

Anexo III

Informe anual del mercado mayorista de electricidad guatemalteco Año 2008



Informe Anual 2008

Una de las principales funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es ejercer la vigilancia del Mercado Mayorista. Mediante este mecanismo de vigilancia, la Comisión evalúa el desempeño del Mercado de Electricidad y constantemente busca, mediante acciones regulatorias, contribuir al desarrollo del mismo.

Una forma de evaluar el desempeño del Mercado Mayorista es mediante indicadores estadísticos. De esta forma, en el presente Informe anual del Mercado Mayorista, se analizan diversos aspectos que resultaron de la operación del Mercado Mayorista durante el año 2008.

Entre los indicadores incluidos en el presente informe se encuentran los relacionados con el Precio de Oportunidad de la Energía, identificación de los generadores marginales, factor de carga del SNI, demanda de potencia y energía; incluyéndose también un análisis de los costos del Mercado Mayorista durante el 2008.

Adicionalmente se muestran cronológicamente, los eventos más relevantes que durante el 2008 se han suscitado en el Mercado Mayorista y han influido en el funcionamiento del mismo; así como una comparación de los precios del Mercado Mayorista con sus equivalentes en otros países.

Las fuentes de información utilizadas, son los programas de despacho diarios y semanales, los posdespachos diarios, Informes de Transacciones Económicas y bases de datos del SDDP informados por el Administrador del Mercado Mayorista a la CNEE. También se usaron datos de la Energy Information Administration para algunos precios internacionales de los combustibles.

Precio de oportunidad de la energía en el Mercado Mayorista



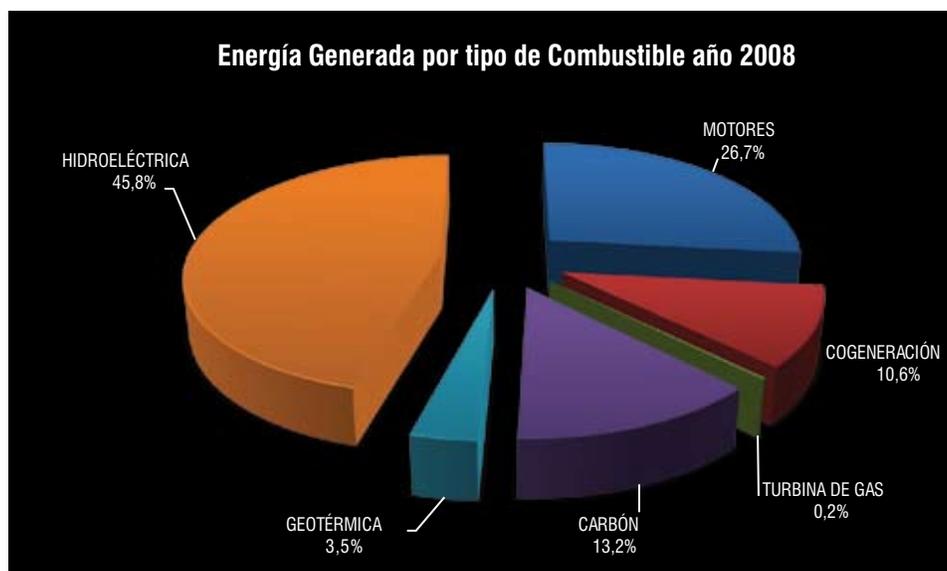
1. Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista

Composición del parque generador de Guatemala

El parque generador de Guatemala se compone básicamente de las siguientes tecnologías de generación:

- Hidroeléctricas.
- Geotérmicas.
- Motores de combustión interna.
- Térmicas a base de carbón.
- Cogeneración.
- Turbinas de gas.

En la siguiente gráfica se muestra la participación de cada tecnología en la generación de energía durante el año 2008.



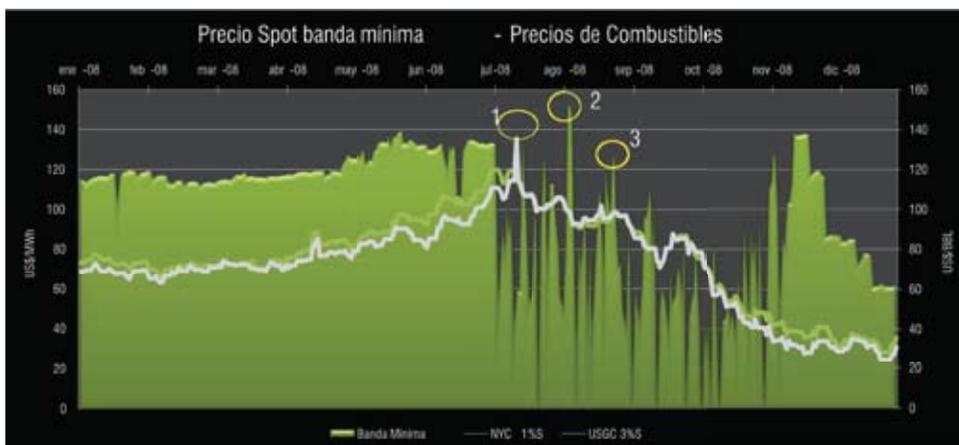
Gráfica 28.

Precio de oportunidad de la Energía

El Precio de Oportunidad de la Energía (POE), se vio influenciado por varios factores durante el año 2008. Uno de los factores relevantes es la volatilidad registrada en los precios del combustible búnker, los cuales se mantuvieron alrededor de los US\$70/BBL aproximadamente hasta el mes de abril, y posteriormente tuvieron un incremento constante, hasta llegar a los precios máximos históricos en el mes de julio. Cabe destacar que el precio máximo alcanzado por el búnker utilizado para generación fue alrededor de US\$135/BBL. A partir de julio, los precios empezaron a bajar, hasta llegar a aproximadamente US\$30/BBL en el mes de noviembre. Otra característica importante en el año 2008, fue que el invierno se caracterizó por ser bastante fuerte, logrando con esto que la generación hidroeléctrica se aprovechara al máximo.

