1	102.0	35.8	105.1	90.2	122.6	4,410.6
DIESEL PALAMARA	856.8	855.2	790.8	849.9	545.3	636.0	140.1	99.3	138.8	81.1	134.1	85.8	132.7	119.0	199.3	5,664.2
FALCON	50.4	42.9	33.4	41.3	5.2	11.8	0.7	0.7	4.7	0.7	4.9	0.7	6.3	1.6	7.0	212.3
FUTURAS	836	5110	7711	7711	13691	13781	20395	23096	24126	27983	28439	32543	33142	36959	37570	339371.00
VAPOR 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,649.3	2,655.6	2,621.2	2,655.5	2,576.5	2,655.6	29,091.7
VAPOR 4	-	-	-	-	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 5	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	27,313.2
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	6,829.2	6,829.2	11,002.8	11,002.8	11,002.8	63,739.2
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	3,206.4	37,677.6
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	836.4	2,508.0	2,508.0	2,508.0	2,417.7	2,508.0	2,122.4	1,826.9	2,066.2	1,622.6	1,901.6	1,509.9	1,790.5	1,578.4	1,829.7	29,534.3
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	3,359.8	3,332.8	3,733.4	3,962.7	4,061.3	4,211.0	4,352.9	4,200.4	4,348.5	49,329.2
PPV	-	-	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,348.7	3,739.1	4,022.3	4,094.6	4,301.0	4,443.8	4,293.7	4,426.1	47,194.1
TOTAL TÉRMICAS	15710	16864	18187	19642	21666	22760	25075	26618	28699	30770	32688	35194	37380	40092	42681	414,027.40
TOTAL OFERTA	17390.1	18861.2	20180.9	21933.2	23511.8	25127.8	26894.5	28720.0	30840.3	32827.2	34941.5	37192.9	39587.5	42137.2	44833.4	444,979.5
DEMANDA	17392.5	18862.4	20182.6	21934.7	23512.8	25129.0	26897.1	28723.0	30843.0	32829.3	34943.2	37193.3	39588.3	42137.4	44850.9	445,019.5
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.4)	(1.2)	(1.7)	(1.5)	(1.0)	(1.2)	(2.6)	(3.0)	(2.7)	(2.1)	(1.7)	(0.4)	(0.8)	(0.2)	(17.5)	(40.0)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

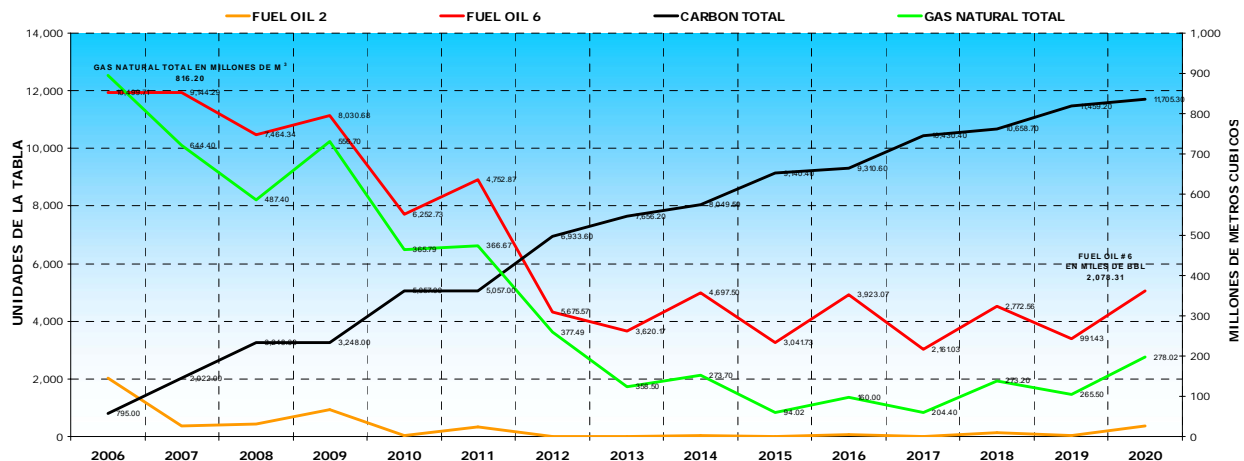


F u e n t e
P R O C E S A M I E N T O
D E L
M O D E L O
S U P E R

Tabla No. 20: ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, 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	11,937.85	11,950.57	10,474.25	11,129.69	7,699.78	8,896.11	4,308.06	3,647.53	4,984.50	3,245.36	4,911.95	3,041.10	4,533.96	3,394.27	5,052.59
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	2,018.00	377.44	417.96	915.94	38.48	331.86	15.45	1.30	39.34	0.00	66.62	8.38	124.35	41.61	376.34
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	896.00	722.40	587.60	730.60	463.33	471.88	259.60	124.10	152.90	58.56	97.77	58.44	137.17	103.80	196.42
CARBÓN TOTAL	MILES DE TON	795.00	2,022.00	3,248.00	3,248.00	5,057.00	5,057.00	6,933.60	7,656.20	8,049.50	9,140.40	9,310.60	10,430.40	10,658.70	11,459.20	11,705.30

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



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do

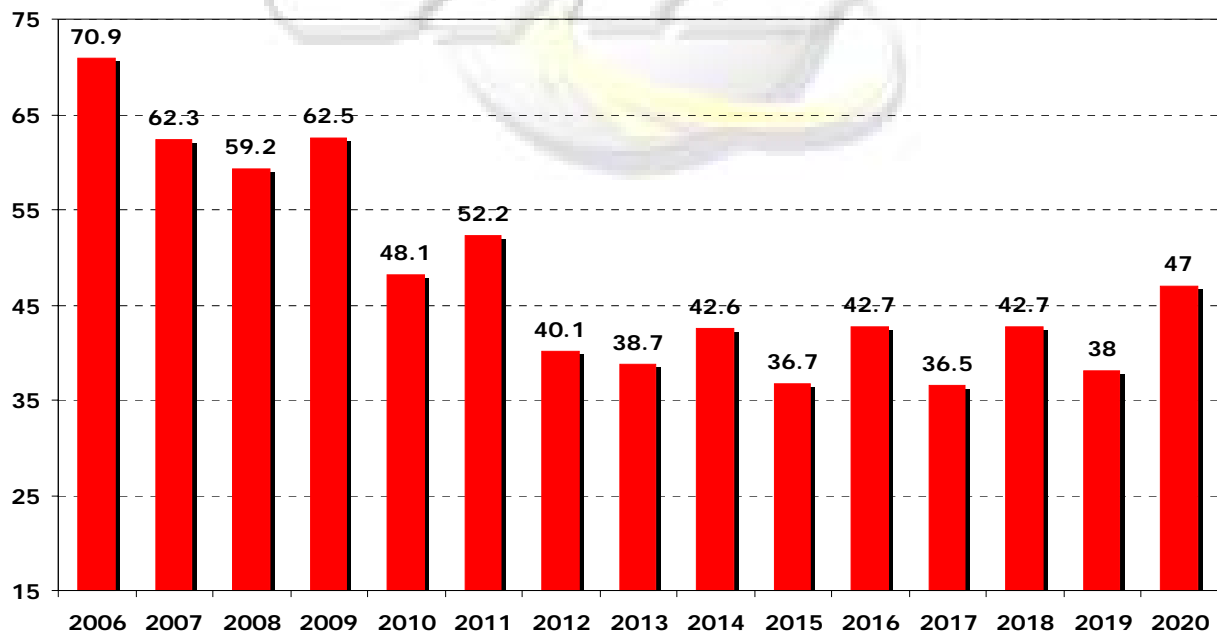


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	67.8	67.4	67.9	66.8	72.8	72.6	72.7	69.8	72.5	72.5	74.4	72.7	70.9
2007	58.9	60.1	60.6	59.9	63.1	62.6	63.0	64.0	63.9	63.9	63.9	63.3	62.3
2008	56.3	58.0	59.1	58.6	58.1	58.6	58.6	63.5	60.7	58.7	60.1	59.7	59.2
2009	57.8	59.9	60.6	59.8	62.3	62.3	63.5	63.9	63.7	63.3	69.8	61.9	62.5
2010	43.9	46.0	48.0	45.9	47.5	45.9	48.3	50.4	48.7	50.1	50.0	52.3	48.1
2011	46.4	52.2	52.1	51.5	51.9	52.8	53.7	54.4	53.9	53.1	53.1	51.0	52.2
2012	35.8	36.8	40.9	39.3	40.4	39.6	40.9	40.8	40.7	40.4	44.6	41.1	40.1
2013	34.9	35.6	36.2	36.1	39.7	38.1	39.0	40.3	40.6	39.7	45.2	38.4	38.7
2014	36.0	36.8	41.0	37.0	44.6	45.1	45.6	43.0	45.3	45.2	45.8	45.0	42.6
2015	33.1	35.2	35.9	35.6	36.0	36.3	36.3	40.5	36.7	36.5	41.7	36.8	36.7
2016	36.0	37.2	38.4	38.5	46.1	44.6	45.1	43.2	45.9	46.2	47.8	42.2	42.7
2017	33.4	33.8	36.1	34.8	36.2	36.4	36.6	37.3	37.2	36.6	42.6	36.9	36.5
2018	35.9	37.4	38.9	41.4	42.8	42.6	42.7	46.2	47.3	47.0	46.6	43.0	42.7
2019	33.7	34.3	37.5	35.6	38.0	37.5	41.1	37.8	37.8	38.1	43.0	41.5	38
2020	37.2	39.1	43.8	43.6	44.0	43.8	44.3	49.3	49.0	49.0	75.2	44.6	47
Estacional	46	48	49	48	51	51	51	52	52	52	54	51	50.5

Grafico No. 23 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, 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.

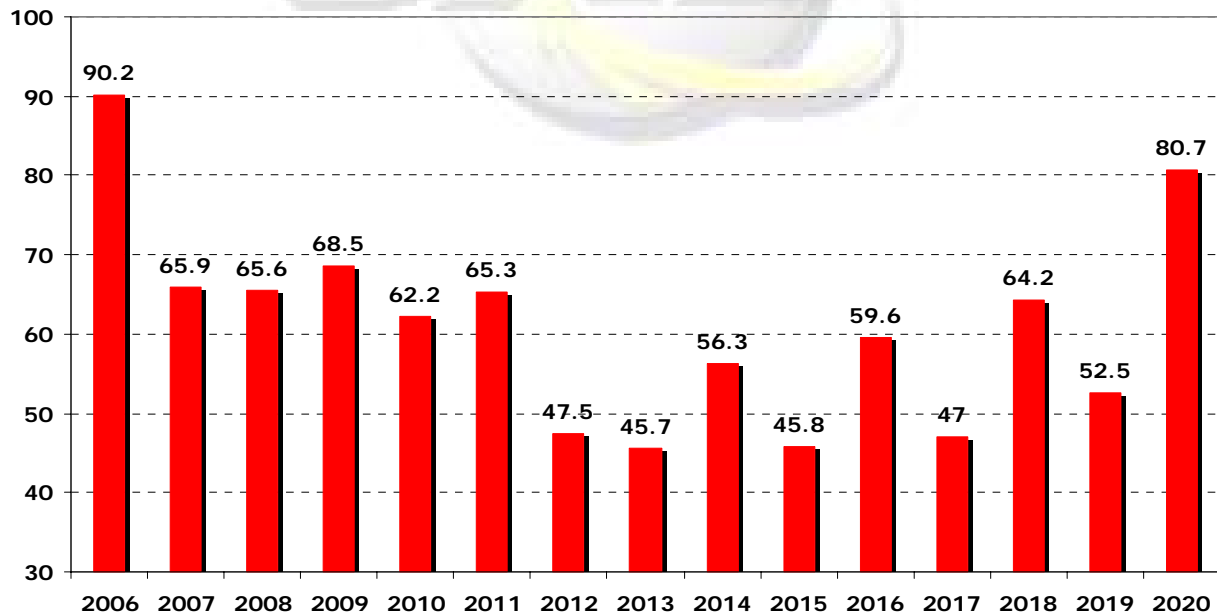


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	77.9	76.4	75.0	73.2	98.2	98.2	98.2	85.3	98.2	98.2	104.3	98.2	90.2
2007	65.7	65.9	65.8	66.0	65.9	65.9	65.8	65.9	65.9	65.8	66.3	65.8	65.9
2008	64.7	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.8	65.6	65.8	65.6	65.6
2009	65.1	65.2	65.9	66.0	66.1	66.1	66.1	65.9	66.1	66.1	96.6	66.1	68.5
2010	55.1	61.7	61.7	61.8	62.0	62.2	65.2	61.8	62.0	61.9	65.2	65.2	62.2
2011	63.9	64.0	65.5	65.5	65.5	65.5	65.5	65.5	65.5	65.5	66.6	65.7	65.3
2012	44.1	47.0	46.4	45.6	45.6	45.2	47.9	44.6	45.0	44.9	65.6	47.8	47.5
2013	40.8	40.9	43.8	43.7	44.8	44.8	44.8	43.7	44.8	44.8	66.1	44.8	45.7
2014	41.5	44.0	45.5	45.5	63.5	63.5	66.5	48.4	63.4	63.5	66.5	63.6	56.3
2015	41.5	42.7	42.8	42.8	45.4	45.4	45.4	44.4	44.4	44.4	64.1	45.4	45.8
2016	43.0	44.6	49.2	49.2	68.2	68.2	68.2	49.2	64.4	68.2	73.3	68.2	59.6
2017	42.1	43.1	43.4	44.9	46.0	46.0	46.0	45.0	45.0	46.0	69.4	46.0	47
2018	43.7	46.4	49.9	65.4	70.9	70.9	70.9	65.4	70.9	70.9	73.0	70.9	64.2
2019	42.6	43.8	46.8	46.8	50.4	50.4	66.0	46.9	47.4	50.4	71.5	65.9	52.5
2020	46.1	50.8	72.3	72.3	73.8	73.8	73.8	72.3	72.3	72.3	210.0	73.8	80.7
Estacional	55	56	57	58	63	63	64	59	63	63	73	64	61.7

Gráfico No. 24 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



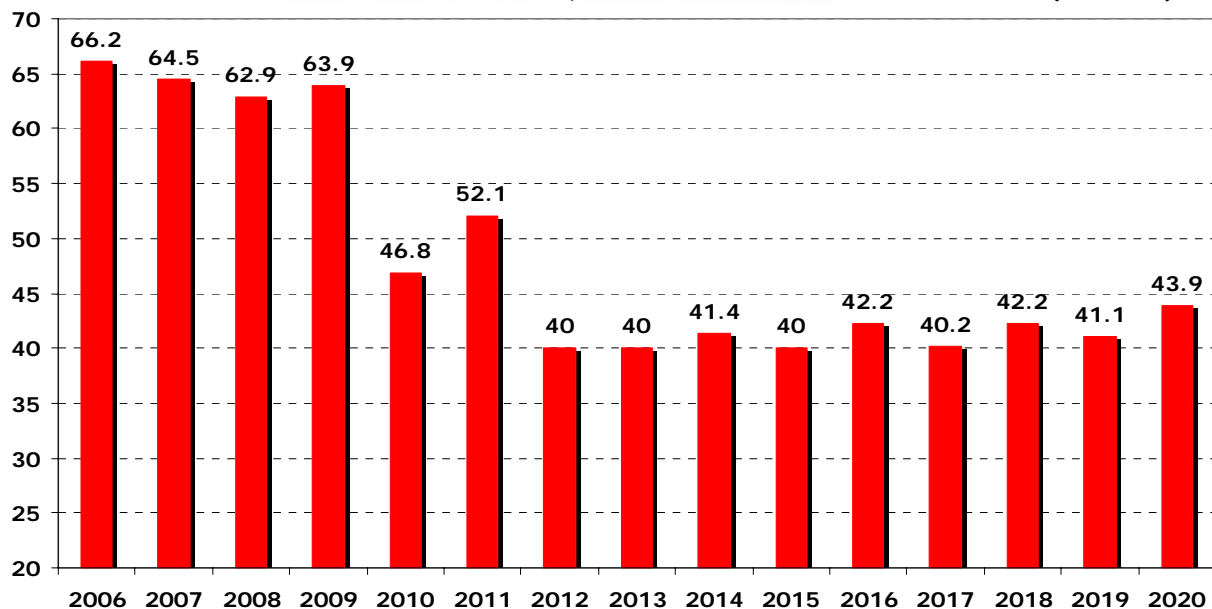
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	66.1	66.1	66.3	66.0	66.3	66.0	66.2	66.3	66.2	66.2	66.4	66.1	66.2
2007	62.8	64.8	64.6	64.2	64.5	64.4	64.3	64.7	64.6	64.8	65.3	64.5	64.5
2008	59.6	62.4	63.2	62.6	61.8	62.6	62.5	64.6	64.9	61.5	64.8	64.4	62.9
2009	61.5	64.7	64.4	64.1	64.2	63.9	64.2	65.0	63.8	63.8	63.9	62.7	63.9
2010	42.7	43.8	46.6	43.4	45.7	42.8	46.0	50.6	48.1	50.3	48.9	53.0	46.8
2011	43.6	53.1	52.1	51.3	51.8	53.0	54.8	55.5	54.4	53.2	52.3	49.7	52.1
2012	38.9	39.6	40.3	39.5	39.9	39.3	39.9	40.7	40.4	40.1	40.5	40.2	40
2013	38.7	39.8	40.0	39.5	40.2	39.3	40.3	40.6	40.6	40.3	40.7	40.2	40
2014	40.4	40.8	40.8	40.6	41.2	41.4	41.3	42.7	42.1	41.8	41.7	41.4	41.4
2015	37.8	38.6	39.9	39.2	39.3	39.8	39.8	41.0	41.1	40.7	42.2	40.6	40
2016	40.2	41.6	41.9	42.0	42.1	42.4	42.2	43.2	43.1	42.5	42.9	41.8	42.2
2017	38.2	38.5	40.3	37.2	39.8	40.2	40.3	42.2	41.8	40.3	42.1	40.8	40.2
2018	39.8	41.5	42.7	41.3	42.3	41.9	42.1	43.3	43.2	42.7	42.9	42.5	42.2
2019	38.6	39.1	41.6	40.2	41.4	40.5	41.3	42.6	42.2	41.5	42.3	41.8	41.1
2020	41.4	43.0	43.5	42.8	43.5	43.0	44.2	45.9	45.2	45.2	45.0	44.3	43.9
Estacional	48	50	51	50	51	51	51	52	52	51	52	51	50.9