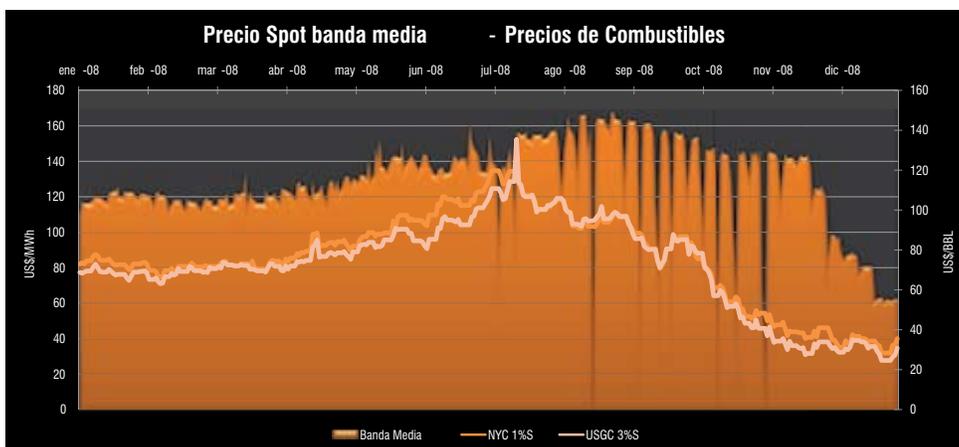
Las unidades marginales del SNI, generalmente son las unidades o centrales que utilizan búnker para la generación de energía. La consecuencia en el aumento en los precios del búnker, fue que el Precio de Oportunidad de la Energía se incrementara proporcionalmente al aumento de dicho combustible, llegando a valores máximos alrededor de US\$170/MWH. Los precios elevados del búnker hicieron que este se comportara como un bien escaso en el mercado internacional, teniendo como consecuencia que varios generadores guatemaltecos buscaran incrementar sus existencias de combustible para garantizar el abastecimiento del Sistema Nacional Interconectado (SNI), comprando inventarios considerables en el período con mayores niveles de precios. Al contar con inventarios grandes de búnker, adquiridos a precios altos y con un aprovechamiento máximo de la capacidad hidroeléctrica por un invierno copioso, el Precio de Oportunidad de la Energía no respondió inmediatamente a la baja en los precios del búnker. La reducción en el Precio de Oportunidad de la Energía se registró hasta el mes de diciembre, mes en el cual ya se había consumido gran parte de los combustibles adquiridos a un precio alto y se había adquirido nuevo combustible a precios menores.

En las siguientes gráficas puede observarse el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía por banda horaria, comparado con los precios internacionales de los combustibles, siendo posible identificar en las mismas las variaciones de los precios de uno con respecto a los precios del otro. Además se destacan los aspectos importantes que incidieron en el valor del Precio de Oportunidad de la Energía.

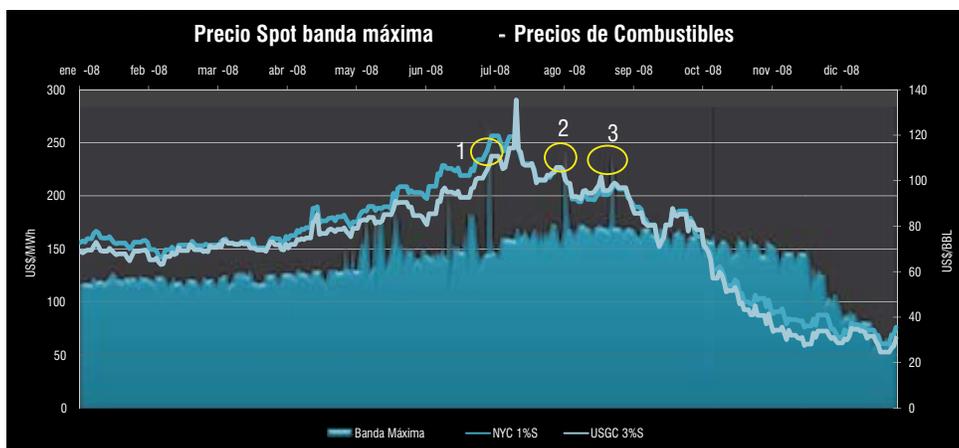


Gráfica 29.

- 1 Abierta línea 230 KV Siquinalá – Brillantes por robo de piezas.
- 2 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por choque de camión.
- 3 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por caída de antena de radio.



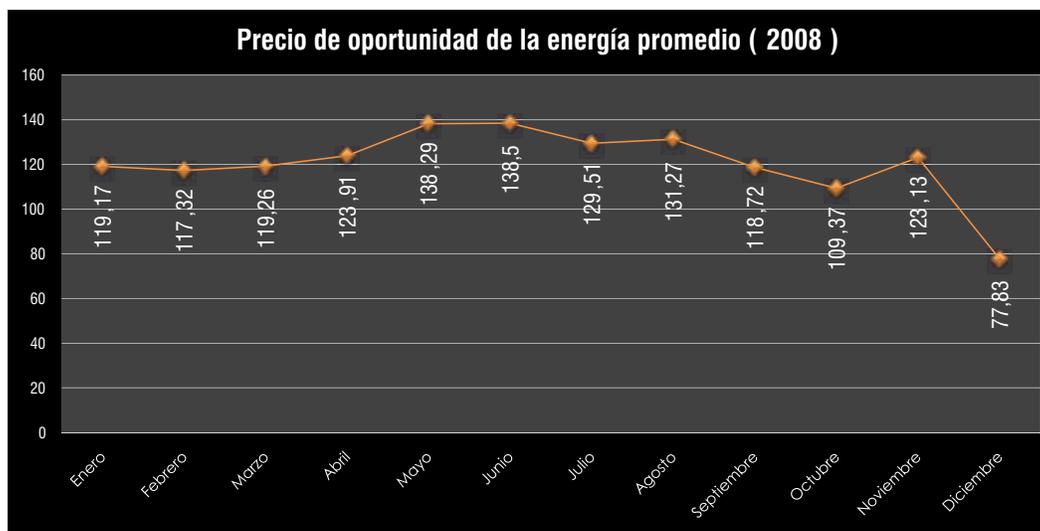
Gráfica 30.