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

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



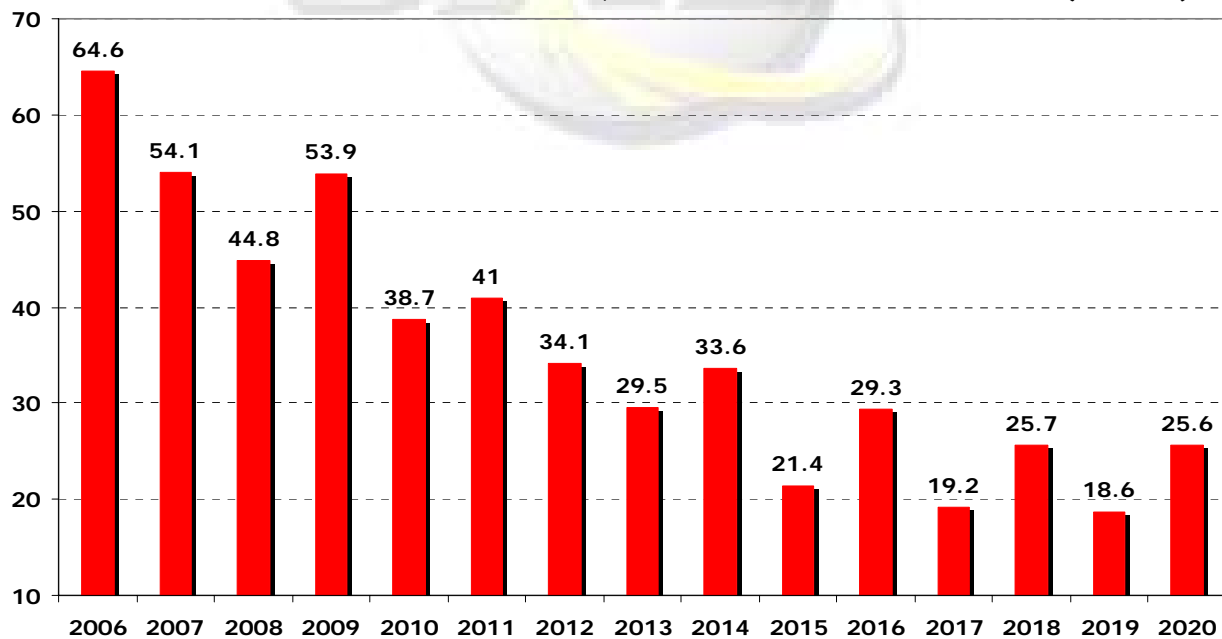


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

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

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	62.5	62.5	65.4	62.5	65.4	64.8	65.2	65.1	65.6	65.0	66.0	65.2	64.6
2007	43.3	43.7	46.6	43.7	57.6	55.9	57.7	60.9	60.8	60.0	58.6	58.1	54.1
2008	40.5	40.6	43.5	42.4	43.0	43.2	43.5	59.2	46.7	46.5	43.9	43.5	44.8
2009	42.6	43.6	46.9	43.6	54.8	55.5	59.8	60.0	61.6	59.7	59.2	56.4	53.9
2010	36.8	36.8	39.0	36.8	39.0	38.7	39.0	40.7	39.1	39.6	38.9	39.0	38.7
2011	37.4	39.3	40.1	38.8	40.5	41.1	41.1	43.0	43.1	42.5	42.9	41.2	41
2012	20.9	20.9	37.3	33.1	37.1	35.3	37.0	38.2	38.0	37.0	35.3	37.3	34.1
2013	20.3	20.7	20.8	20.7	34.5	29.4	31.2	36.9	37.3	34.3	36.8	28.5	29.5
2014	20.6	20.7	37.3	20.7	36.2	37.7	37.6	39.5	37.6	37.7	37.2	37.1	33.6
2015	14.6	20.2	20.2	20.2	20.5	20.5	20.5	36.3	20.6	20.6	20.7	20.6	21.4
2016	20.1	20.1	20.5	20.5	36.3	29.3	32.4	38.3	37.2	36.2	36.7	20.5	29.3
2017	14.4	14.4	20.0	20.0	19.8	19.6	20.1	20.4	20.4	20.3	20.3	19.9	19.2
2018	19.8	19.8	20.3	19.9	20.3	20.2	20.3	37.8	37.9	37.1	31.9	20.3	25.7
2019	14.4	14.4	19.8	14.4	19.8	19.7	19.7	20.3	20.2	20.1	19.9	19.7	18.6
2020	19.6	19.6	20.0	19.6	20.1	20.1	20.2	39.1	39.2	38.6	29.0	20.1	25.6
Estacional	32	33	37	35	41	40	41	46	44	43	43	40	39.7

Grafico No. 26 : ESCENARIO DE DEMANDA ALTO, COSTOS MARGINALES DEL 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



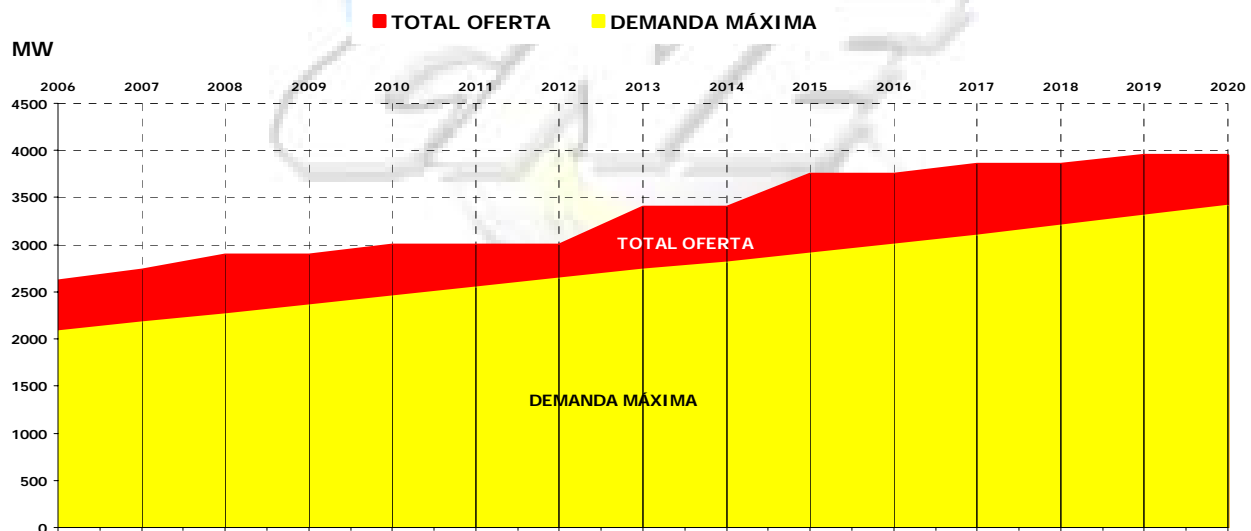
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

6.2.1.3 ESCENARIO DE DEMANDA BAJO

Tabla No. 25: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2142.3	1963.0	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1680.2	1680.2	1481.9	1481.9	1481.9	1481.9	1481.9	1481.9
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	700.0	700.0	700.0	1200.0	1200.0	1750.0	1750.0	1850.0	1850.0	1950.0	1950.0
TOTAL TÉRMICAS	2142.3	2263.0	2376.5	2376.5	2476.5	2476.5	2476.5	2880.2	2880.2	3231.9	3231.9	3331.9	3331.9	3431.9	3431.9
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2610.6	2731.3	2894.8	2894.8	2994.8	2994.8	2994.8	3398.5	3398.5	3750.2	3750.2	3850.2	3850.2	3950.2	3950.2
DEMANDA MÁXIMA	2075.0	2169.0	2252.0	2353.0	2447.0	2544.0	2640.0	2727.0	2803.0	2896.0	2992.1	3091.4	3193.9	3299.9	3409.4
RESERVA O DEFICIT (%)	25.8	25.9	28.5	23.0	22.4	17.7	13.4	24.6	21.2	29.5	25.3	24.5	20.5	19.7	15.9

Gráfico No. 27 : 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 2004.

Tabla No. 26: ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, BALANCE DE ENERGÍA ANUAL (GWh)

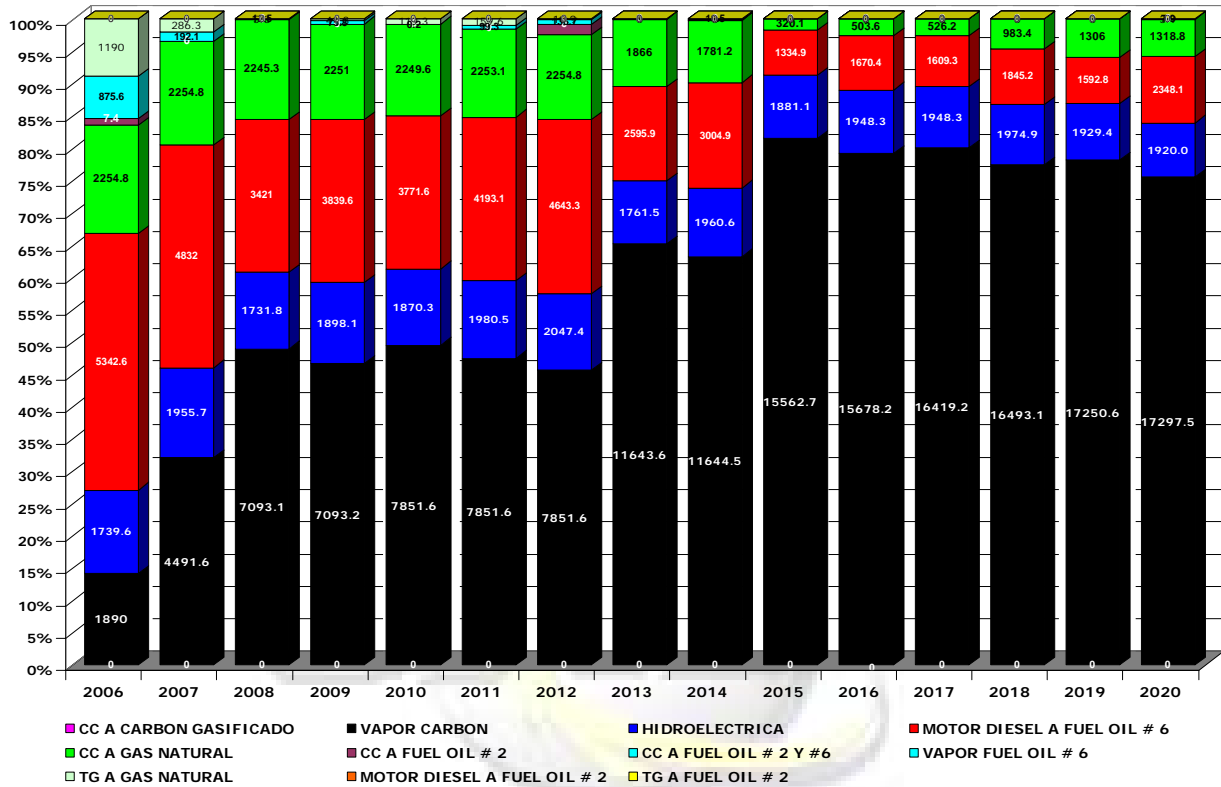
NOMBRE DE LA PLANTA	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
PLANTAS HIDRÁULICAS																
EXISTENTES																
LAS DAMAS	31.1	35.5	31.6	34.5	34.0	36.0	37.2	32.0	35.6	34.4	35.7	36.0	35.9	35.2	34.8	519.5
JIMENOA	53.2	59.9	54.1	58.6	57.5	61.3	62.5	56.4	59.1	61.2	61.5	61.9	60.2	60.0	57.8	885.2
SABANETA	44.7	49.8	44.3	48.6	47.6	50.2	52.4	45.0	50.0	47.7	49.5	50.4	50.2	49.2	48.2	727.8
HATILLO	66.7	75.9	67.5	73.9	72.8	77.2	79.7	68.3	76.5	73.2	76.3	77.1	77.1	75.3	74.7	1,112.2
SABANA YEGUA	96.0	108.0	96.0	105.2	103.3	109.6	113.4	97.5	108.6	103.7	107.9	109.5	109.1	107.0	105.9	1,580.9
VALDESIA	63.3	71.9	63.8	69.8	68.5	72.7	75.7	64.7	72.7	69.2	72.3	72.8	73.5	71.1	70.0	1,052.0
TAVERA	230.9	259.4	229.2	251.5	249.3	263.3	271.9	231.9	261.2	244.3	256.2	261.4	261.3	255.2	257.5	3,784.5
AGUACATE	282.7	320.7	283.5	310.1	304.7	324.1	334.6	289.5	319.9	315.2	323.0	324.5	323.0	316.4	312.4	4,684.3
JIGUEY	256.7	281.2	243.5	271.1	266.7	281.3	294.3	247.8	280.7	263.0	272.3	277.0	276.6	273.4	276.1	4,061.7
ANGOSTURA	84.5	97.5	86.3	94.6	93.0	98.3	102.4	86.4	98.4	93.5	97.6	98.2	99.1	96.2	95.0	1,421.0
RIO BLANCO	92.1	103.0	93.5	100.8	99.5	106.4	106.3	96.2	102.5	104.1	105.1	107.1	102.8	102.7	103.3	1,625.4
MONCION	238.9	267.6	238.2	259.8	257.2	271.3	280.0	243.1	268.4	255.2	265.0	270.4	269.8	264.2	263.2	3,912.3
RINCON	13.3	15.0	13.3	14.6	14.4	15.3	15.8	13.5	15.1	14.4	15.0	15.2	15.2	14.8	14.9	219.8
LOS TOROS	162.7	184.5	164.2	180.0	176.9	187.4	194.2	166.1	186.0	177.5	185.3	187.4	187.4	183.3	180.9	2,703.8
C. E. MONCION	22.8	25.8	22.8	25.0	24.7	26.1	27.0	23.1	25.9	24.5	25.6	26.0	26.1	25.4	25.3	376.1
FUTURAS																
PINALITO	0	70	162	177	174	185	190	166	181	182	185	185	184	181	177	2,400.2
	-	70.2	162.4	177.0	174.0	185.0	189.8	165.6	181.1	182.1	185.3	185.9	183.7	180.7	177.4	2,400.2
TOTAL HIDRÁULICAS	1740	2026	1894	2075	2044	2166	2237	1927	2142	2063	2134	2161	2151	2110	2097	30966.70
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES																
CEPP	534.6	327.2	80.4	134.5	131.3	240.5	310.8	28.0	62.3	-	-	-	3.7	6.1	17.1	1,876.5
VAPOR A FUEL OIL #6	374.0	15.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	389.6
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.7	1,410.1	1,410.1	1,480.5	1,465.3	1,519.5	1,513.3	1,552.4	23,077.7
HAINA 4	454.7	159.4	9.8	68.8	90.3	123.6	7.3	16.7	-	-	-	-	-	-	7.2	937.8
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.1	319.2	319.2	319.2	319.2	318.5	319.0	248.9	277.4	275.0	289.9	292.3	299.2	4,554.5
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.4
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CEPM	132.0	0.9	-	-	-	5.0	278.9	-	9.1	-	-	-	-	-	-	425.9
RES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,245.3	2,251.0	2,249.6	2,253.1	2,254.8	1,866.0	1,781.2	320.1	503.6	526.2	983.4	1,306.0	1,318.8	24,368.7
LOS MINA TG	1,190.0	286.3	5.3	41.3	119.3	159.6	10.9	-	-	-	-	-	-	-	3.9	1,816.6
MANZANILLO 3	9.4	6.1	0.8	1.8	1.7	3.6	5.5	0.2	0.4	-	-	-	-	-	0.1	29.6
SEABOARD EDM	604.8	598.6	439.8	499.0	483.1	527.2	573.9	309.1	356.8	178.7	250.4	255.4	136.0	120.0	243.8	5,576.6
SEABOARD EDN	308.0	218.2	82.4	143.3	132.6	163.1	205.4	35.0	45.1	-	-	-	4.5	4.7	24.7	1,367.0
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,241.8	1,197.8	1,216.0	1,212.2	1,229.6	1,239.8	1,223.2	1,227.7	777.6	914.6	868.3	1,013.5	999.1	1,098.5	16,701.7
MONTE RIO	807.6	802.6	690.7	743.3	718.9	762.9	800.8	491.6	769.2	368.4	464.0	441.7	535.9	292.6	617.9	9,308.1
METALDON	249.4	190.6	82.3	123.7	122.9	141.3	177.3	41.6	40.8	-	-	-	3.7	4.0	30.6	1,208.2
DIESEL LA VEGA	730.3	628.1	336.5	402.6	400.8	468.2	569.0	157.1	154.5	0.1	7.9	9.3	32.5	42.9	122.7	4,062.5
DIESEL PALMARA	856.5	818.8	510.3	575.4	568.1	656.7	760.8	310.1	348.1	10.1	33.5	34.6	115.4	123.4	192.7	5,914.5
FALCON	46.9	17.1	2.7	7.0	0.2	9.0	13.1	0.7	2.8	-	-	-	-	-	0.7	100.2
FUTURAS																
VAPOR 1	0	2602	5203	5203	5962	5962	5962	9755	9755	13904	13920	14679	14684	15445	15446	161954.20
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,721.6	3,734.7	4,113.8	4,117.1	4,498.0	4,498.3	48,150.7
PPV	-	-	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,733.3	3,736.8	4,116.3	4,117.8	4,498.2	4,498.8	45,566.8
TOTAL TÉRMICAS	11692	12058	12777	13301	13992	14562	15176	16114	16459	17218	17852	18555	19322	20149	20976	240203.00
TOTAL OFERTA	13432.0	14083.6	14671.4	15376.0	16036.6	16727.2	17413.4	18040.6	18600.9	19280.9	19985.8	20715.5	21472.7	22259.5	23073.6	271,169.7
DEMANDA	13434.1	14084.2	14672.4	15376.3	16037.3	16728.6	17414.3	18042.5	18602.5	19282.7	19987.3	20718.0	21475.2	22260.3	23074.0	271,189.7
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.1)	(0.6)	(1.0)	(0.3)	(0.7)	(1.4)	(0.9)	(1.9)	(1.6)	(1.8)	(1.5)	(2.5)	(2.5)	(0.8)	(0.4)	(20.0)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Grafico No. 28 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA, EVOLUCIÓN ANUAL 2006-2020

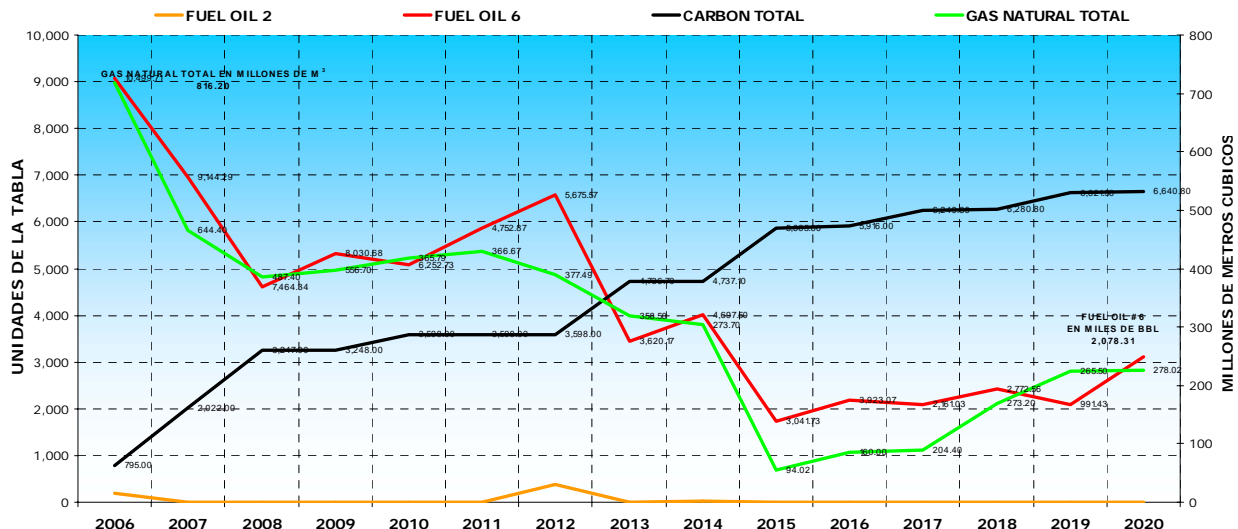


Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Tabla No. 27: 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	9,080.65	6,948.90	4,603.33	5,312.85	5,072.95	5,863.29	6,573.45	3,452.81	4,024.89	1,738.50	2,179.48	2,101.85	2,413.02	2,082.76	3,112.37
FUEL OIL 2	MILES DE BBL	183.26	1.30	0.00	0.00	0.00	6.95	387.55	0.01	12.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
GAS NATURAL TOTAL	MILLONES DE M ³	718.90	465.90	385.70	396.63	418.28	430.23	388.82	319.30	304.70	54.73	86.16	90.03	168.30	223.40	226.68
CARBON TOTAL	MILES DE TON	795.00	2,022.00	3,247.90	3,248.00	3,598.00	3,598.00	3,598.00	4,736.70	4,737.10	5,865.60	5,916.00	6,249.60	6,280.80	6,621.50	6,640.80