Gráfica 31.

- 1 "Blackout" o cero nacional por falla trifásica a tierra en la S/E Guatemala Sur.
- 2 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por choque de camión.
- 3 Falla línea 230 KV Escuintla 2 – San José por caída de antena de radio.

En la siguiente gráfica se muestran los precios promedio mensuales del Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008.



Gráfica 32.

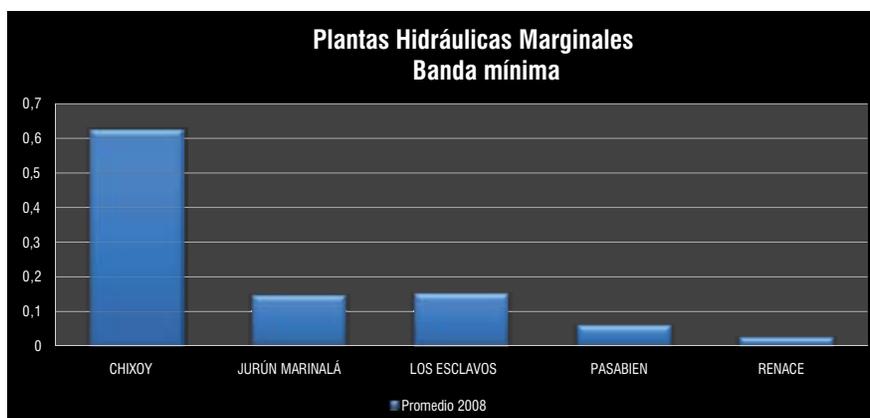
Porcentaje de plantas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía por tipo de tecnología y por banda horaria

Gran parte de la energía producida para abastecer el SNI deriva del uso del combustible búnker. Esto tiene como consecuencia que las unidades o centrales térmicas fijen el Precio de Oportunidad de la Energía gran parte del tiempo. Además, las centrales hidroeléctricas de regulación anual, por la metodología establecida para calcular el valor del agua, también determinan el Precio de Oportunidad de la Energía en un porcentaje considerable del tiempo. En el siguiente cuadro puede observarse el porcentaje del tiempo que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía, durante el año 2008, las tecnologías de generación hidroeléctrica y térmica:

Cuadro 38
Tipo de tecnología que fijó
El precio de oportunidad de la energía
Año 2008

Tipo de Demanda	Tipo de Tecnología	Promedio 2008
Banda mínima	Hidroeléctricas	25.41%
	Térmicas	74.59%
Banda media	Hidroeléctricas	27.30%
	Térmicas	72.70%
Banda máxima	Hidroeléctricas	25.75%
	Térmicas	74.25%

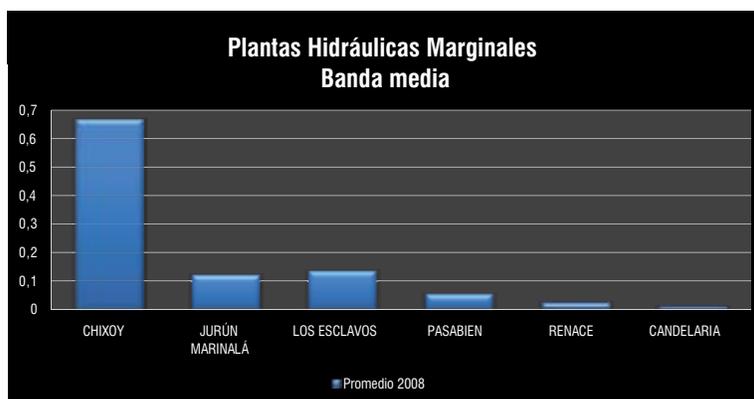
En las siguientes gráficas se muestra un análisis por banda horaria de las centrales generadoras hidroeléctricas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008:



Gráfica 33.

Cuadro 39

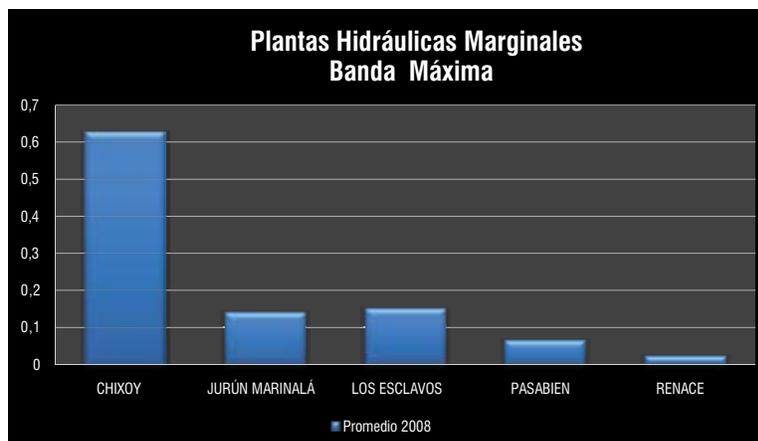
Banda Mínima	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	62.63%
JURÚN MARINALÁ	14.52%
LOS ESCLAVOS	14.92%
PASABIEN	5.65%
RENACE	2.28%



Gráfica 34.

Cuadro 40

Banda Media	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	66.56%
JURÚN MARINALÁ	12.01%
LOS ESCLAVOS	13.43%
PASABIEN	5.09%
RENACE	2.17%
CANDELARIA	0.75%

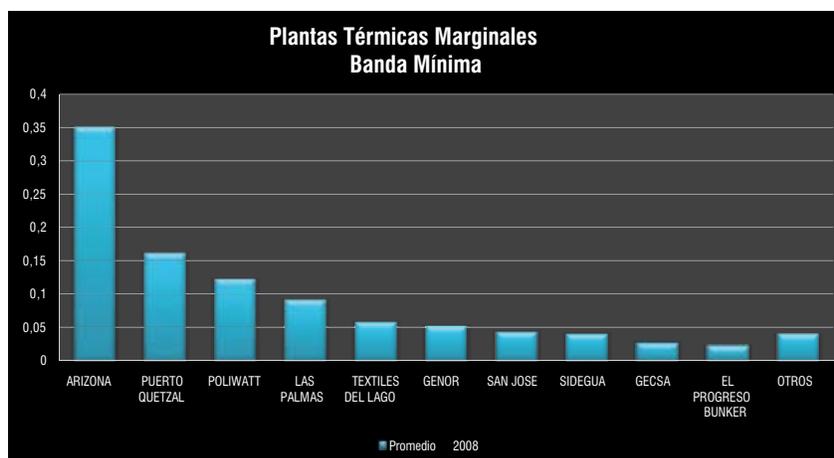


Gráfica 35.

Cuadro 41

Banda Máxima	
Central	Promedio 2008
CHIXOY	62.60%
JURÚN MARINALÁ	14.06%
LOS ESCLAVOS	14.85%
PASABIEN	6.37%
RENACE	2.12%

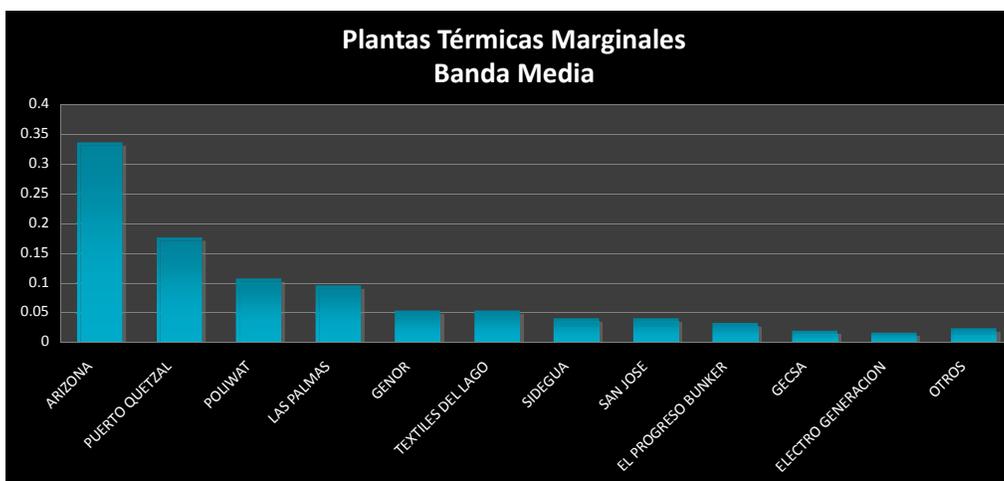
Las gráficas siguientes muestran un análisis por banda horaria de las centrales generadoras térmicas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2008:



Gráfica 36.

Cuadro 42

Banda Mínima	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	35.03%
PUERTO QUETZAL	16.07%
POLIWATT	12.13%
LAS PALMAS	9.02%
TEXTILES DEL LAGO	5.72%
GENOR	5.17%
SAN JOSÉ	4.21%
SIDEGUA	3.98%
GECSA	2.66%
EL PROGRESO BÚNKER	2.15%
OTROS	3.85%



Gráfica 37.

Cuadro 43

Banda Media	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	33.67%
PUERTO QUETZAL	17.69%
POLIWATT	10.80%
LAS PALMAS	9.55%
GENOR	5.42%
TEXTILES DEL LAGO	5.36%
SIDEGUA	4.10%
SAN JOSÉ	4.07%
EL PROGRESO BUNKER	3.29%
GECSA	1.97%
ELECTRO GENERACIÓN	1.63%
OTROS	2.44%

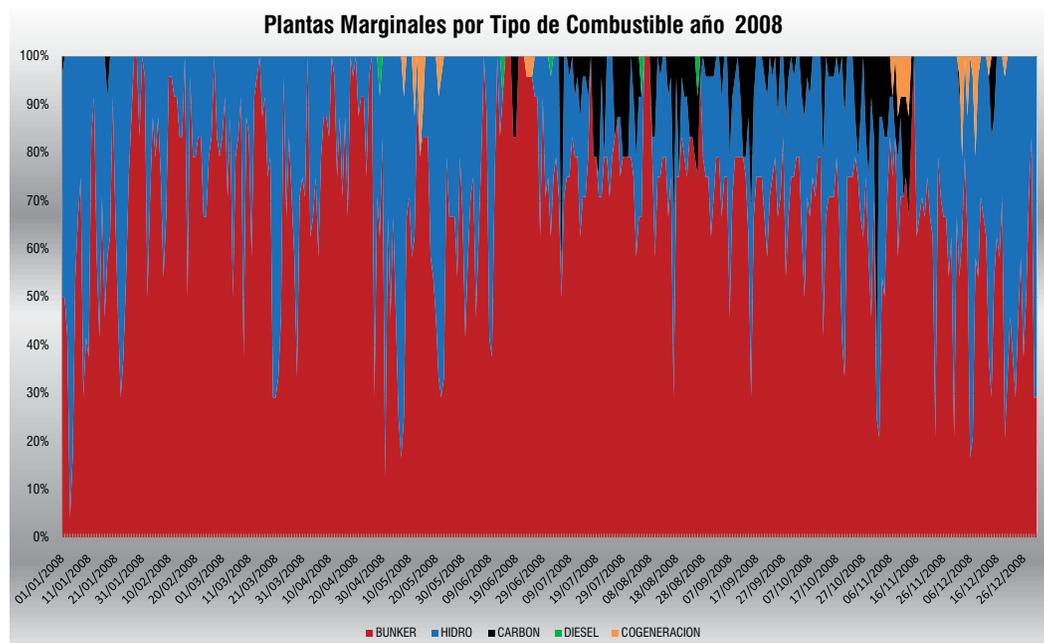


Gráfica 38.