Grafico No. 29 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, CONSUMO DE COMBUSTIBLE



Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana

GERENCIA ELÉCTRICA

JUNIO 2005

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. E-Mail: gerencia_electrica@cne.gov.do

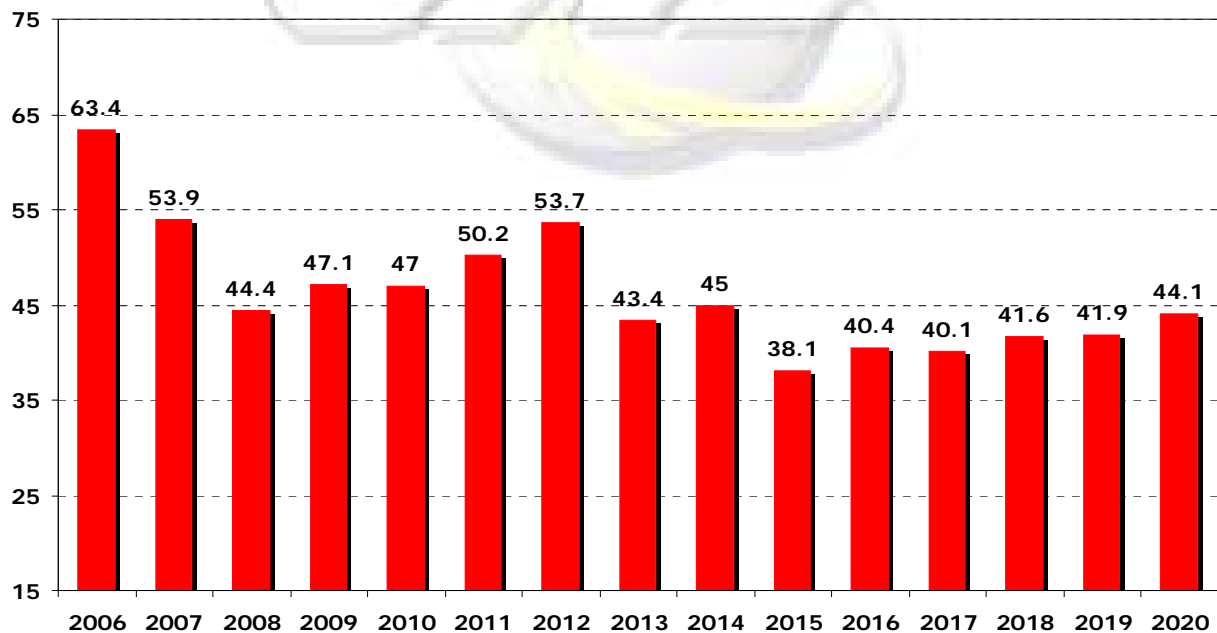


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 28: 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	59.5	64.5	64.7	63.5	63.5	64.3	63.7	63.8	63.6	63.1	63.2	62.8	63.4
2007	56.2	56.8	56.0	55.1	54.1	53.5	54.4	53.2	53.1	52.0	51.8	50.7	53.9
2008	42.6	43.2	44.2	42.8	46.5	45.7	46.1	43.6	43.8	43.2	47.6	43.6	44.4
2009	42.8	43.8	47.9	46.1	47.9	46.8	47.8	48.1	47.8	48.6	48.2	48.9	47.1
2010	42.7	44.0	48.1	46.6	47.5	46.1	47.9	48.4	47.7	47.4	48.3	48.6	47
2011	44.1	49.4	50.5	49.0	49.2	48.9	50.7	50.9	49.9	50.8	55.6	53.4	50.2
2012	52.5	55.2	55.4	54.6	53.7	53.8	54.5	53.9	53.2	52.7	52.9	51.6	53.7
2013	42.7	43.8	44.1	43.3	43.3	42.8	43.3	42.9	42.7	42.1	47.5	42.7	43.4
2014	43.0	43.4	44.3	43.5	47.4	46.8	47.3	44.3	44.1	44.0	47.9	43.6	45
2015	36.6	37.1	37.0	36.8	39.3	35.5	37.2	40.5	40.3	39.7	40.5	36.9	38.1
2016	37.2	37.4	40.1	37.2	41.6	41.3	41.2	42.0	41.8	41.5	42.4	40.7	40.4
2017	36.7	37.8	37.6	37.3	42.0	41.3	41.8	42.0	41.7	41.8	42.7	37.9	40.1
2018	37.5	37.6	43.0	37.9	43.1	42.0	42.9	43.1	43.3	41.6	44.2	42.7	41.6
2019	37.4	37.6	43.2	38.0	43.2	42.7	43.3	43.1	43.3	43.0	43.5	43.8	41.9
2020	38.1	41.3	44.6	41.2	44.7	43.8	45.7	45.5	44.3	44.7	50.2	44.6	44.1
Estacional	46	47	49	47	49	48	49	49	49	48	50	48	48.3

Grafico No. 30 : 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 periodos de mantenimiento, etc.



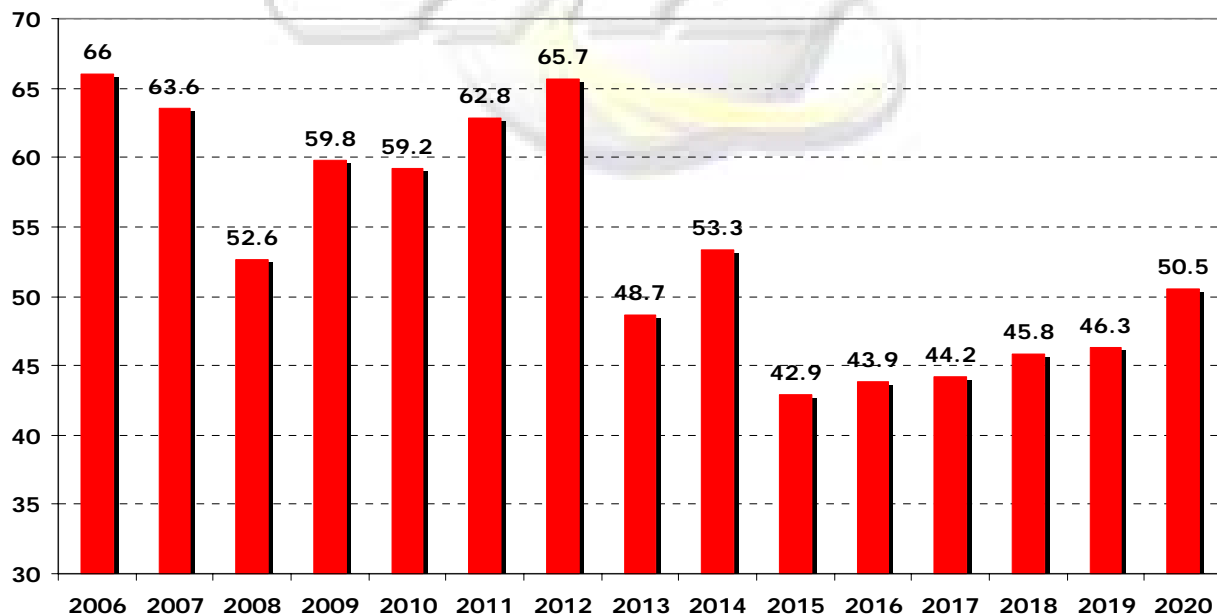
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 29: 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	66.1	66.0	65.8	65.7	66.1	66.2	66.1	65.4	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66
2007	63.4	63.8	63.0	63.2	63.0	63.4	65.6	63.0	63.0	63.0	65.6	63.0	63.0	63.6
2008	48.0	47.8	48.8	48.3	61.4	61.3	61.4	47.3	47.2	47.1	64.5	47.3	47.3	52.6
2009	46.2	47.6	61.6	61.6	62.6	62.6	62.6	61.6	62.6	62.6	62.6	62.6	62.6	59.8
2010	46.5	47.7	61.6	61.6	61.6	61.6	61.6	61.6	61.6	61.6	61.8	61.6	61.6	59.2
2011	49.5	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	65.5	63.9	63.9	62.8
2012	65.6	65.6	65.6	65.6	65.6	65.7	65.7	65.6	65.6	65.6	66.4	65.6	65.6	65.7
2013	48.6	48.3	47.8	46.9	48.7	48.6	48.5	45.9	45.8	45.8	63.2	45.5	45.5	48.7
2014	45.3	45.6	48.5	48.4	63.5	63.5	63.5	48.5	48.4	48.4	66.5	48.4	48.4	53.3
2015	42.8	42.8	42.8	42.8	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	43.2	44.4	42.8	42.8	42.9
2016	43.0	43.0	43.0	43.2	44.6	44.6	44.6	43.0	43.1	44.7	45.7	44.6	44.6	43.9
2017	43.1	43.3	43.2	43.4	44.9	44.9	45.0	43.1	43.1	45.0	46.0	45.0	45.0	44.2
2018	43.1	43.6	45.3	45.4	46.4	46.4	46.4	45.4	45.4	46.4	49.9	46.4	46.4	45.8
2019	43.3	43.9	45.8	45.7	46.8	46.9	46.9	45.8	46.8	46.8	50.4	46.9	46.9	46.3
2020	45.1	47.2	47.6	47.6	50.8	50.8	50.8	47.9	47.8	47.8	73.8	47.8	47.8	50.5
Estacional	52	53	56	56	59	59	59	56	56	56	61	56	56.4	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. 31 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN DE PUNTA (US\$/MWh)





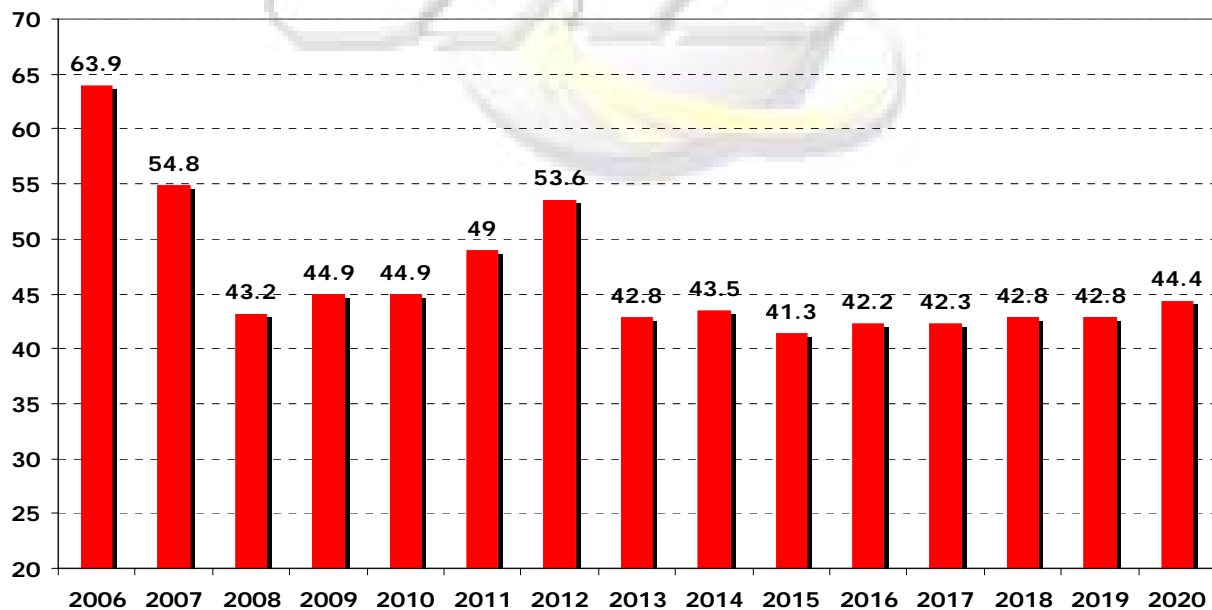
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 30: 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	62.5	65.4	65.3	63.9	63.3	64.6	64.0	64.5	63.7	63.2	63.3	62.4	63.9
2007	59.2	60.1	58.6	57.2	55.3	54.4	54.9	54.0	53.4	51.6	49.9	49.1	54.8
2008	42.1	43.3	44.5	42.3	43.4	42.1	42.8	43.4	43.7	43.1	44.2	43.9	43.2
2009	42.9	44.1	45.8	42.8	44.8	43.3	44.9	45.8	45.3	46.2	45.7	47.2	44.9
2010	42.8	44.3	46.0	43.6	44.5	42.8	45.8	46.2	45.4	44.6	46.2	47.0	44.9
2011	43.8	47.7	48.6	46.8	46.6	46.5	49.4	49.6	48.1	49.6	57.2	53.9	49
2012	52.1	57.0	56.5	55.7	53.5	53.8	55.0	53.6	52.4	51.7	51.3	49.8	53.6
2013	41.6	43.4	44.1	43.0	42.4	41.9	42.7	42.9	42.5	41.7	44.4	42.6	42.8
2014	43.0	43.6	43.9	43.1	43.9	42.9	43.8	44.0	43.6	43.5	43.5	42.8	43.5
2015	41.0	41.7	41.7	41.2	41.3	39.2	41.1	41.1	41.3	41.9	42.5	41.5	41.3
2016	42.0	42.4	42.3	41.8	41.9	42.0	41.9	42.4	42.1	42.2	42.7	42.7	42.2
2017	41.1	42.9	42.8	42.0	42.3	41.9	42.3	42.6	42.2	42.3	42.8	42.8	42.3
2018	42.6	42.6	42.8	42.3	42.9	42.4	42.9	43.4	43.4	42.7	43.5	42.7	42.8
2019	42.4	42.5	42.8	42.4	42.6	42.5	43.0	42.9	42.8	43.0	43.4	43.7	42.8
2020	43.1	44.1	44.6	43.6	44.0	43.4	45.2	45.9	44.4	44.8	44.8	44.6	44.4
Estacional	47	49	49	48	48	47	48	48	48	48	49	48	48.1

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. 32 : ESCENARIO DE DEMANDA BAJO, COSTOS MARGINALES EN EL ESCALÓN MEDIO (US\$/MWh)

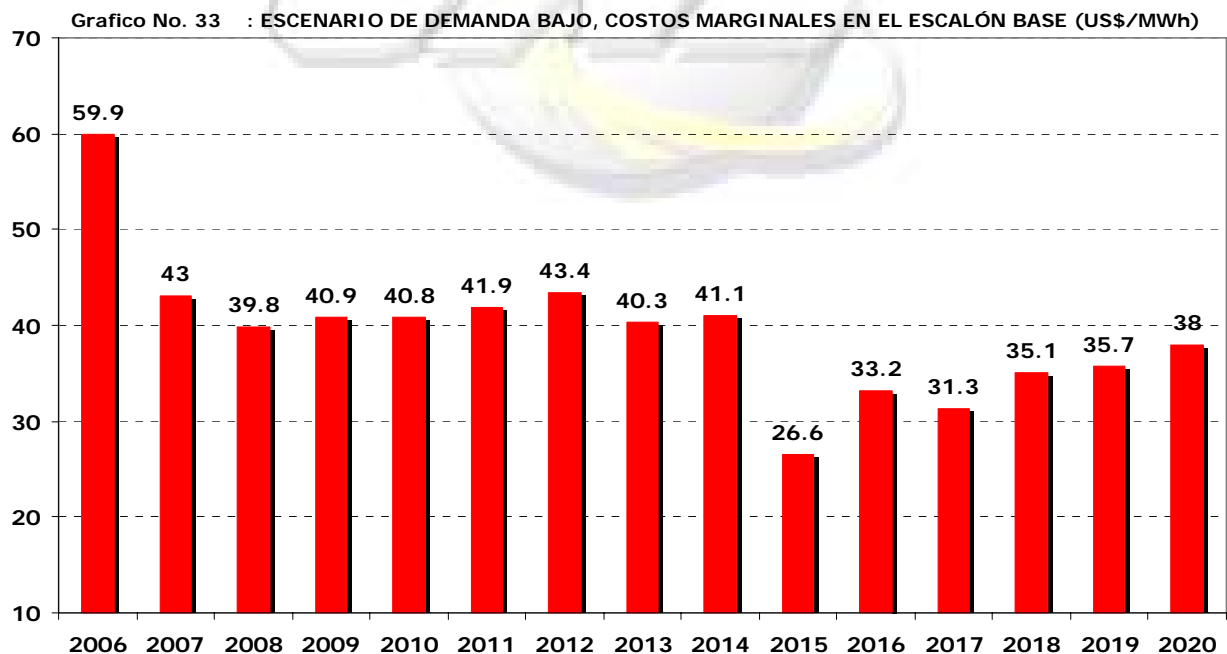




PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 31: 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	46.4	60.9	62.5	60.5	61.7	61.9	61.0	60.9	61.1	60.5	60.2	60.7	59.9
2007	42.3	42.3	43.3	42.2	43.2	42.6	43.2	43.2	43.8	43.4	43.2	43.2	43
2008	38.7	38.7	39.5	38.6	40.5	39.8	40.1	41.1	41.2	40.0	39.9	39.5	39.8
2009	39.4	39.6	40.6	39.4	42.1	40.9	41.6	42.2	41.2	41.9	41.0	40.6	40.9
2010	39.0	39.8	40.8	39.5	41.9	39.8	40.7	42.7	41.4	41.7	40.8	40.7	40.8
2011	40.0	40.1	43.0	40.5	42.3	41.1	42.3	43.7	42.3	42.4	42.7	42.7	41.9
2012	41.5	41.5	43.4	41.4	43.9	43.5	43.6	45.2	44.6	44.0	44.2	43.3	43.4
2013	39.9	40.5	40.5	40.5	40.4	39.5	40.3	40.5	40.4	39.6	40.4	40.4	40.3
2014	40.9	40.9	41.4	40.0	41.4	40.9	41.3	41.7	41.4	41.3	41.3	41.1	41.1
2015	20.6	20.7	20.7	20.7	31.7	20.6	23.7	37.5	36.2	31.8	32.6	20.7	26.6
2016	20.5	20.5	32.5	20.5	38.4	37.0	36.8	40.4	40.1	37.1	39.0	32.5	33.2
2017	20.4	20.4	20.4	20.4	38.6	36.8	38.3	39.7	39.4	37.9	39.4	20.4	31.3
2018	20.3	20.3	41.3	20.3	40.9	37.3	39.9	40.7	41.3	35.4	40.9	39.4	35.1
2019	20.3	20.3	41.7	20.3	41.3	39.8	40.9	41.3	41.5	39.8	37.7	41.4	35.7
2020	20.1	29.5	42.1	29.5	41.3	38.7	42.5	42.9	41.2	41.9	42.0	41.6	38
Estacional	37	39	41	38	43	42	42	44	44	43	43	41	41.4



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 32, CASO 1 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
	VAPOR_3	350
2011	VAPOR_4	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
2016	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
2018	VAPOR_8	500
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50
2020	VAPOR_9	550

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2404.73
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4591.15
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	6995.88
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	47.03

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.