Cuadro 44

Banda Máxima	
Unidad o central	Promedio 2008
ARIZONA	36.89%
PUERTO QUETZAL	16.28%
POLIWATT	10.76%
LAS PALMAS	9.57%
TEXTILES DEL LAGO	6.26%
GENOR	5.24%
SAN JOSÉ	4.42%
EL PROGRESO BÚNKER	3.04%
GECSA	2.76%
SIDEGUA	2.02%
OTROS	2.76%

La siguiente gráfica muestra la participación, en porcentaje de tiempo en cada día, de los tipos de tecnología de generación que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía. El 100% representa las 24 horas de cada día.

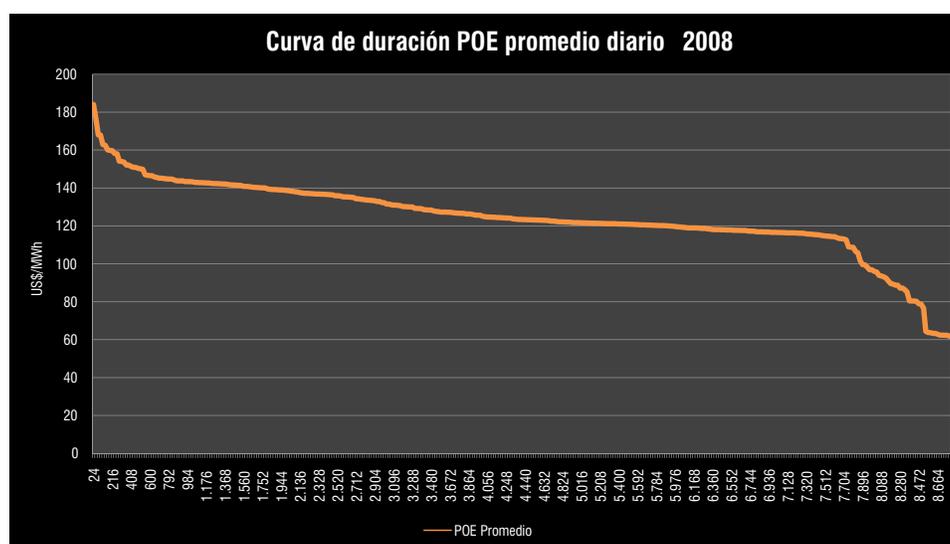


Gráfica 39.

Por la metodología de cálculo del valor del agua, en los meses de verano, el Precio de Oportunidad de la Energía puede llegar a ser fijado en gran parte del tiempo por las centrales hidroeléctricas de embalse de regulación anual. Por ejemplo, en el mes de mayo, que es una época crítica para el SNI, pues la zafra de los Ingenios Cogeneradores está finalizando, los embalses de las principales centrales hidroeléctricas se encuentran en los niveles mínimos y el invierno aún no se ha establecido plenamente, el valor del agua llegó a fijar el Precio de Oportunidad de la Energía hasta en un 80% del tiempo. Por el contrario, en el mes de junio, donde los embalses de regulación anual empezaron a alcanzar su nivel máximo, debido a lo copioso del invierno, el valor del agua se redujo y no alcanzó a fijar el Precio de Oportunidad de la Energía, siendo las unidades o centrales térmicas a base de combustible búnker las que determinaron el precio en el mercado de oportunidad.

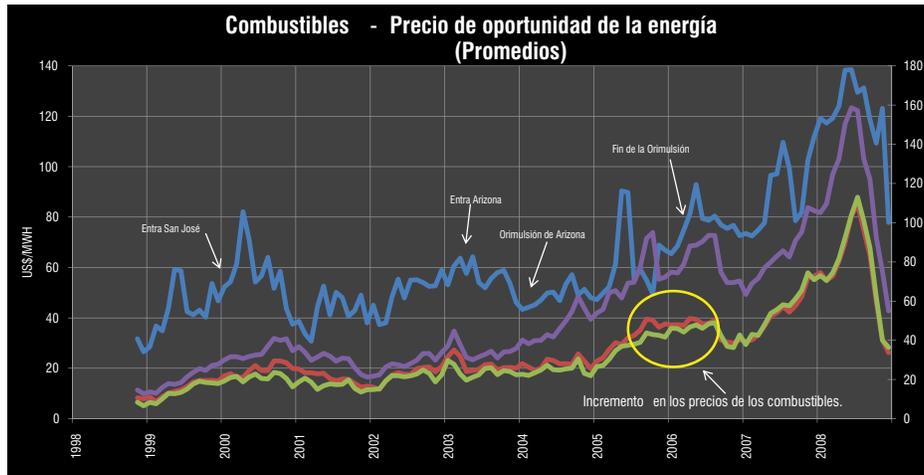
Otro aspecto importante en la época lluviosa, es que la Central Generadora San José fija el Precio de Oportunidad de la Energía en las horas de la banda mínima. Esto es como consecuencia, de que esta central generadora es, por orden de mérito, la última que cubre la demanda de energía en dicha banda.

En la gráfica siguiente se muestra la curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía. Como se dijo anteriormente, el Precio de Oportunidad de la Energía estuvo influenciado por el alza en los precios internacionales de los combustibles, y reflejo de esto, es que los precios se mantuvieron la mayor parte del año 2008 entre US\$100/MWH y US\$140/MWH.



Gráfica 40.

La siguiente gráfica resume el comportamiento histórico del Precio de Oportunidad de la Energía desde el inicio del Mercado Mayorista de Electricidad el 11 de noviembre de 1998 a las 12:00 horas, así como el comportamiento histórico de los precios del búnker a partir de esa fecha.



Gráfica 41.

Desde su inicio el Mercado de Oportunidad de la Energía, se ha visto afectado por varios factores, entre los más importantes tenemos:

- Crecimiento de la demanda.
- Precio internacional de los combustibles (afecta en proporción directa los costos variables de los generadores térmicos).
- Generación forzada de los Contratos Existentes.
- Falla de unidades generadoras importantes.
- Entrada de nuevas centrales generadoras.

Tal y como se señala en la gráfica anterior, el Precio de Oportunidad de la Energía también se ha visto influenciado por eventos importantes en el Mercado Mayorista. Entre los principales eventos se encuentran:

- En abril 2003 entra en operación la central generadora Arizona (150 MW).
- En enero 2004, Arizona empieza a utilizar la Orimulsión como combustible.
- En enero 2004, con la Orimulsión el costo variable de Arizona era \$23.68/MWh, contra \$41.74/MWh de los motores recíprocos con costo variable más bajo. El costo variable de la generación con Orimulsión era el 56.7% del costo variable de la generación con búnker.

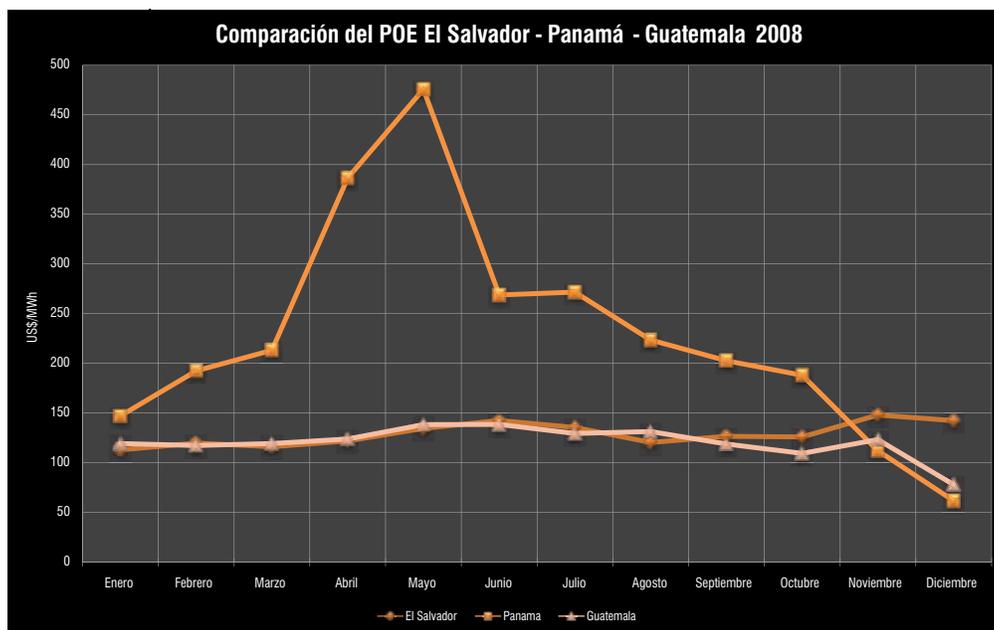
- A partir del 2005, los precios de los combustibles se incrementan notablemente, neutralizando el efecto de la Orimulsión.
- En enero 2006, el costo variable asociado a la Orimulsión era \$37.99/MWH contra \$64.68/MWH de los motores recíprocos de costo variable más bajo. El costo variable de la generación con Orimulsión era el 58.7% del costo variable de la generación con búnker.
- En abril 2006, Arizona deja de generar con Orimulsión y empieza a utilizar sólo búnker. Su costo variable se ajusta y asemeja a los demás generadores con tecnología similar.
- Los años 2007 y 2008 fueron afectados por el incremento constante en los precios de los combustibles.

Cuadro 45

Precio promedio mensual de la energía en el mercado de oportunidad (US\$/MWH)											
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26
Abril		43.93	82.08	44.36	48.30	57.65	47.10	61.30	81.24	77.72	123.91
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.50
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27
Septiembre		43.05	51.76	40.63	54.02	58.00	57.10	55.01	76.89	78.54	118.72
Octubre		40.29	58.47	42.90	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37
Noviembre	31.66	53.66	43.60	48.97	52.72	53.71	51.32	68.91	76.72	102.56	123.13
Diciembre	26.51	46.74	37.46	37.95	58.99	46.15	47.99	66.89	72.64	111.71	77.83
Promedio	29.09	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.80	62.16	76.93	89.65	120.52

Comparación de precios de mercado de la energía

En la siguiente gráfica se muestra una comparación de los precios de la energía en el mercado de oportunidad de Guatemala, El Salvador y Panamá. Como se puede observar en la misma, los precios de Guatemala y El Salvador tuvieron la misma tendencia hasta el mes de noviembre, mes en el cual los precios de Guatemala empiezan a reflejar la baja en el nivel de los precios del combustible.

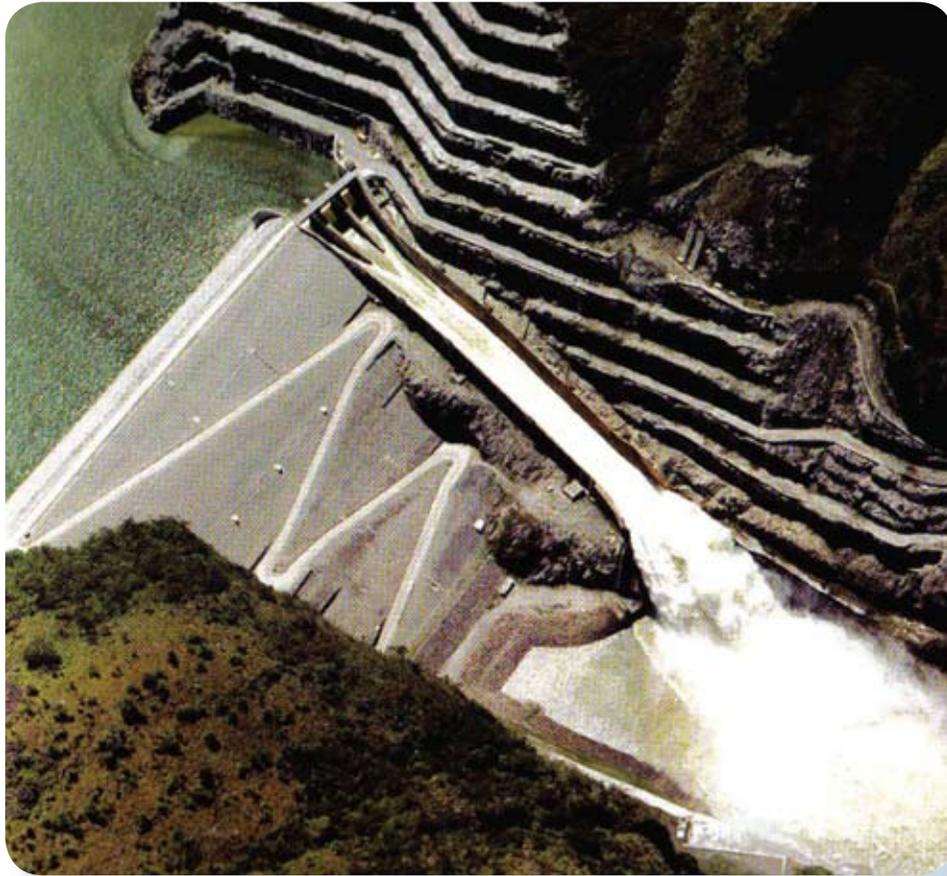


Gráfica 42.