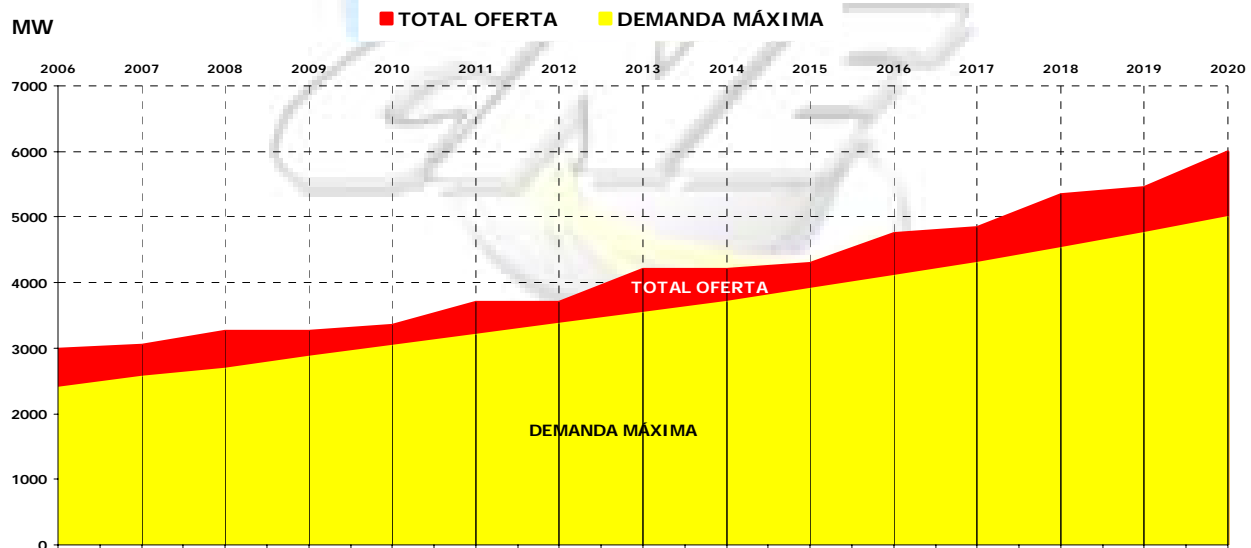


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 33: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2142.3	2142.3	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1050.0	1400.0	1400.0	1900.0	1900.0	2000.0	2450.0	2550.0	3050.0	3150.0	3700.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2742.3	2742.3	2826.5	3176.5	3176.5	3676.5	3676.5	3776.5	4226.5	4326.5	4826.5	4926.5	5476.5
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3260.6	3260.6	3344.8	3694.8	3694.8	4194.8	4194.8	4294.8	4744.8	4844.8	5344.8	5444.8	5994.8
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	21.6	13.8	10.4	15.5	10.1	19.0	13.3	10.4	16.1	12.8	18.4	14.8	20.3

Gráfico No. 34: 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 2004.

Tabla No. 34: CASO 1-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 HIDRAULICAS																
EXISTENTES	1637	1997	1850	1978	1895	1817	2037	1772	1919	2038	1852	2024	1858	1933	1957	28561.70
LAS DAMAS	29.5	36.4	33.8	35.7	34.3	33.1	37.0	32.3	34.9	37.1	33.7	36.8	34.0	35.1	35.6	519.3
JIMENOVA	51.8	61.0	55.9	58.0	57.6	57.1	61.9	56.5	58.9	62.8	58.2	60.9	59.5	60.0	60.0	880.1
SABANETA	41.9	50.8	46.8	50.9	48.6	46.4	52.2	45.2	48.8	52.2	47.2	51.8	47.3	49.2	49.6	728.9
HATILLO	62.9	77.8	72.2	77.0	73.5	70.7	79.2	68.7	74.8	79.4	72.0	79.0	72.4	75.2	76.2	1,111.0
SABANA YEGUA	90.4	110.4	102.1	109.9	105.0	102.6	112.8	97.9	106.2	112.9	102.5	112.3	102.6	107.1	108.1	1,530.8
VALDESIA	59.7	73.9	68.8	73.6	69.7	66.6	75.1	64.5	70.3	75.1	67.9	74.7	68.4	70.8	71.6	1,030.7
TAVERA	215.9	264.6	246.2	265.0	252.0	239.5	270.7	232.8	255.6	270.0	244.3	269.8	243.3	257.3	260.5	3,787.5
AGUACATE	268.3	328.7	305.5	319.7	308.3	298.5	332.4	291.6	313.2	333.3	304.6	329.5	308.9	315.2	320.3	4,678.0
JIGUEY	234.5	285.8	261.5	290.9	275.2	258.7	292.8	252.0	273.0	290.8	262.2	291.9	259.9	274.5	280.0	4,088.7
ANGOSTURA	79.3	100.5	93.7	99.1	94.3	90.2	101.8	87.6	95.7	101.7	91.9	101.3	92.8	95.7	97.7	1,423.3
RIO BLANCO	90.4	103.9	97.5	98.1	97.5	97.6	106.5	96.4	103.0	108.1	100.3	104.6	101.8	103.7	103.8	1,513.2
MONCION	225.6	271.7	251.7	269.8	259.8	247.6	278.8	242.2	262.9	278.9	253.4	276.1	253.3	266.1	267.7	3,905.6
RINCON	12.5	15.4	14.3	15.3	14.6	14.0	15.7	13.6	14.8	15.7	14.2	15.6	14.2	14.9	15.1	219.9
LOS TOROS	153.1	189.4	175.3	188.4	179.3	172.1	193.0	167.1	181.6	193.1	175.1	192.5	175.7	182.8	185.1	2,703.6
C. E. MONCION	21.4	26.3	24.5	26.3	25.0	23.8	26.9	23.1	25.3	26.8	24.3	26.8	24.3	25.5	25.8	376.1
FUTURAS	0	69	174	178	174	171	189	168	179	190	175	187	178	180	183	2394.70
PINALITO	-	69.3	174.1	178.4	174.3	171.0	188.6	167.7	179.1	190.0	174.6	186.6	178.1	180.0	182.9	2,394.7
TOTAL HIDRAULICAS	1637	2066	2024	2156	2069	1988	2225	1939	2098	2228	2026	2210	2037	2113	2140	30956.40
CLASES TERMICAS																
EXISTENTES	13821	11889	10243	11367	9178	7770	8645	6325	7414	7854	6094	6609	4720	5464	7082	124,474.2
CEPP	544.3	516.3	403.1	486.0	311.3	149.4	252.7	80.1	106.5	142.9	77.9	85.2	52.1	76.1	122.9	3,406.8
VAPOR A FUEL OIL #6	988.4	423.7	5.8	14.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,432.8
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,569.4	1,570.8	1,570.8	1,551.6	1,562.7	1,396.9	1,430.4	1,529.1	23,177.3
HAINA 4	509.5	455.8	298.9	398.1	74.5	76.6	92.2	50.4	78.5	80.4	68.3	74.5	21.2	68.7	81.4	2,429.0
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	319.2	309.1	317.5	318.5	293.5	294.8	241.9	260.9	290.5	4,561.1
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	167.1	11.5	-	51.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	846.4	224.2	169.0	445.7	80.7	11.0	325.3	36.0	205.9	307.1	84.8	201.1	22.4	96.7	317.2	3,373.5
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.3	2,222.6	2,247.1	1,718.1	1,760.3	1,713.6	1,337.1	1,443.6	1,051.8	1,471.4	1,589.3	27,828.4
LOS MINA TG	1,756.5	1,264.2	601.5	1,047.9	390.5	152.1	37.2	-	12.1	32.9	1.0	15.8	-	6.9	59.7	5,378.3
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.1	8.7	5.6	2.0	3.9	1.0	1.5	2.1	1.0	1.1	0.6	1.0	1.7	55.9
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.3	604.3	545.3	419.9	496.5	312.3	385.4	547.1	429.3	444.5	159.0	236.3	378.6	6,770.5
SEABOARD EDN	309.6	304.5	248.4	283.1	204.4	116.6	168.1	53.9	113.5	127.3	53.0	57.8	41.3	47.1	107.0	2,235.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,242.0	1,232.1	1,112.2	1,180.7	1,134.0	1,203.8	1,217.4	1,065.6	1,108.0	892.7	921.7	1,080.2	17,116.0
MONTE RIO	807.6	807.6	805.4	807.6	761.4	638.0	726.9	506.2	735.8	749.2	607.4	646.9	532.9	425.9	639.0	10,197.8
METALDON	250.8	249.7	214.5	230.1	172.5	102.7	144.5	48.1	97.2	114.9	45.5	54.6	35.7	42.5	91.5	1,894.8
DIESEL LA VEGA	732.0	729.4	655.2	707.0	533.2	357.9	461.6	178.8	332.4	391.0	157.9	220.9	106.0	134.2	311.9	6,009.4
DIESEL PALAMARA	856.8	856.0	813.5	853.9	715.0	511.0	609.5	321.3	484.7	530.1	312.8	389.9	161.4	237.1	474.2	8,127.2
FALCON	49.9	45.0	32.0	41.0	7.5	7.8	9.2	6.4	7.7	8.5	7.0	7.7	3.8	7.0	8.0	248.5
FUTURAS	0	2602	5203	5203	8617	11273	11273	15060	15066	15824	19189	19968	23589	24411	24488	224,786.80
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	-	-	-	-	-	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	26,556.0
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	10,243.2	10,243.2	10,243.2	52,734.0
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,354.8	3,359.9	3,739.2	3,709.7	4,098.3	3,984.9	4,411.5	4,465.5	47,871.0
PPV	-	-	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,358.9	3,360.0	3,739.2	3,718.0	4,108.5	4,049.8	4,445.3	4,467.9	45,393.2
TOTAL TERMICAS	13821	14490	15446	16570	17796	19043	19918	21385	22480	23678	25283	26577	28309	29875	31570	326,240.00
TOTAL OFERTA	15458.5	16556.0	17470.3	18725.9	19864.5	21030.1	22143.6	23324.0	24577.6	25906.1	27309.0	28787.3	30345.3	31988.2	33710.0	357,196.4
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.9)	(2.4)	(1.3)	(1.6)	(1.1)	(0.5)	(1.2)	(1.7)	(1.3)	(2.8)	(1.9)	(1.5)	(1.3)	(0.6)	(9.8)	(31.9)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

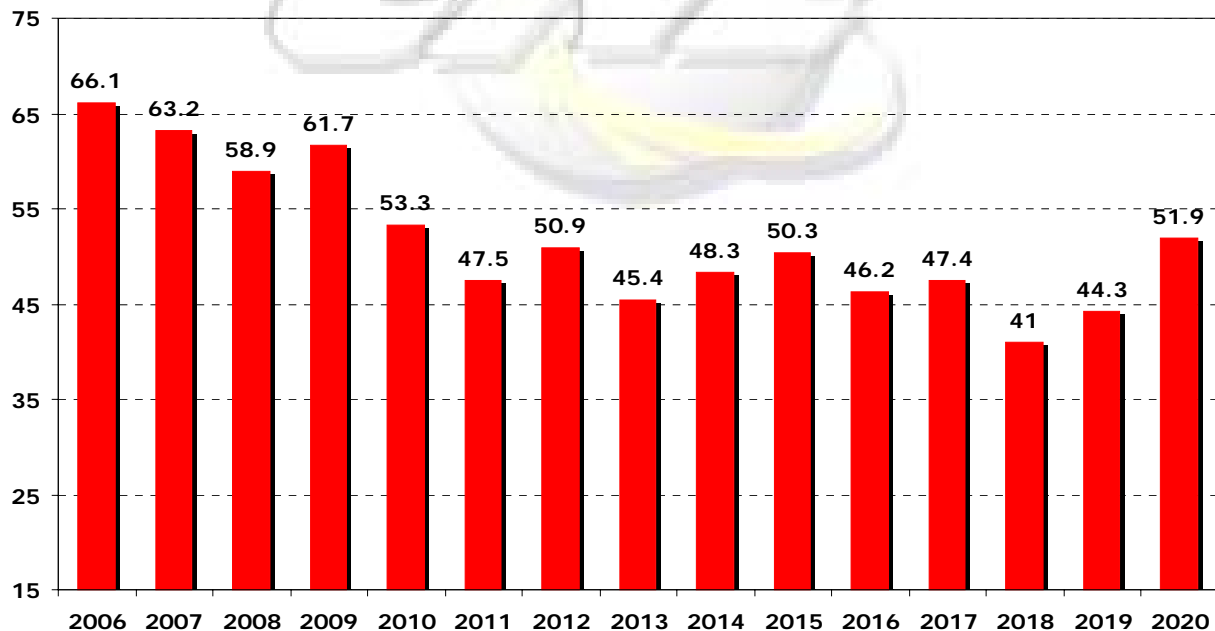


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 35: CASO 1-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	65.3	66.3	65.9	65.4	65.9	65.4	65.9	65.9	65.8	65.4	69.8	65.8	66.1
2007	59.4	60.8	64.0	60.7	64.2	64.0	64.1	64.0	64.2	64.1	64.7	63.9	63.2
2008	57.0	58.4	58.7	57.9	57.7	58.2	58.2	62.6	60.5	58.1	60.0	59.2	58.9
2009	58.7	59.0	59.9	58.6	62.2	63.6	63.0	63.5	63.1	63.2	63.3	62.3	61.7
2010	47.7	54.7	54.5	53.9	53.9	53.5	54.7	54.2	54.1	53.6	52.9	51.7	53.3
2011	43.1	46.3	47.9	46.8	47.3	47.1	47.5	48.3	48.3	48.7	49.6	48.9	47.5
2012	47.5	49.6	51.4	50.6	51.8	51.0	52.1	51.9	51.8	51.5	51.5	50.1	50.9
2013	36.9	42.7	44.3	46.5	46.9	46.1	47.1	46.2	46.1	46.8	47.3	48.0	45.4
2014	42.6	47.7	49.1	47.7	48.6	47.3	49.0	49.3	49.1	49.2	50.1	49.8	48.3
2015	47.1	49.2	51.0	48.7	51.7	49.9	51.6	50.5	50.5	50.6	51.8	51.3	50.3
2016	38.0	38.2	47.7	41.9	48.1	47.9	48.2	48.6	48.4	48.3	49.2	49.0	46.2
2017	38.0	42.7	48.9	43.6	48.8	49.0	49.1	49.8	49.8	49.3	50.4	49.0	47.4
2018	37.0	37.5	38.1	37.9	41.7	41.4	41.5	43.2	43.5	44.1	43.9	41.9	41
2019	37.4	37.9	42.8	41.9	45.1	43.1	45.9	49.2	47.7	47.7	48.3	44.1	44.3
2020	39.1	44.8	51.1	45.0	50.6	48.6	51.5	53.2	52.9	52.4	80.8	51.7	51.9
Estacional	49	52	54	52	54	54	55	55	55	55	56	55	53.8

Gráfico No. 35 : 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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 36, CASO 2 EQUIPAMIENTO DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	MOTOR-01.1	100
	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
	VAPOR_3	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_5	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
	VAPOR_8	500
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50
2020	VAPOR_9	550

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2229.96
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	5163.48
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7393.44
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	53.67

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

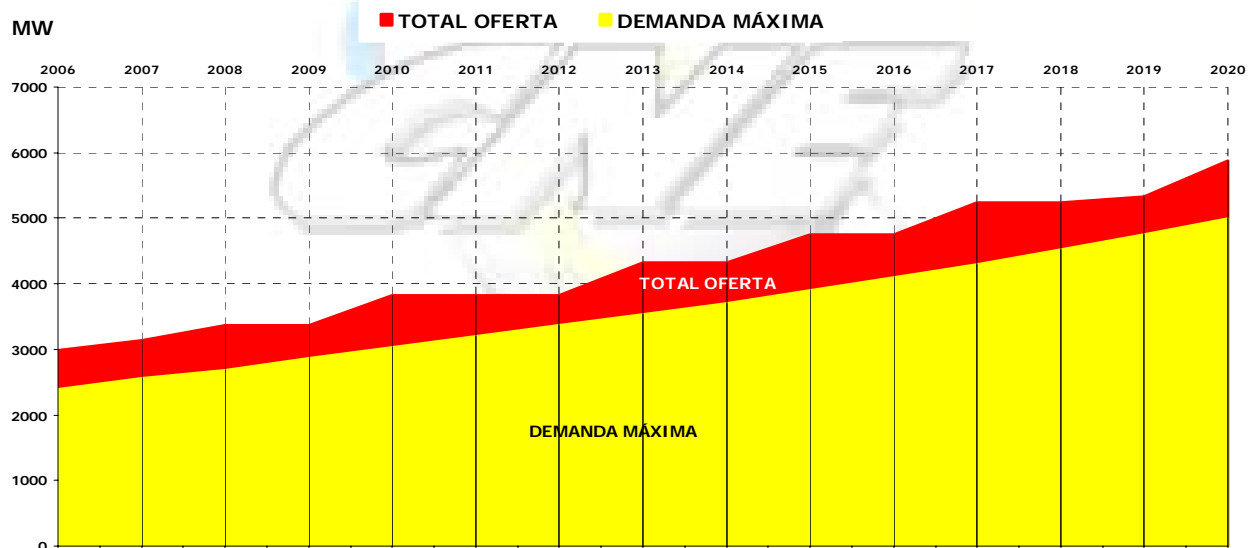


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 37: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2143.3	2144.3	2145.3	2146.3	2147.3	2147.3	2147.3	2029.3	2029.3	1911.3	1911.3	1911.3	1911.3
FUTURAS	0.0	400.0	700.0	700.0	1150.0	1150.0	1150.0	1650.0	1650.0	2200.0	2200.0	2800.0	2800.0	2900.0	3450.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2671.1	2843.3	2844.3	3295.3	3296.3	3297.3	3797.3	3797.3	4229.3	4229.3	4711.3	4711.3	4811.3	5361.3
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3139.4	3361.6	3362.6	3813.6	3814.6	3815.6	4315.6	4315.6	4747.6	4747.6	5229.6	5229.6	5329.6	5879.6
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	23.1	25.3	17.3	25.8	19.3	13.7	22.4	16.5	22.0	16.1	21.7	15.8	12.4	18.0

Gráfico No. 36: 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 2004.

Tabla No. 38: CASO 2-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 HIDRAULICAS																
EXISTENTES	1632	2067	1758	2029	1734	1972	2057	1765	2023	1800	2064	1832	1951	2038	1848	28571.80
LAS DAMAS	29.6	37.4	31.9	36.5	31.4	36.2	37.1	32.0	36.7	32.8	37.3	33.2	35.6	36.7	33.6	518.0
JIMENOA	52.2	62.5	52.9	61.0	52.6	62.8	60.7	54.5	60.9	57.8	62.5	57.3	59.3	61.3	58.2	876.5
SAGANETA	41.8	52.9	44.9	52.2	44.4	50.0	52.6	45.0	52.0	46.0	52.4	46.7	49.6	51.9	47.1	720.5
HATILLO	63.0	80.3	68.5	78.5	67.3	77.3	80.0	68.4	78.8	69.9	79.9	70.9	76.5	78.8	71.6	1,109.7
SABANA VEGUA	90.2	114.4	97.5	112.4	96.1	109.3	114.1	97.6	112.3	99.5	113.7	101.1	108.3	112.5	102.0	1,581.0
VALDESI	59.9	76.4	64.9	74.7	63.6	73.2	76.3	64.1	74.8	66.2	75.6	66.9	72.8	74.5	67.7	1,051.6
TAVERA	214.0	275.8	234.2	271.9	231.9	259.2	276.3	235.4	269.9	235.3	275.0	242.4	259.3	273.0	243.3	3,796.9
AGUAJATE	269.5	337.3	286.6	327.6	281.0	327.1	332.8	286.5	328.5	298.8	337.7	300.0	320.5	330.4	304.7	4,669.0
HIGUAY	230.7	297.6	255.3	297.0	250.7	273.9	300.0	254.5	291.9	253.6	300.1	262.1	275.5	297.1	263.8	4,103.8
ANGOSTURA	80.2	103.6	87.8	100.6	85.9	98.4	102.9	87.1	101.3	89.2	102.9	90.5	98.2	100.9	91.5	1,421.0
RIO BLANCO	90.3	106.7	90.7	102.8	90.4	106.9	103.4	94.1	103.7	98.5	107.5	98.5	102.0	106.4	99.8	1,501.7
MONCLON	223.8	283.4	239.5	279.5	238.7	269.1	282.2	243.1	277.2	245.2	281.4	252.0	266.0	280.4	252.4	3,913.9
RINCON	12.5	16.0	13.5	15.6	13.4	15.2	15.9	13.6	15.6	13.8	15.9	14.0	15.1	15.7	14.1	219.9
LOS TOROS	153.4	195.7	167.0	191.9	164.0	187.6	195.4	166.3	192.3	170.1	194.5	172.4	186.0	191.8	174.2	2,702.6
C. E. MONCLON	21.3	27.4	23.2	26.9	22.9	26.0	27.3	23.2	26.8	23.5	27.2	24.0	25.9	26.9	24.2	376.7
FUTURAS	0	74	162	184	159	188	186	163	186	172	191	171	182	167	174	2379.70
PINALITO	-	73.9	161.9	184.0	159.0	187.9	186.4	163.3	185.8	171.8	191.4	171.4	182.0	167.5	174.4	2,379.7
TOTAL HIDRAULICAS	1632	2141	1920	2213	1893	2160	2213	1929	2209	1972	2255	2033	2133	2225	2023	30951.50
CLASES TERMICAS																
EXISTENTES	13826	10977	9511	10474	8519	9416	10446	8149	9122	6533	7635	4967	6315	7096	5081	128,066.0
CEPP	544.4	479.3	338.0	420.8	235.5	320.2	401.5	365.5	423.1	254.6	343.5	107.3	231.5	306.0	112.9	4,384.1
VAPOR A FUEL OIL #6	1,342.6	211.8	10.7	20.8	0.8	10.9	70.9	0.5	19.2	6.3	-	-	158.4	203.2	53.7	2,109.8
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,569.8	1,570.8	1,447.9	1,536.9	1,555.7	1,387.1	23,205.4
HAINA 4	510.8	379.5	230.4	321.6	107.8	181.8	314.3	93.8	164.2	73.1	80.9	21.1	72.0	79.2	53.5	2,684.0
BARAMONA CARBON	319.2	319.2	318.5	319.2	317.9	319.2	319.2	319.2	319.2	301.4	318.5	250.2	294.5	308.4	265.9	4,609.7
LAFSA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	566.5	57.3	35.7	167.4	13.7	77.7	213.3	18.9	127.8	2.3	31.1	-	-	12.5	-	1,324.2
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESMI	1,685.8	917.1	385.3	732.4	230.0	506.6	754.8	266.1	407.0	107.7	307.5	21.2	35.8	144.1	16.7	6,518.1
AES ANDRES	2,254.8	2,192.1	1,829.3	2,151.0	1,809.1	1,784.0	1,970.2	1,180.0	1,475.2	571.2	897.8	309.4	564.2	790.3	350.9	20,129.5
LOS MINA TG	166.7	-	-	-	-	-	8.3	-	-	-	-	-	-	-	-	175.0
MANZANILLO 3	9.6	8.0	6.1	7.3	3.6	5.5	7.4	3.6	7.4	3.9	6.0	1.4	3.5	1.9	1.5	76.7
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.4	604.8	597.5	601.7	604.8	554.1	593.4	451.4	528.0	377.5	434.9	456.6	379.0	7,007.7
SEABOARD EDN	309.6	309.6	293.4	274.6	173.5	280.0	300.9	227.5	269.7	181.6	217.7	113.8	176.5	201.6	117.6	3,452.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,241.7	1,242.0	1,242.0	1,237.1	1,241.9	1,127.3	1,190.6	912.2	1,037.8	1,092.2	899.9	17,432.7
MONTE RIO	807.6	807.6	807.4	807.6	805.5	807.2	807.6	780.5	805.8	672.5	740.5	557.7	609.2	657.4	559.3	11,033.4
METALDON	250.8	250.6	234.3	213.0	135.3	160.4	243.1	178.7	212.6	142.7	170.3	79.6	138.8	154.7	89.8	2,684.7
DIESEL LA VEGA	732.0	732.0	724.2	730.8	459.7	686.0	729.3	582.6	662.5	466.4	537.4	303.9	440.4	496.6	315.3	8,599.1
DIESEL PALAMARA	856.8	856.8	852.2	856.7	803.9	843.4	855.7	759.8	804.9	600.2	680.4	403.8	574.0	627.6	471.2	10,003.4
FALCON	49.9	38.6	23.2	32.7	12.2	18.8	32.3	10.0	17.1	7.1	-	-	-	-	-	244.7
FUTURAS	0	3438	6040	6040	9454	9454	9454	13247	13247	17402	17419	21816	21897	22668	26616	221,587.70
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	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,270.4
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0	3,414.0	7,208.4	7,208.4	7,208.4	11,382.0	39,635.2
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	836.4	836.4	836.4	836.4	836.4	836.4	836.4	836.4	819.3	835.9	700.3	761.3	771.6	642.9	11,222.5
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,739.2	3,739.2	4,105.4	4,118.4	4,498.8	4,431.9	48,100.1
PPV	-	-	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,739.2	3,739.2	4,111.1	4,118.4	4,498.8	4,469.2	45,541.5
TOTAL TERMICAS	13826	14415	15551	16513	17972	18870	19900	21396	22369	23935	25054	26783	28212	29764	31697	326,255.30
TOTAL OFERTA	15458.3	16556.4	17470.8	18726.2	19865.4	21029.9	22143.4	23224.2	24577.1	25907.3	27308.9	28785.9	30344.9	31988.5	33719.6	357,206.8
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23235.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(3.1)	(2.0)	(0.8)	(1.3)	(0.2)	(0.7)	(1.4)	(1.5)	(1.8)	(1.6)	(2.0)	(2.9)	(1.7)	(0.3)	(0.2)	(21.5)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

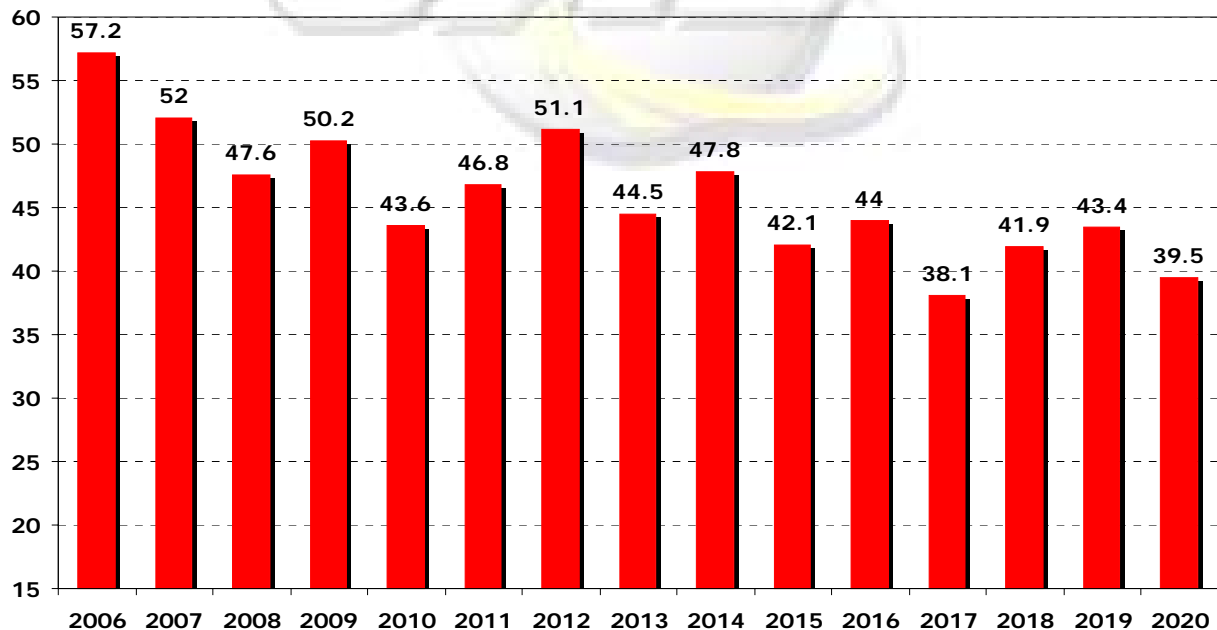


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 39: CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	56.9	57.1	57.1	56.9	56.9	56.9	56.9	57.7	57.6	56.9	59.1	56.9	57.2
2007	50.9	50.9	51.4	50.5	51.2	50.8	50.7	54.4	54.8	53.8	54.2	50.6	52
2008	41.9	47.8	48.2	47.2	46.7	48.5	48.4	48.5	46.5	49.2	48.9	49.2	47.6
2009	49.2	49.8	50.1	49.8	49.7	49.2	49.6	54.0	52.8	49.2	50.6	48.0	50.2
2010	38.6	41.1	45.8	41.5	44.1	41.5	45.2	45.7	45.4	43.5	45.5	45.3	43.6
2011	41.7	46.6	47.3	47.0	46.1	45.4	47.3	46.6	46.4	47.0	50.8	48.7	46.8
2012	50.4	50.7	51.0	50.4	50.1	50.3	50.3	54.4	51.8	51.0	53.7	48.9	51.1
2013	40.5	42.2	46.3	42.3	43.9	42.4	46.4	46.5	45.2	45.9	45.4	47.3	44.5
2014	42.7	47.7	47.9	47.3	48.2	47.3	49.2	49.0	49.1	48.9	48.7	47.1	47.8
2015	38.4	39.9	42.9	42.0	42.3	42.1	42.0	42.7	43.1	42.8	44.3	42.9	42.1
2016	39.8	43.7	44.0	43.6	44.2	43.9	44.6	45.2	45.1	44.5	45.2	44.0	44
2017	33.3	34.9	35.9	34.8	39.7	38.1	40.1	39.4	38.7	40.8	42.0	40.0	38.1
2018	34.8	36.1	42.4	39.2	42.8	43.5	43.0	44.7	44.3	43.1	44.5	43.5	41.9
2019	35.7	43.2	44.1	43.2	44.1	43.1	44.2	45.4	45.0	44.5	44.4	43.8	43.4
2020	33.5	35.1	36.3	38.0	41.1	38.6	40.7	42.3	42.8	42.3	43.3	39.6	39.5
Estacional	44	46	48	47	47	47	48	49	49	48	50	48	47.5

Gráfico No. 37 : CASO 2-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 40, CASO 3 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
	VAPOR_3	350
2011	VAPOR_4	350
2012	VAPOR_1	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
	VAPOR_8	500
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50
	VAPOR_2	350

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2470.35
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4579.65
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7050.00
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	52.53

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

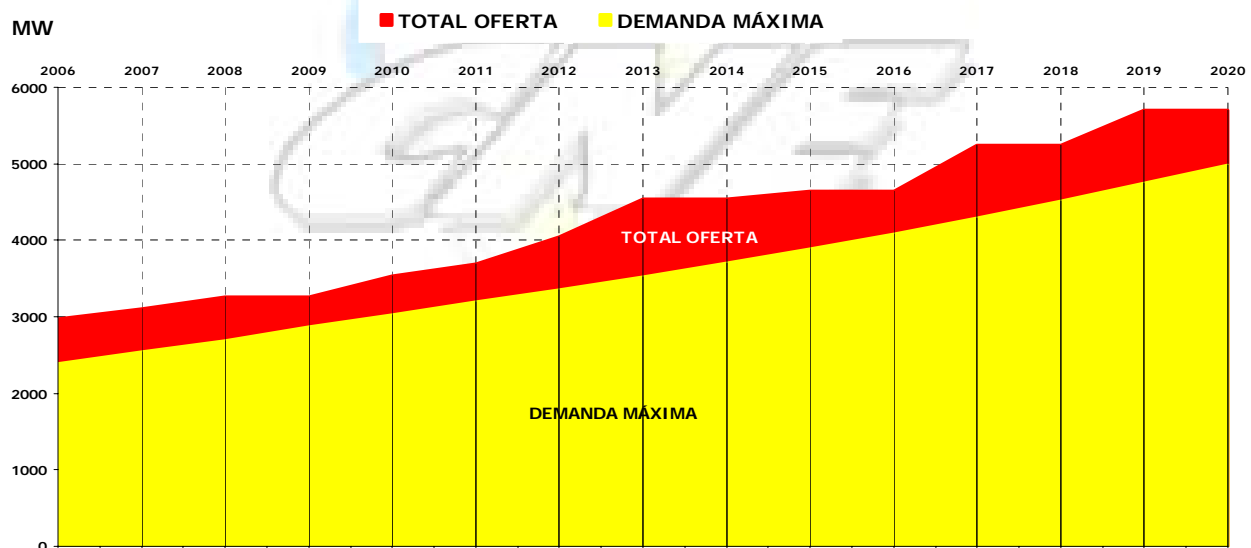


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 41: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2341.3	2142.3	2142.3	1963.0	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1050.0	1400.0	1750.0	2250.0	2250.0	2350.0	2350.0	2950.0	2950.0	3400.0	3400.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2641.3	2742.3	2742.3	3013.0	3176.5	3526.5	4026.5	4026.5	4126.5	4126.5	4726.5	4726.5	5176.5	5176.5
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3109.6	3260.6	3260.6	3531.3	3694.8	4044.8	4544.8	4544.8	4644.8	4644.8	5244.8	5244.8	5694.8	5694.8
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	21.9	21.6	13.8	16.5	15.5	20.5	28.9	22.7	19.4	13.6	22.1	16.2	20.1	14.3

Gráfico No. 38: CASO 3-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 2004.