Cuadro 46

Mes	El Salvador US\$/MWh	Panamá US\$/MWh	Guatemala US\$/MWh
Enero	112.85	147	119.17
Febrero	119.78	192.44	117.32
Marzo	116.05	213.13	119.26
Abril	121.9	386.35	123.91
Mayo	134.53	475.72	138.29
Junio	142.42	268.68	138.49
Julio	135.54	271.61	129.4
Agosto	120.34	223.33	131.35
Septiembre	126.52	202.59	118.73
Octubre	125.98	187.96	109.37
Noviembre	148.07	111.96	123.13
Diciembre	142.34	61.59	77.83
PROMEDIO	128.86	228.53	120.52

Centrales hidroeléctricas con embalses de regulación anual



Chixoy – Jurún Marinalá.

2. Centrales Hidroeléctricas de Regulación Anual

Especificaciones técnicas operativas de las centrales hidroeléctricas Chixoy y Jurún Marinalá

Los siguientes datos, muestran las especificaciones técnicas operativas actuales de las centrales hidroeléctricas Chixoy y Jurún Marinalá:

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Cuadro 47

ESPECIFICACIONES		
Número de unidades generadoras:	5	
Capacidad individual de las unidades:	55.00	MW
Capacidad instalada:	275.00	MW
Capacidad nominal:	271.80	MW
Cuenca:	Río Negro Chixoy	
Tipo de embalse:	De regulación anual	
Almacenamiento máximo:	440.34	hm ³
Almacenamiento mínimo:	134.46	hm ³
Nivel máximo excepcional de crecida:	811.80	m.s.n.m.
Nivel máximo:	803.05	m.s.n.m.
Nivel mínimo normal de operación:	772.00	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	770.00	m.s.n.m.
Caudal turbinable máximo:	75.00	m ³ /s
Caudal turbinable mínimo:	7.50	m ³ /s

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Cuadro 48

ESPECIFICACIONES		
Número de unidades generadoras:	3	
Capacidad individual de las unidades	20.00	MW
Capacidad instalada:	60.00	MW
Capacidad nominal:	60.85	MW
Cuenca:	Río Michatoya	
Embalse Lago de Amatitlán		
Tipo de embalse:	De regulación anual	
Almacenamiento máximo:	25.37	hm ³
Nivel máximo:	1,189.40	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	1,187.30	m.s.n.m.
Embalse de Jurún Marinalá		
Tipo de embalse:	De regulación diaria	
Almacenamiento máximo:	0.1147	hm ³
Almacenamiento mínimo:	0.00	hm ³
Nivel máximo:	1,008.30	m.s.n.m.
Nivel mínimo operable:	1,001.50	m.s.n.m.
Caudal turbinable máximo:	12.00	m ³ /s
Caudal turbinable mínimo:	1.50	m ³ /s

Factor de producción

El factor de producción representa el coeficiente de producción promedio de la central hidroeléctrica para diferentes condiciones de su embalse, considerando su volumen, área o cota.

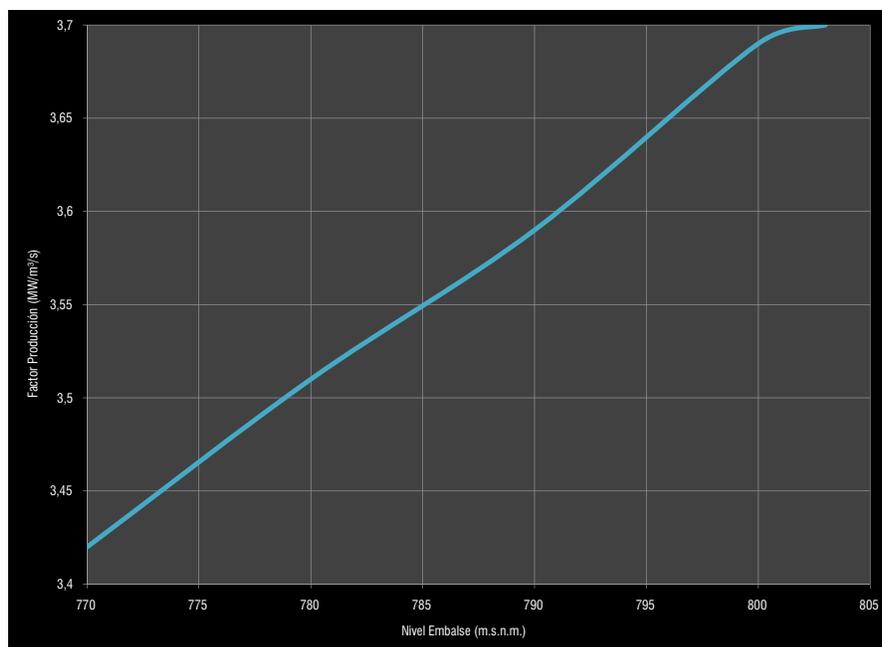
Dicho factor es utilizado en el cálculo de la política operativa hidrotérmica óptima, es decir para programar la energía semanal que óptimamente la central debiera producir, considerando las condiciones de su embalse, del parque de generación disponible y la demanda.