Tabla No. 42: 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 HIDRAULICAS																
EXISTENTES	1700	1988	1779	2013	1817	1943	1952	1811	1904	1950	2066	1835	2055	1818	1946	28576.10
LAS DAMAS	30.3	36.0	32.4	36.3	32.7	35.0	35.3	32.9	34.6	35.7	37.3	33.2	37.3	33.1	35.3	517.4
JIMENOA	53.2	60.7	56.0	59.6	54.9	59.2	59.5	55.9	57.8	61.8	62.8	57.7	62.7	56.9	60.4	879.1
SABANETA	43.7	50.8	45.4	51.5	46.6	49.4	50.1	46.1	48.4	49.6	52.8	46.8	52.4	46.6	49.2	729.4
HATILLO	64.7	77.2	69.3	78.1	70.2	75.1	75.7	70.3	74.3	76.1	80.0	71.0	79.8	70.8	75.5	1,108.1
SABANA YEGUA	93.4	110.0	98.6	111.4	100.5	107.2	108.1	99.9	105.4	107.9	114.2	101.3	113.5	100.9	107.1	1,579.4
VALDESIA	61.6	73.4	65.5	74.3	66.5	70.8	71.8	66.6	70.4	71.7	75.6	67.3	75.8	67.1	71.1	1,049.5
TAVERA	224.7	263.7	234.9	269.7	242.8	258.9	259.4	238.9	253.8	256.7	275.2	242.6	272.2	239.2	257.8	3,790.5
AGUACATE	277.5	325.1	292.5	326.6	293.8	316.1	318.0	298.7	311.3	322.2	336.9	301.6	337.5	298.9	320.6	4,677.3
JIGUEY	248.8	286.5	252.2	294.5	265.5	283.2	283.2	260.0	272.9	274.5	300.6	260.5	297.3	259.9	277.9	4,117.5
ANGOSTURA	82.3	99.2	88.1	100.6	89.8	96.0	97.1	90.8	95.4	97.2	102.7	90.4	103.0	90.3	96.8	1,419.7
RIO BLANCO	91.3	103.2	95.5	102.3	93.6	102.0	101.3	96.0	98.8	104.8	107.2	99.1	106.4	95.9	105.2	1,502.6
MONCION	235.1	272.1	243.1	275.3	250.5	266.4	267.4	246.2	260.5	266.3	282.6	252.9	279.8	247.6	265.6	3,911.4
RINCON	12.9	15.3	13.7	15.5	14.0	15.0	15.0	13.9	14.7	15.0	15.9	14.0	15.8	13.9	15.0	219.6
LOS TOROS	157.9	188.1	168.6	190.6	171.2	182.8	184.5	171.0	180.7	185.0	195.1	172.7	194.5	172.7	183.1	2,698.5
C. E. MONCION	22.2	26.2	23.4	26.7	24.0	25.5	25.7	23.8	25.2	25.6	27.2	24.1	27.1	23.9	25.5	376.1
FUTURAS	0	73	167	184	166	179	180	171	177	185	191	172	192	170	183	2388.90
PINALITO	-	73.2	167.2	183.5	165.6	179.0	179.9	170.6	176.6	185.1	191.0	172.1	191.6	170.1	183.4	2,388.9
TOTAL HIDRAULICAS	1700	2061	1946	2197	1982	2122	2132	1982	2081	2135	2257	2007	2247	1988	2130	30965.00
CLASES TERMICAS																
EXISTENTES	13759	11894	10321	11326	9265	7635	6083	3688	4786	5296	6572	3936	5125	3873	5276	108,833.6
CEPP	544.1	515.9	396.1	483.0	301.8	98.3	70.2	1.8	16.3	60.9	85.7	7.7	76.0	14.2	76.1	2,748.1
VAPOR A FUEL OIL #6	957.0	373.3	0.6	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,333.6
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,569.0	1,358.8	1,464.0	1,478.6	1,550.7	1,220.7	1,395.3	1,178.4	1,347.9	21,088.2
HAINA 4	453.1	277.4	113.3	181.5	70.7	7.4	-	-	-	1.3	14.5	-	7.2	-	7.2	1,133.6
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	318.7	304.6	264.0	236.2	279.7	287.2	301.8	232.2	265.3	227.4	251.0	4,244.9
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	171.4	11.5	-	41.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	224.0
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	800.0	236.2	145.5	412.2	73.9	10.1	2,092.2	1,402.2	1,679.8	1,746.5	1,966.8	1,457.9	1,659.8	1,433.3	1,629.6	17,199.6
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.7	2,235.0	2,092.2	1,402.2	1,679.8	1,746.5	1,966.8	1,457.9	1,659.8	1,433.3	1,629.6	28,577.0
LOS MINA TG	1,828.8	1,504.2	927.8	1,313.9	502.5	228.5	61.2	-	15.8	51.4	231.9	14.2	110.2	21.2	168.8	6,980.4
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.0	8.8	5.4	1.4	0.7	-	0.1	0.7	1.1	0.1	1.0	0.1	1.0	46.0
SEABOARD EDM	604.8	604.8	602.1	604.1	546.7	420.2	280.4	89.3	148.4	203.5	341.6	113.1	187.2	111.1	238.2	5,005.5
SEABOARD EDN	309.6	304.5	245.7	282.1	202.0	92.0	44.2	4.4	25.9	43.1	53.2	10.2	43.2	24.0	45.5	1,729.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,242.0	1,232.6	1,111.1	870.9	356.2	618.1	737.8	891.4	448.5	719.2	438.5	729.8	13,121.7
MONTE RIO	807.6	807.6	805.1	807.6	762.2	641.4	459.2	145.3	275.0	356.9	525.5	203.6	341.9	188.4	395.2	7,522.5
METALDON	250.8	249.3	212.9	229.1	170.9	80.8	36.7	3.6	25.3	35.4	49.4	19.7	35.9	23.9	40.3	1,464.0
DIESEL LA VEGA	732.0	729.0	650.8	701.4	531.0	322.7	119.3	12.8	100.5	116.5	197.1	83.9	114.3	90.9	125.7	4,627.9
DIESEL PALAMARA	856.8	856.0	814.4	853.0	714.3	509.2	214.7	77.8	136.6	175.6	339.4	123.8	160.5	121.7	202.3	6,156.1
FALCON	45.3	28.5	12.9	18.7	7.0	1.4	0.3	-	-	0.7	3.5	-	0.7	-	0.7	119.7
FUTURAS	0	2602	5203	5203	8617	11273	13928	17654	17711	18475	18480	22845	22974	26127	26314	240133.00
VAPOR 1	-	-	-	-	-	-	2,655.8	2,654.7	2,655.5	2,655.6	2,655.6	2,655.5	2,655.8	2,655.5	2,655.6	23,899.2
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	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	3,311.2
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	-	-	-	-	-	-	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	26,556.0
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	6,829.2	6,829.2	6,829.2	6,829.2	39,456.0
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,319.1	3,350.2	3,735.0	3,739.2	3,985.4	4,074.0	4,281.5	4,397.2	47,628.8
PPV	-	-	-	-	-	-	-	3,334.1	3,359.0	3,738.2	3,739.2	4,063.2	4,103.5	4,394.3	4,465.2	45,342.3
TOTAL TERMICAS	13759	14496	15524	16529	17882	18908	20011	21342	22496	23771	25052	26780	28098	30000	31590	326238.70
TOTAL OFERTA	15458.5	16556.3	17470.2	18725.7	19864.6	21029.3	22143.4	23323.9	24577.0	25906.1	27309.0	28787.4	30344.7	31988.2	33719.4	357,203.7
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.9)	(2.1)	(1.4)	(1.8)	(1.0)	(1.3)	(1.4)	(1.8)	(1.9)	(2.8)	(1.9)	(1.4)	(1.9)	(0.6)	(0.4)	(24.6)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



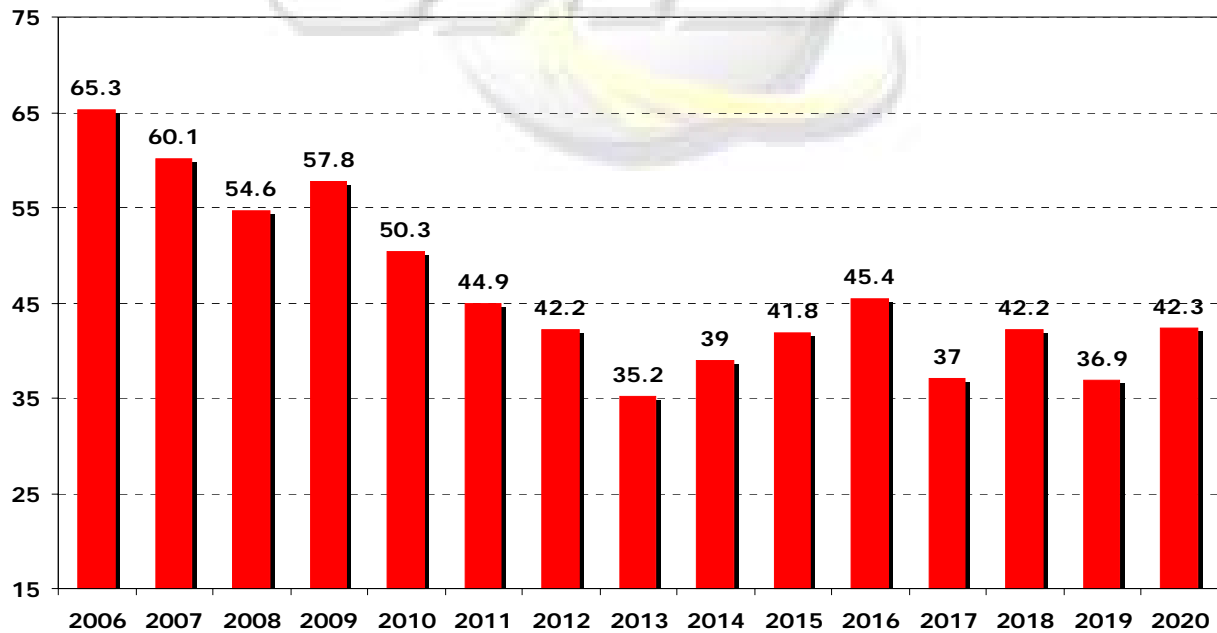
PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 43: CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	62.9	64.1	65.7	63.5	66.0	64.5	65.6	65.4	65.6	65.3	69.5	65.2	65.3
2007	58.7	60.4	61.4	59.6	60.9	59.9	60.3	61.1	60.0	59.7	60.1	59.1	60.1
2008	51.8	52.6	55.6	53.2	53.9	53.1	54.0	56.6	55.0	55.1	58.4	56.1	54.6
2009	53.2	57.0	57.7	56.8	58.4	59.8	59.3	58.9	58.7	58.7	57.9	56.9	57.8
2010	46.2	48.9	50.6	50.3	50.9	50.4	51.2	51.7	51.6	50.8	50.7	50.2	50.3
2011	41.1	43.5	45.5	43.8	45.0	43.6	47.5	46.0	45.3	45.0	47.8	44.6	44.9
2012	39.2	40.1	41.3	40.9	42.6	42.2	42.5	42.3	44.1	43.7	45.5	42.0	42.2
2013	31.7	32.8	35.3	34.8	34.9	34.1	34.7	37.5	37.6	38.1	36.2	34.7	35.2
2014	34.8	36.1	36.6	36.4	39.7	39.3	40.6	40.7	40.7	39.4	43.6	39.6	39
2015	36.6	37.0	40.9	37.8	43.6	43.0	44.0	41.9	41.7	44.2	45.3	45.6	41.8
2016	37.3	45.0	45.7	44.9	45.8	45.7	46.2	47.2	46.8	46.6	47.4	46.1	45.4
2017	33.6	35.7	37.0	36.1	36.2	36.0	35.8	40.8	38.7	36.3	40.7	36.3	37
2018	36.9	37.6	40.9	40.5	43.7	42.0	43.0	44.7	44.6	44.5	46.8	40.8	42.2
2019	33.3	33.9	36.6	35.7	36.4	36.9	37.4	40.3	36.4	36.8	41.4	36.8	36.9
2020	36.1	38.2	42.1	40.4	41.5	40.4	41.8	46.1	45.6	45.7	47.0	42.2	42.3
Estacional	45	47	49	48	50	49	50	50	50	50	52	49	49.1

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

Gráfico No. 39 : CASO 3-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-





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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

Tabla No. 44, CASO 4 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
2010	VAPOR_3	350
2011	VAPOR_4	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_5	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
2018	VAPOR_8	500
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50

COSTOS DEL CRONOCRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2229.96
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	5163.48
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7393.44
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	53.67

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.

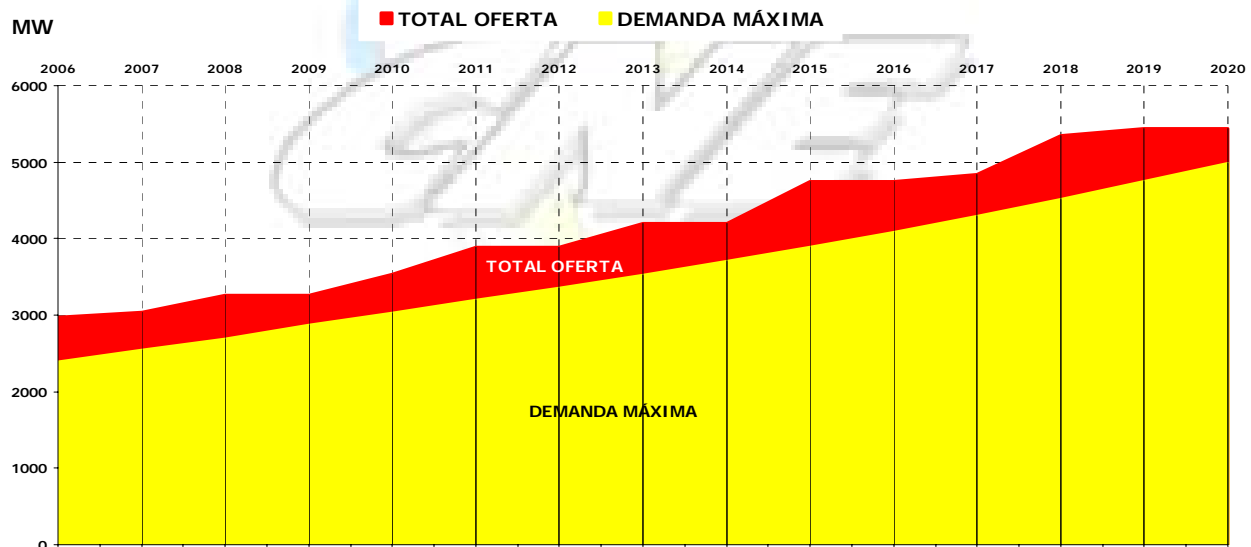


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 45: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2271.1	2142.3	2142.3	1963.0	1963.0	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5	1776.5
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1050.0	1400.0	1400.0	1900.0	1900.0	2450.0	2450.0	2550.0	3050.0	3150.0	3150.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2571.1	2742.3	2742.3	3013.0	3363.0	3363.0	3676.5	3676.5	4226.5	4226.5	4326.5	4826.5	4926.5	4926.5
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3039.4	3260.6	3260.6	3531.3	3881.3	3881.3	4194.8	4194.8	4744.8	4744.8	4844.8	5344.8	5444.8	5444.8
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	19.2	21.6	13.8	16.5	21.4	15.6	19.0	13.3	21.9	16.1	12.8	18.4	14.8	9.2

Gráfico No. 40: 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 2004.

Tabla No. 46: CASO 4-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 HIDRAULICAS																
EXISTENTES	1637	1997	1850	1984	1887	1815	2037	1778	1983	1868	1960	2019	1860	1943	1958	28573.00
LAS DAMAS	29.5	36.4	33.8	35.8	34.1	33.1	37.0	32.3	35.9	34.1	35.8	36.6	33.9	35.3	35.6	510.2
JIMENOA	51.8	61.0	55.9	58.1	57.3	56.9	52.0	56.6	59.9	59.8	60.8	61.4	58.8	60.2	60.0	880.5
SABANETA	41.9	50.9	46.8	51.1	48.4	46.3	52.0	45.4	50.6	47.3	50.0	51.6	47.1	49.4	49.6	728.6
HATILLO	62.9	77.8	72.2	77.2	73.2	70.6	79.3	68.9	77.1	72.5	76.5	78.6	72.3	75.7	76.3	1,111.1
SABANA YEGUA	90.4	110.4	102.1	110.3	104.5	100.5	112.8	98.2	109.7	102.9	108.7	111.9	102.6	107.6	108.2	1,580.8
VALDESIA	59.7	73.9	68.8	73.6	69.4	66.5	75.1	64.7	72.7	68.4	72.1	74.2	68.2	71.2	71.7	1,050.2
TAVERA	215.9	264.6	246.2	266.1	250.9	239.4	270.7	233.8	264.9	244.6	259.9	268.9	244.6	258.7	260.6	3,789.8
AGUACATE	268.3	328.7	305.5	319.8	306.9	298.4	332.3	292.3	322.5	310.9	321.7	329.4	308.2	316.8	320.4	4,682.1
JIGUEY	234.5	285.9	261.5	292.4	274.6	258.3	292.5	253.2	286.3	262.9	276.9	291.8	261.5	275.7	280.2	4,088.2
ANGOSTURA	79.3	100.5	93.7	99.3	93.9	90.2	101.8	87.8	98.8	92.9	97.9	100.6	92.5	96.2	97.7	1,423.1
RIO BLANCO	90.4	103.8	97.5	98.3	97.0	97.5	106.6	96.7	104.4	103.0	105.1	104.8	102.3	104.4	103.9	1,515.7
MONCION	225.6	271.7	251.7	271.1	258.5	247.3	278.8	243.3	271.2	253.5	267.5	275.5	253.7	267.4	267.8	3,904.6
RINCON	12.5	15.4	14.3	15.3	14.5	14.0	15.7	13.6	15.3	14.4	15.1	15.6	14.3	15.0	15.1	220.1
LOS TOROS	153.1	189.4	175.3	188.8	178.5	171.9	193.0	167.6	187.4	176.0	186.1	191.6	175.3	183.8	185.2	2,703.0
C. E. MONCION	21.4	26.3	24.5	26.4	24.9	23.8	26.9	23.2	26.1	24.4	25.8	26.6	24.3	25.6	25.8	376.0
FUTURAS	0	69	174	179	174	171	189	168	183	179	184	187	177	181	183	2397.90
PINALITO	-	69.3	174.1	178.6	173.5	170.9	188.7	168.0	183.0	179.3	184.4	186.9	177.3	181.0	182.9	2,397.9
TOTAL HIDRAULICAS	1637	2066	2024	2162	2060	1986	2225	1946	2166	2047	2144	2206	2037	2124	2141	30970.90
CLASES TERMICAS																
EXISTENTES	18821	11888	10243	11861	9187	7771	8645	6313	7345	4653	5927	6583	4642	5396	7028	120,804.2
CEPP	544.3	517.0	403.1	484.3	313.6	154.0	254.9	79.9	92.1	20.0	76.3	84.8	52.1	76.0	122.9	3,275.3
VAPOR A FUEL OIL #6	988.4	422.7	5.8	14.9	1.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,433.2
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,562.7	1,570.1	1,423.9	1,500.7	1,531.2	1,305.0	1,371.0	1,475.5	22,735.7
HAINA 4	509.5	455.9	298.9	398.7	74.7	76.5	92.2	50.3	78.2	7.2	68.3	74.4	21.2	68.7	81.4	2,356.1
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	318.7	319.2	319.2	308.6	318.4	267.9	292.9	294.6	240.4	261.1	290.4	4,508.2
LASA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	167.1	11.5	-	51.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230.1
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	846.4	224.2	169.0	430.7	81.7	10.8	325.3	35.8	205.5	9.8	84.8	201.2	22.4	96.7	317.2	3,061.5
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.7	2,222.2	2,246.4	1,711.3	1,772.5	816.4	1,295.9	1,461.9	1,063.2	1,467.3	1,589.4	26,920.4
LOS MINA TG	1,756.5	1,263.7	601.5	1,057.7	391.6	152.2	37.2	-	12.1	-	1.0	15.8	-	6.9	59.7	5,355.9
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.1	8.7	5.6	1.9	4.0	1.0	1.2	0.1	1.0	1.1	0.6	1.0	1.7	53.6
SEABOARD EDM	604.8	604.8	602.4	604.3	546.2	419.3	495.3	311.5	384.2	339.7	417.0	444.3	169.4	235.7	378.6	6,557.5
SEABOARD EDN	309.6	304.8	248.4	283.1	204.9	115.2	169.3	53.7	94.6	28.8	49.1	57.2	41.4	46.8	107.0	2,113.9
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,242.0	1,232.4	1,115.4	1,178.1	1,133.0	1,211.4	924.4	1,054.5	1,103.3	888.2	921.7	1,080.2	16,810.2
MONTE RIO	807.6	807.6	805.4	807.6	760.2	634.8	725.5	504.3	742.0	539.0	595.3	643.5	536.9	425.1	639.0	9,973.8
METALDON	250.8	249.5	214.5	230.1	173.0	102.0	145.3	47.6	80.9	27.4	43.5	56.3	35.7	42.2	90.7	1,789.5
DIESEL LA VEGA	732.0	729.4	655.2	707.0	533.7	357.2	461.7	181.0	296.5	103.8	145.4	216.1	107.5	133.6	311.9	5,672.0
DIESEL PALAMARA	856.8	856.0	813.5	853.9	716.3	511.8	610.8	325.5	478.0	143.8	294.4	390.0	154.6	235.3	474.2	7,714.9
FALCON	49.9	45.0	32.0	41.2	7.6	7.9	9.3	6.4	7.7	0.7	7.0	7.7	3.8	7.0	8.0	241.2
FUTURAS	0	2602	5203	5203	8617	11273	11273	15066	15066	19207	19238	19997	23666	24468	24541	228,683.60
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	-	-	-	-	-	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	26,556.0
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,414.0	3,414.0	3,414.0	7,208.4	7,208.4	7,208.4	31,867.2
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,718.8	3,738.4	4,118.3	4,029.1	4,440.9	4,489.2	48,001.9
PPV	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,728.3	3,739.1	4,118.4	4,082.7	4,473.1	4,497.7	45,504.9
TOTAL TERMICAS	18821	14490	15446	16564	17804	19044	19918	21379	22411	23860	25165	26580	28309	29865	31569	326,224.20
TOTAL OFERTA	15458.5	16555.5	17470.3	18725.9	19864.2	21029.8	22143.5	23324.2	24577.2	25906.9	27308.9	28786.1	30345.5	31988.5	33710.1	357,195.1
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICITO EXCEDENTE (Gwh)	(2.9)	(2.9)	(1.3)	(1.6)	(1.4)	(0.8)	(1.3)	(1.5)	(1.7)	(2.0)	(2.0)	(2.7)	(1.1)	(0.3)	(9.7)	(33.2)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

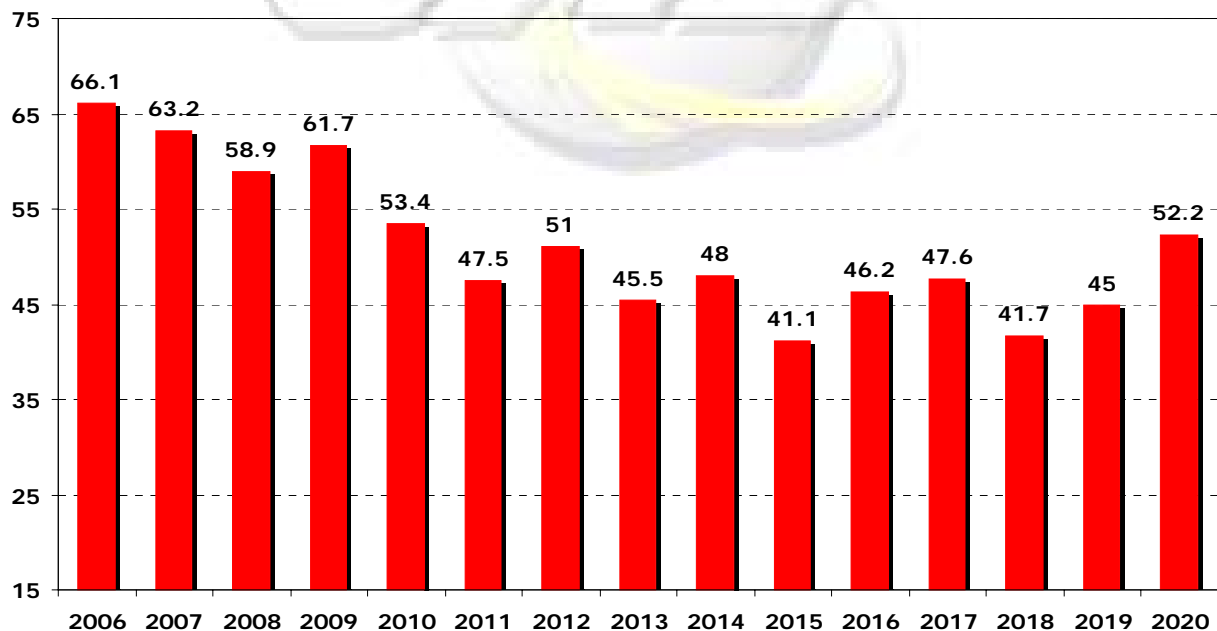


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 47: CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	65.3	66.3	65.9	65.4	65.9	65.4	65.9	65.9	65.8	65.4	69.8	65.8	66.1
2007	59.4	60.8	64.0	60.7	64.2	64.0	64.1	64.0	64.2	64.1	64.7	63.9	63.2
2008	57.0	58.4	58.7	57.9	57.7	58.3	58.2	62.6	60.5	58.1	60.0	59.2	58.9
2009	58.7	59.0	59.9	58.6	62.2	63.6	63.0	63.5	63.1	63.2	63.2	62.6	61.7
2010	47.7	54.9	54.6	54.0	54.0	53.6	54.7	54.2	54.1	53.7	52.9	51.7	53.4
2011	43.0	46.3	47.9	46.8	47.3	47.2	47.5	48.3	48.3	48.7	49.4	48.9	47.5
2012	47.5	49.6	51.4	50.6	51.8	51.0	52.1	52.0	51.9	51.7	51.6	50.2	51
2013	37.8	42.8	44.4	46.5	46.9	46.2	47.2	46.3	46.0	46.8	47.4	48.0	45.5
2014	42.6	47.7	49.1	47.7	48.5	47.4	48.9	48.9	48.8	48.6	49.7	48.3	48
2015	37.7	38.2	38.5	38.5	42.4	40.6	42.3	42.6	42.5	42.5	47.5	39.2	41.1
2016	38.3	38.9	47.5	42.7	47.8	47.9	48.2	48.4	48.3	48.3	49.3	49.0	46.2
2017	38.8	43.5	48.9	44.4	48.5	49.0	49.1	49.8	49.8	49.3	50.4	49.1	47.6
2018	37.5	38.4	39.0	38.6	42.5	42.3	42.4	43.7	43.2	45.0	44.5	42.8	41.7
2019	38.1	38.7	43.7	42.7	46.3	44.0	47.0	49.4	47.9	48.0	48.7	45.0	45
2020	39.9	45.7	51.1	45.9	50.7	48.9	51.6	53.2	52.9	52.5	80.8	51.8	52.2
Estacional	49	51	53	52	54	54	54	55	54	54	55	54	53.2

Gráfico No. 41 : CASO 4-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 48, CASO 5 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
	VAPOR_3	350
	VAPOR_4	350
2011	VAPOR_1	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_5	400
2014	VAPOR_6	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50
	VAPOR_9	550

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2931.60
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4581.24
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7512.84
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	46.17

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

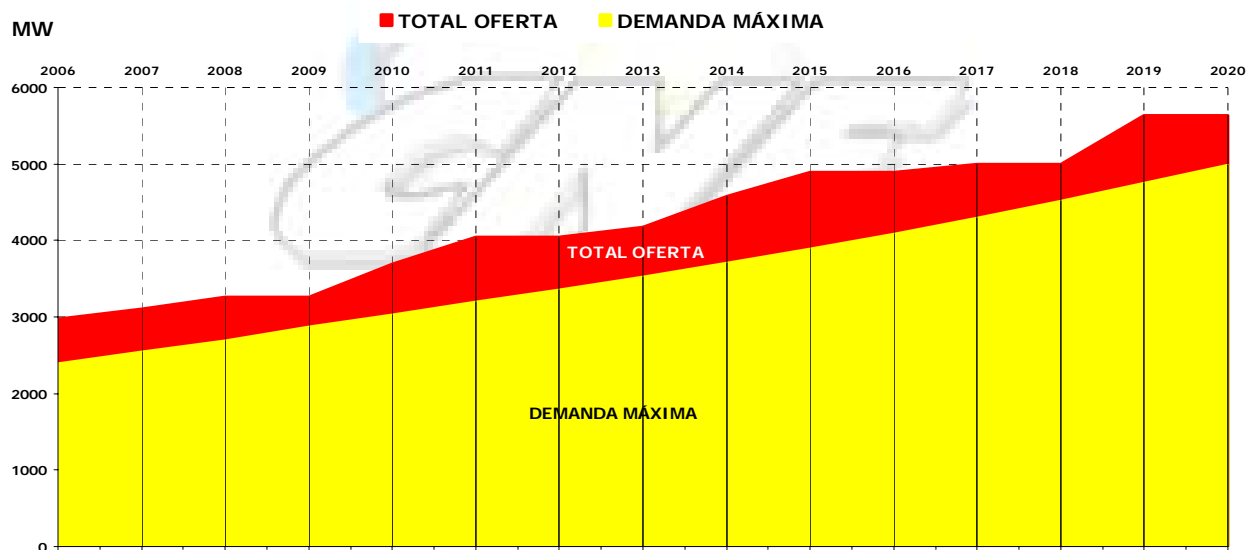


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 49: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2511.5	2341.3	2142.3	2142.3	1776.5	1776.5	1776.5	1407.6	1407.6	1171.6	1171.6	1171.6	1171.6	1171.6	1171.6
FUTURAS	0.0	300.0	600.0	600.0	1400.0	1750.0	1750.0	2250.0	2650.0	3200.0	3200.0	3300.0	3300.0	3950.0	3950.0
TOTAL TÉRMICAS	2511.5	2641.3	2742.3	2742.3	3176.5	3526.5	3526.5	3657.6	4057.6	4371.6	4371.6	4471.6	4471.6	5121.6	5121.6
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2979.8	3109.6	3260.6	3260.6	3694.8	4044.8	4044.8	4175.9	4575.9	4889.9	4889.9	4989.9	4989.9	5639.9	5639.9
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	24.7	21.9	21.6	13.8	21.9	26.5	20.5	18.5	23.6	25.7	19.6	16.1	10.5	18.9	13.2

Gráfico No. 42: 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 2004.

Tabla No. 50: 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	1702	1984	1767	2113	1708	1873	2054	1922	1971	1669	1978	1945	2149	1668	2004	28504.50
LAS DAMAS	30.3	35.9	32.1	38.1	30.6	34.1	37.2	34.7	35.6	30.4	36.0	35.5	38.7	30.1	36.4	515.7
JIMENOA	53.2	60.5	54.5	62.9	51.6	58.3	61.9	58.8	60.0	53.2	61.4	59.8	64.5	52.0	61.5	874.1
SABANETA	43.7	50.6	45.0	54.4	43.8	47.6	52.6	49.5	50.9	42.6	50.6	49.4	55.0	43.0	51.1	729.8
HATILLO	64.8	76.9	68.7	81.9	65.7	72.8	79.9	74.3	76.3	64.6	77.0	75.9	83.0	64.4	78.0	1,104.2
SABANA YEGUA	93.5	109.6	97.8	117.1	94.3	103.4	113.8	106.3	109.3	92.1	109.5	107.6	118.6	92.4	110.9	1,576.2
VALDESIA	61.6	73.0	64.9	78.1	62.3	68.6	76.0	70.6	72.4	61.1	72.7	71.6	78.9	60.9	73.7	1,046.4
TAVERA	225.1	263.7	235.0	282.5	228.1	247.3	273.5	254.6	262.2	219.2	262.1	257.1	286.4	221.1	265.7	3,788.6
AGUACATE	277.6	324.2	288.3	341.5	276.4	308.0	335.0	313.5	319.1	276.0	323.6	320.6	349.9	270.7	328.6	4,653.0
JIGUEY	249.2	286.9	252.1	309.3	251.4	268.2	297.4	280.0	288.3	236.3	280.9	278.0	316.2	241.3	288.6	4,124.1
ANGOSTURA	82.4	98.7	87.7	105.3	84.0	93.2	103.0	95.6	97.7	82.9	98.8	97.4	107.0	82.1	99.9	1,415.7
RIO BLANCO	91.5	103.2	93.9	106.8	88.7	99.9	105.2	99.1	100.3	90.7	105.3	103.8	109.5	87.9	105.5	1,491.3
MONCION	235.5	271.9	242.5	290.2	235.3	255.2	280.4	263.0	271.1	228.4	271.9	262.9	293.6	230.2	272.5	3,904.6
RINCON	12.9	15.2	13.6	16.2	13.1	14.4	15.8	14.7	15.1	12.8	15.2	15.0	16.5	12.7	15.4	218.6
LOS TOROS	158.0	187.2	167.1	200.2	160.3	177.0	194.9	181.6	186.5	157.3	187.3	184.5	202.7	157.3	189.9	2,691.8
C. E. MONCION	22.3	26.2	23.3	28.0	22.5	24.6	27.2	25.3	26.0	21.8	26.1	25.5	28.3	21.9	26.4	375.4
FUTURAS	0	72	164	192	156	176	189	178	180	159	185	183	197	154	187	2,370.50
PINALITO	-	71.7	164.1	191.5	155.6	176.0	189.3	177.5	179.9	158.7	185.2	183.2	197.1	153.8	186.9	2,370.5
TOTAL HIDRÁULICAS	1702	2055	1931	2304	1864	2049	2243	2099	2151	1828	2164	2128	2346	1822	2191	30875.00
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	18757	11900	10336	11219	6728	5054	5971	3569	2044	750	1841	1849	2750	1162	1986	80,415.1
CEPP	544.0	515.7	395.4	477.2	79.3	7.6	69.9	1.8	-	-	-	-	7.6	-	0.3	2,098.8
VAPOR A FUEL OIL #6	966.8	400.1	132.8	38.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,538.0
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.5	1,537.7	1,568.9	1,362.8	1,097.3	487.3	812.8	971.6	1,128.0	665.2	976.7	18,462.0
HAINA 4	453.5	276.8	116.1	172.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,018.4
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	318.9	292.8	311.6	238.0	161.4	50.2	70.3	141.9	209.3	63.1	152.5	3,286.8
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	1.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
SMITH & ENRON	165.9	7.5	-	2.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	175.9
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	793.2	221.3	15.3	366.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,396.1
AES ANDRES	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,254.8	2,155.2	1,826.5	2,038.4	1,377.6	527.4	-	342.1	485.1	871.9	340.6	490.7	19,672.9
LOS MINA TG	1,829.1	1,502.7	945.8	1,275.4	65.7	7.1	61.2	-	-	-	-	-	-	-	-	5,687.0
MANZANILLO 3	9.6	9.0	7.1	8.6	1.1	0.1	0.7	-	-	-	-	-	0.1	-	-	36.3
SEABOARD EDM	604.8	604.8	602.3	602.9	338.8	153.5	247.3	85.5	9.5	-	8.4	9.7	84.1	8.4	50.1	3,410.1
SEABOARD EDN	309.6	304.3	245.6	281.7	57.6	7.5	43.2	4.3	-	-	-	-	4.5	-	4.3	1,262.6
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,241.6	1,241.9	1,003.6	674.4	849.6	276.7	173.9	13.6	95.5	166.7	206.3	72.5	179.9	8,680.2
MONTE RIO	807.6	807.6	805.9	807.2	553.2	306.9	434.6	130.5	62.1	0.2	11.5	59.3	119.6	11.6	100.0	5,017.8
METALDON	250.8	249.2	210.5	229.5	48.2	18.4	36.1	3.5	-	-	-	-	3.7	-	3.5	1,053.4
DIESEL LA VEGA	732.0	728.9	647.5	701.6	183.9	87.0	117.7	11.8	0.6	-	-	3.0	26.2	-	10.2	3,250.4
DIESEL PALAMARA	856.8	856.0	811.4	851.1	351.8	134.2	191.9	76.7	11.6	-	0.2	12.0	88.8	0.8	17.8	4,261.1
FALCON	45.3	28.9	13.7	17.9	-	-	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	106.1
FUTURAS	0	2602	5203	5203	11273	13927	13928	17656	20383	23331	23806	24811	25246	29003	29541	264,110.70
VAPOR 1	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,654.7	2,546.4	2,121.1	2,317.8	2,515.3	2,625.5	2,292.8	2,473.0	24,857.8
VAPOR 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VAPOR 3	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,655.6	2,657.3	2,628.4	2,655.3	2,655.6	2,655.6	2,607.0	2,654.7	29,046.0
VAPOR 4	-	-	-	-	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	29,211.5
VAPOR 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	6,450.0	6,450.0	6,450.0	6,450.0	10,622.4	10,622.4	50,079.6
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,979.8	2,980.8	3,319.9	3,214.2	3,209.4	3,337.5	3,693.6	3,872.5	3,841.1	3,976.0	45,210.4
PPV	-	-	-	-	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,335.2	3,241.8	3,292.3	3,382.1	3,806.8	3,951.8	3,949.7	4,124.9	43,229.9
TOTAL TÉRMICAS	18757	14501	15539	16422	18001	18981	19900	21225	22427	24080	25147	26661	27996	30166	31527	326,328.70
TOTAL OFERTA	15458.6	16556.6	17469.6	18726.1	19864.3	21029.4	22142.9	23324.1	24577.4	25908.1	27310.5	28788.5	30341.8	31987.4	33718.4	357,203.7
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.8)	(1.8)	(2.0)	(1.4)	(1.3)	(1.2)	(1.9)	(1.6)	(1.5)	(0.8)	(0.4)	(0.3)	(4.8)	(1.4)	(1.4)	(24.6)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

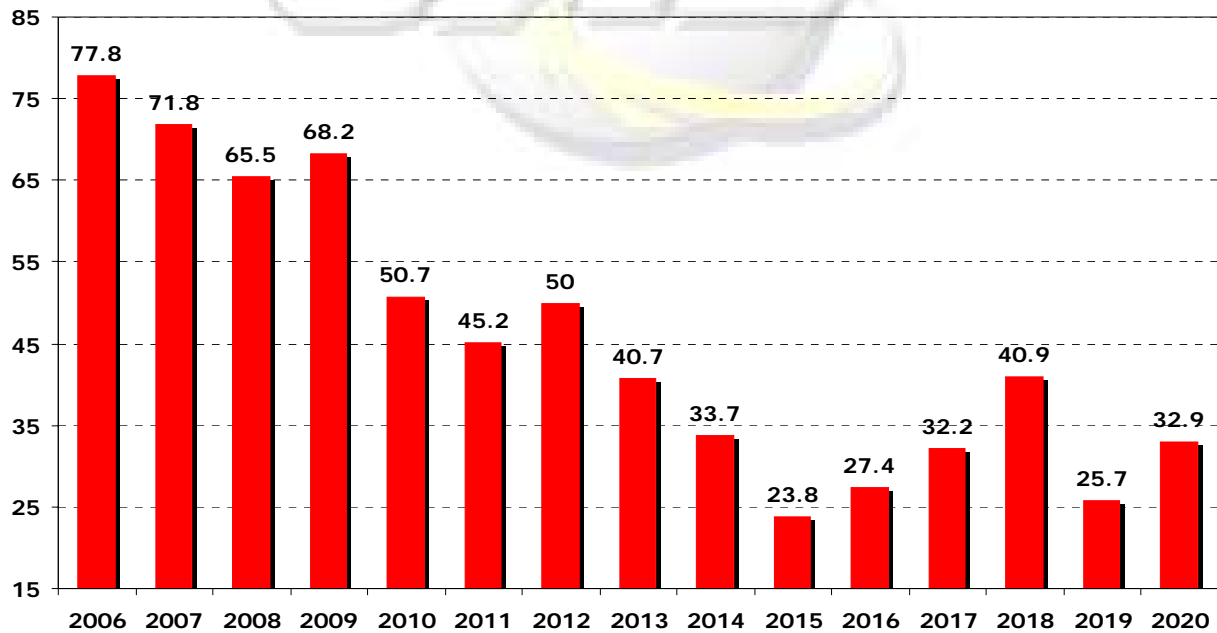


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 51: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	75.2	76.6	78.4	75.7	78.6	76.9	78.1	78.0	78.1	77.8	82.7	77.6	77.8
2007	69.8	71.9	73.2	71.0	72.6	71.6	72.2	72.9	71.7	71.5	72.2	71.3	71.8
2008	62.2	63.0	66.8	63.3	64.9	62.9	66.3	69.0	67.1	65.6	68.0	66.5	65.5
2009	63.5	67.9	68.8	67.4	71.0	69.5	70.1	69.5	68.7	67.9	67.3	65.9	68.2
2010	47.8	48.8	49.4	48.7	52.1	51.2	52.1	51.4	52.4	51.7	51.5	51.1	50.7
2011	41.2	41.9	46.3	41.9	45.4	43.9	45.6	48.0	46.1	45.9	49.3	46.6	45.2
2012	45.0	47.6	48.5	48.4	50.5	50.2	50.5	50.4	52.6	52.2	54.3	50.0	50
2013	37.0	38.3	40.9	40.5	40.3	38.9	40.2	44.1	44.3	43.0	41.2	39.6	40.7
2014	24.1	35.2	34.8	34.2	34.6	34.4	35.1	35.8	35.5	33.8	33.7	31.9	33.7
2015	20.7	22.4	23.8	23.8	23.8	23.4	23.8	24.9	24.6	23.7	26.3	23.9	23.8
2016	23.3	23.9	27.0	25.2	27.2	24.9	28.6	29.3	29.5	30.0	30.2	29.8	27.4
2017	23.8	23.9	30.3	28.8	30.7	33.4	35.2	35.8	36.0	35.9	36.8	35.2	32.2
2018	31.5	36.1	39.6	38.0	39.9	37.9	38.8	40.2	40.0	40.0	72.4	36.0	40.9
2019	21.4	23.4	23.8	24.1	25.0	25.0	25.0	28.7	28.8	28.4	29.2	25.1	25.7
2020	23.6	25.1	30.7	28.6	31.9	32.8	35.4	39.2	36.3	36.2	38.3	35.8	32.9
Estacional	47	50	52	50	52	51	52	53	53	52	55	52	51.6

Gráfico No. 43: CASO 5-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER



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 medio de demanda (el más probable) junto a su respectivo costo.

**Tabla No. 52, CASO 6 EQUIPAMIENTO
DETALLADO Y SUS COSTOS**

AÑO	PLANTAS	MW
2006	MOTOR-01.2	100
2007	PPS	300
2008	PINALITO	50
	PPV	300
2010	PPS_R10	50
	PPV_R10	50
	VAPOR_3	350
	VAPOR_4	350
2013	PPS_R13	50
	PPV_R13	50
	VAPOR_5	400
2015	PPS_R15	50
	PPV_R15	50
	VAPOR_7	450
2017	PPS_R17	50
	PPV_R17	50
2018	VAPOR_2	350
2019	PPS_R19	50
	PPV_R19	50
2020	VAPOR_9	550

COSTOS DEL CRONOGRAMA	
COSTO INVERSIÓN (10 ⁶ US\$)	2507.23
COSTO OPERACIÓN (10 ⁶ US\$)	4749.36
COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$)	7256.59
COSTO INCREMENTAL DE EXPANCIÓN (US\$/MWh)	39.63

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

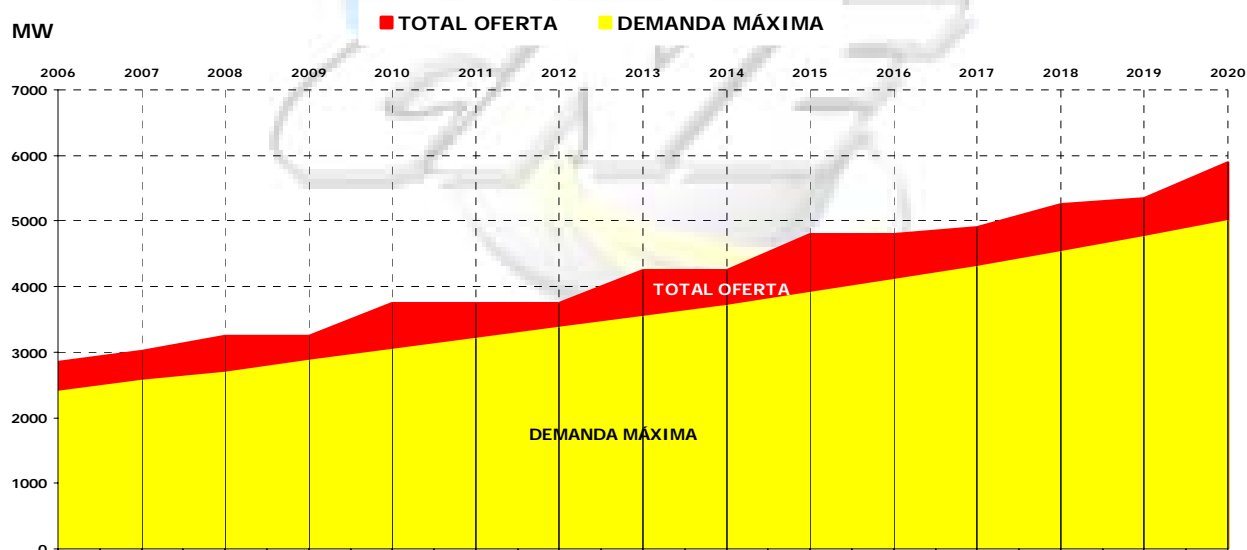


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 53: 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	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3	468.3
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	468.3	468.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3	518.3
PLANTAS TÉRMICAS															
EXISTENTES	2271.1	2142.3	2024.3	2024.3	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0	1727.0
FUTURAS	100.0	400.0	700.0	700.0	1500.0	1500.0	1500.0	2000.0	2000.0	2550.0	2550.0	2650.0	3000.0	3100.0	3650.0
TOTAL TÉRMICAS	2371.1	2542.3	2724.3	2724.3	3227.0	3227.0	3227.0	3727.0	3727.0	4277.0	4277.0	4377.0	4727.0	4827.0	5377.0
TOTAL DEL SISTEMA															
TOTAL OFERTA	2839.4	3010.6	3242.6	3242.6	3745.3	3745.3	3745.3	4245.3	4245.3	4795.3	4795.3	4895.3	5245.3	5345.3	5895.3
DEMANDA MÁXIMA	2389.0	2550.0	2682.0	2866.0	3031.0	3198.0	3357.0	3525.0	3703.0	3891.0	4088.5	4296.1	4514.2	4743.4	4984.2
RESERVA O DEFICIT (%)	18.9	18.1	20.9	13.1	23.6	17.1	11.6	20.4	14.6	23.2	17.3	13.9	16.2	12.7	18.3

Gráfico No. 44: CASO 6-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 2004.

Tabla No. 54: 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	1638	2054	1770	2135	1645	1926	1958	1872	2010	1832	1964	2012	1871	2025	1859	28569.70
LAS DAMAS	29.6	37.2	32.1	38.3	29.6	35.2	35.5	34.1	36.4	33.4	35.8	36.5	34.0	36.5	33.7	517.9
JIMENOA	51.9	62.4	53.1	64.4	50.5	61.2	59.3	59.1	60.3	58.7	61.5	61.6	57.7	61.5	57.9	881.1
SABANETA	41.8	52.4	45.1	55.3	42.2	49.0	50.0	47.7	51.5	46.7	49.9	51.4	47.5	51.7	47.1	729.3
HATILLO	63.1	79.7	69.0	82.4	63.6	75.0	76.1	72.8	78.2	71.1	76.3	78.3	72.8	78.4	71.9	1,108.7
SABANA YEGUA	90.3	113.5	98.1	118.4	91.1	106.6	108.4	103.5	111.3	101.2	108.4	111.4	103.4	112.0	102.3	1,579.9
VALDESTA	60.0	76.0	65.3	78.4	60.8	70.8	71.9	68.5	74.2	66.9	71.7	73.9	68.8	73.9	67.9	1,049.0
TAVERA	215.3	273.4	236.0	285.5	218.8	254.3	261.1	246.9	268.1	240.3	259.8	267.5	247.8	270.5	246.2	3,721.5
AGUACATE	270.4	336.2	288.6	343.9	268.1	316.7	318.7	308.0	327.5	302.9	322.5	328.8	307.7	328.2	305.6	4,673.8
JIGUAY	233.5	294.6	256.6	314.0	236.5	267.6	282.8	264.7	291.3	259.0	278.9	288.7	267.1	294.5	265.3	4,095.1
ANGOSTURA	80.1	102.8	88.5	105.5	80.9	95.1	97.6	92.9	100.8	90.7	97.8	100.1	93.3	99.9	92.0	1,418.0
RIO BLANCO	90.3	106.7	91.4	107.7	86.6	106.7	102.6	100.9	103.1	99.8	105.4	105.8	100.3	106.1	100.9	1,514.3
MONCION	224.5	281.6	240.9	294.3	227.1	266.0	268.3	256.6	274.3	250.6	269.3	274.9	255.2	278.5	255.0	3,917.1
RINCON	12.5	15.8	13.6	16.4	12.6	14.8	15.1	14.4	15.5	14.0	15.1	15.5	14.4	15.6	14.3	219.6
LOS TOROS	153.4	194.2	168.1	201.8	155.1	181.8	185.2	176.9	190.5	172.8	185.4	190.6	176.8	190.9	174.5	2,698.0
C. E. MONCION	21.4	27.2	23.4	28.3	21.8	25.3	25.8	24.6	26.6	24.0	25.8	26.5	24.6	26.7	24.4	376.4
FUTURAS	0	72	163	193	151	182	181	177	185	174	185	187	176	186	175	2386.70
PINALITO	-	72.4	163.0	193.0	151.1	182.1	180.7	176.8	185.2	174.4	185.2	187.1	175.5	185.6	174.6	2,386.7
TOTAL HIDRÁULICAS	1638	2126	1933	2328	1796	2108	2139	2048	2195	2007	2149	2199	2047	2211	2034	30956.40
CLASES TÉRMICAS																
EXISTENTES	12984	10993	9498	10359	5966	6816	7896	5434	6492	4059	5194	5831	5004	5667	3787	105,979.9
CEPP	542.8	477.9	338.4	419.3	37.8	83.3	157.7	120.9	223.2	77.8	114.5	176.7	122.4	151.2	79.1	3,123.0
VAPOR A FUEL OIL #6	1,229.8	693.2	34.6	22.4	-	-	11.1	-	0.4	-	-	4.1	23.3	118.1	15.3	2,152.3
ITABO CARBON	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.8	1,570.3	1,570.8	1,570.8	1,564.2	1,570.7	1,424.2	1,495.0	1,530.8	1,424.5	1,462.6	1,221.4	22,688.5
HAINA 4	500.5	380.2	229.1	305.3	8.4	62.4	79.2	7.6	72.0	5.3	31.7	70.8	39.2	72.0	7.2	1,870.9
BARAHONA CARBON	319.2	319.2	319.2	319.2	318.8	319.2	319.2	309.8	319.0	267.3	291.5	294.3	269.9	283.6	234.1	4,503.5
LAESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DIESEL MAXON	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SMITH & ENRON	335.3	44.2	7.3	165.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	551.9
HAINA TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ITABO TG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CESPM	1,329.7	466.2	379.3	636.0	4.2	53.1	221.4	11.6	100.7	-	23.0	97.4	6.9	24.3	-	3,353.8
IES ANDRÉS	2,253.4	2,191.2	1,828.3	2,124.5	921.6	767.8	1,203.1	296.8	460.3	125.3	314.7	374.9	329.4	392.4	211.9	13,795.6
LOS MINA TG	40.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	40.2
MANZANILLO 3	9.6	8.0	6.1	7.3	0.4	1.1	2.1	1.5	3.5	1.0	1.6	2.9	1.7	2.5	1.0	50.3
SEABOARD EDM	604.8	604.8	604.0	604.8	454.2	528.0	562.5	413.5	480.3	291.0	391.7	421.4	376.3	414.1	266.3	7,017.7
SEABOARD EDN	309.6	309.3	291.0	266.1	42.0	174.4	212.7	107.2	169.2	52.4	113.0	143.0	101.7	131.4	53.1	2,476.1
SULTANA DEL ESTE	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,242.0	1,156.4	1,213.3	1,239.5	1,074.0	1,159.6	856.7	949.9	1,012.5	908.4	961.4	786.9	16,286.6
MONTE RIO	807.6	807.6	807.3	807.6	697.6	733.4	791.3	603.2	711.6	473.8	557.4	591.8	545.9	586.1	439.8	9,962.0
METALDON	250.8	250.7	241.3	249.7	37.4	153.1	177.1	91.8	144.5	44.6	94.9	131.1	91.4	121.1	45.1	2,124.6
DIESEL LA VEGA	732.0	732.0	723.8	730.7	157.8	486.8	576.3	331.4	461.2	152.9	327.7	418.7	297.6	404.5	145.7	6,679.1
DIESEL PALAMARA	856.8	856.8	852.0	856.7	558.6	662.2	764.4	499.4	608.7	285.7	483.2	553.1	460.4	534.5	279.6	9,112.1
FALCON	49.5	38.6	23.7	31.1	0.8	7.0	7.7	1.4	7.0	0.7	4.6	7.0	4.9	7.0	0.7	191.7
FUTURAS	836	3438	6040	6040	12102	12106	12109	15842	15891	19841	19965	20757	23293	24111	27898	243,425.00
VAPOR 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,655.6	2,655.6	2,655.6	7,966.8
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	-	-	-	-	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 5	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
VAPOR 6	-	-	-	-	-	-	-	-	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	3,034.8	24,278.4
CC CARB 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CC CARB 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CCGN-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MOTOR-01	836.4	836.4	836.4	836.4	829.0	833.3	836.3	775.7	824.7	633.9	729.6	760.6	669.8	711.2	590.7	11,540.4
PPS	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,718.7	3,737.2	4,118.3	4,098.9	4,488.3	4,303.1	47,931.2
PPV	-	2,601.6	2,601.6	2,601.6	2,980.8	2,980.8	2,980.8	3,360.0	3,360.0	3,728.1	3,738.4	4,118.4	4,108.4	4,495.6	4,414.7	45,469.2
TOTAL TÉRMICAS	13821	14431	15538	16398	18068	18922	20005	21276	22383	23899	25160	26588	28297	29778	31685	326,247.20
TOTAL OFERTA	15458.9	16556.8	17470.6	18725.8	19864.5	21030.2	22144.3	23324.4	24577.4	25905.9	27308.4	28786.4	30343.5	31988.0	33718.5	357,203.6
DEMANDA	15461.4	16558.4	17471.6	18727.5	19865.6	21030.6	22144.8	23325.7	24578.9	25908.9	27310.9	28788.8	30346.6	31988.8	33719.8	357,228.3
DEFICIT O EXCEDENTE (GWh)	(2.5)	(1.6)	(1.0)	(1.7)	(1.1)	(0.4)	(0.5)	(1.3)	(1.5)	(3.0)	(2.5)	(2.4)	(3.1)	(0.8)	(1.3)	(2.7)
(%)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	(0.0)	0.01%

Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER

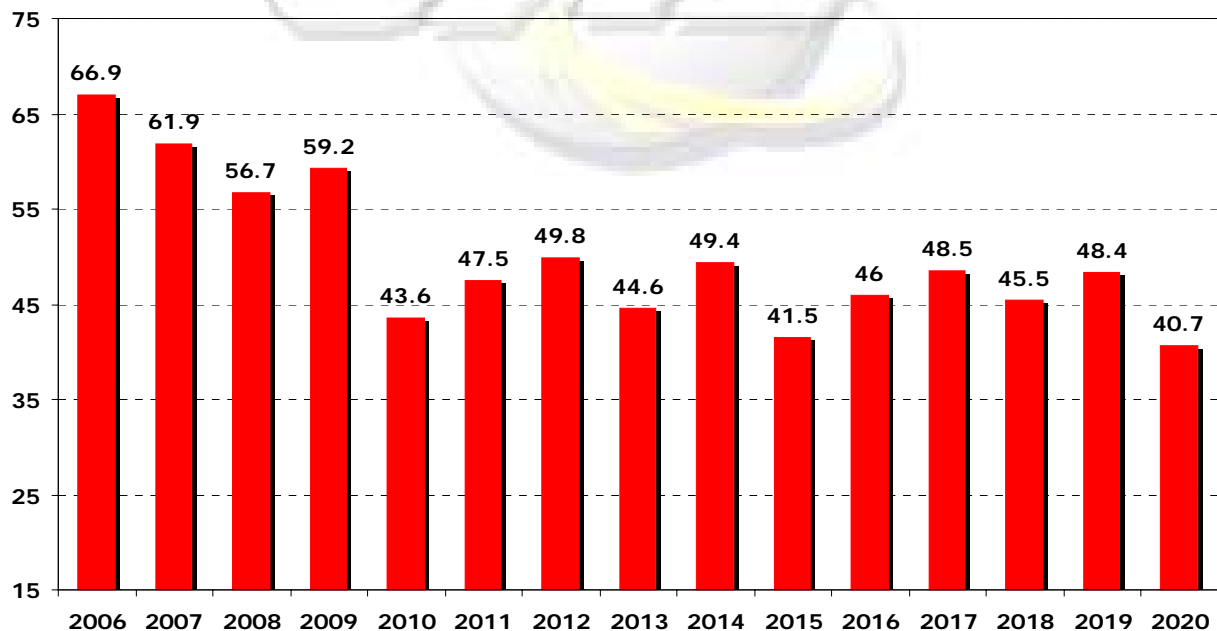


PLAN INDICATIVO DE LA GENERACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO DOMINICANO
PERIODO DE ESTUDIO 2006-2020
AJUSTE ANUAL, AÑO 2004.

Tabla No. 55: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-

AÑO	Meses												ANUAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
2006	66.7	67.5	67.5	67.0	66.6	66.4	67.6	66.2	66.3	65.9	67.9	67.6	66.9
2007	60.6	60.4	61.0	60.0	60.9	60.6	60.4	64.5	65.1	63.8	64.5	60.4	61.9
2008	50.0	56.7	57.4	56.1	55.5	57.9	57.7	57.8	55.4	58.7	58.3	58.6	56.7
2009	58.6	59.4	59.7	59.3	59.0	58.2	58.6	63.8	62.2	57.5	59.6	54.1	59.2
2010	42.4	43.8	43.7	43.1	43.5	43.5	43.3	43.6	43.5	43.0	47.5	42.7	43.6
2011	43.8	44.0	47.6	47.2	48.5	48.4	48.5	47.8	48.8	48.3	49.1	48.3	47.5
2012	45.0	49.5	50.7	49.2	50.3	49.5	50.5	51.1	50.5	50.5	50.8	50.0	49.8
2013	39.0	43.8	44.8	43.6	44.2	43.6	47.3	45.0	44.8	44.7	48.5	46.2	44.6
2014	43.9	46.5	50.1	49.8	49.8	49.6	50.4	50.7	51.0	50.5	50.6	49.3	49.4
2015	37.2	38.1	39.9	39.1	42.4	40.7	42.4	43.8	43.6	43.4	46.4	40.7	41.5
2016	38.8	40.9	45.3	40.6	48.0	45.7	49.0	46.6	48.6	48.6	49.6	49.3	46
2017	39.9	41.4	49.0	44.9	49.6	50.0	50.9	51.4	51.2	51.0	51.3	50.8	48.5
2018	38.7	40.5	41.5	40.4	48.7	45.9	47.6	47.3	48.9	48.4	50.5	46.7	45.5
2019	40.3	41.3	49.5	45.2	50.2	48.0	51.1	51.9	51.2	50.7	51.0	50.1	48.4
2020	37.8	39.1	40.8	39.4	40.0	38.9	39.9	45.5	40.7	40.3	45.1	40.4	40.7
Estacional	48	50	52	51	52	52	53	54	53	53	55	52	52.1

Gráfico No. 45: CASO 6-COSTOS MARGINALES PROMEDIO (US\$/MWh)-



Fuente: PROCESAMIENTO DEL MODELO SUPER