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Cuadro 49

Volumen (HM ³)	Área (KM ²)	Cota (M.S.N.M.)	Factor de producción (MW/M ³ /S)
134.46	4.76	770.00	3.42
195.31	7.41	780.00	3.51
283.25	10.18	790.00	3.59
397.45	12.66	800.00	3.69
440.34	13.64	803.00	3.70

El factor de producción de la Central Hidroeléctrica Chixoy, está ligado directamente a las características hidrológicas de su embalse y a las características físicas y técnicas de cada una de sus unidades generadoras.



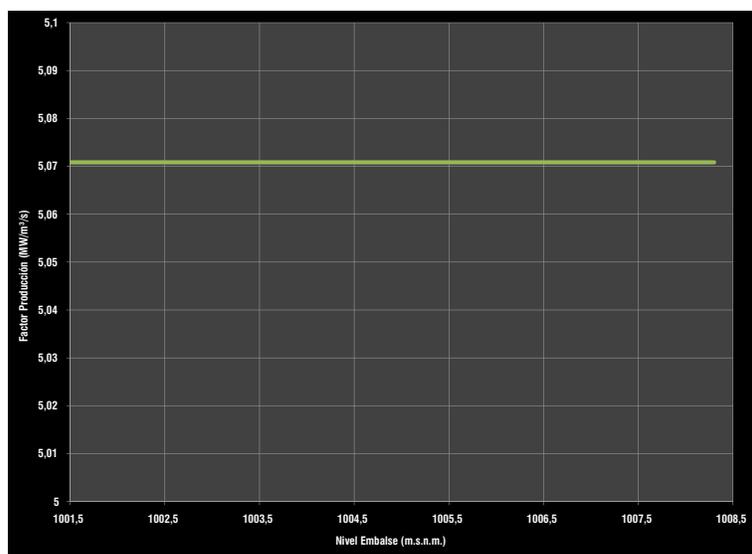
Gráfica 43.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Cuadro 50

Volumen (hm³)	Cota (m.s.n.m.)	Factor de producción (MW/m³/s)
0	1001.5	5.07083
0.0163	1003	5.07083
0.0473	1005	5.07083
0.0858	1007	5.07083
0.1147	1008.3	5.07083

El factor de producción de la Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá, se comporta de una manera constante, esto se debe a que el nivel del embalse puede ser abastecido y controlado por el Centro de Control de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE), enviando la orden para sustraer cierto volumen de agua del Lago de Amatitlán (embalse de regulación anual) y así proveer el caudal necesario para turbinar a la casa de máquinas de dicha central hidroeléctrica. Así, el nivel de la cota de este embalse de regulación diaria, no se rige completamente por la estacionalidad climática.



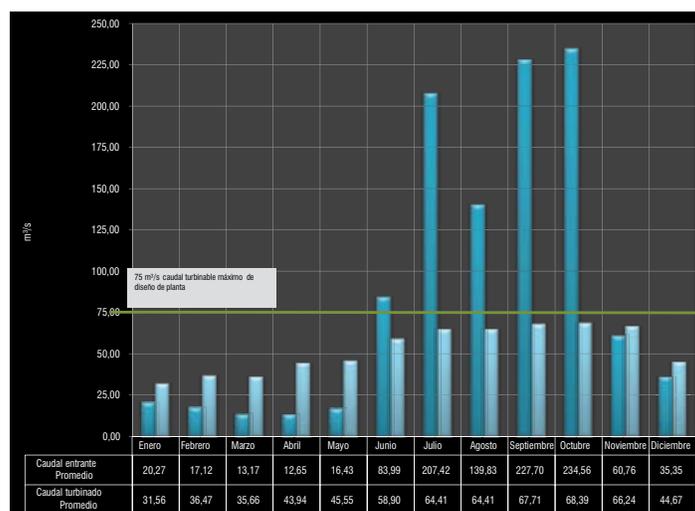
Gráfica 44.

Hidrología

Aportes hidrológicos durante el 2008

- Central Hidroeléctrica Chixoy

En el año 2008, los aportes hidrológicos que se presentaron en los meses de julio a octubre estuvieron muy por arriba de los pronósticos climáticos, tanto así, que existieron lecturas de caudales extremadamente altas, permitiendo que el embalse alcanzara su cota máxima en la mitad del mes de julio, mucho antes de lo programado. En la siguiente gráfica se muestran los caudales entrantes y turbinados promedio durante el año 2008.



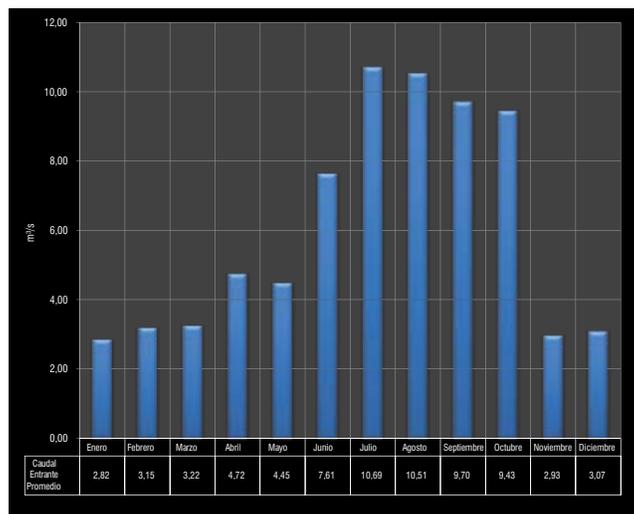
Gráfica 45.

Los aportes hidrológicos favorables, permitieron que la central pudiera turbinar agua a su máximo potencial en los meses de junio a octubre, meses durante los cuales hubo vertimiento de agua.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Como se puede observar en la gráfica siguiente, en los meses de julio a octubre, se despachó más agua para abastecer el embalse de regulación diaria, lo que permitió incrementar la generación de energía eléctrica al máximo en dichos meses.

Los meses de enero a mayo y noviembre a diciembre del 2008, intervalos que se encuentran dentro de la época seca, se despacharon niveles bajos de agua para abastecer el embalse. De esta forma, los caudales promedio fueron del orden de 3.49 m³/s.



Gráfica 46.

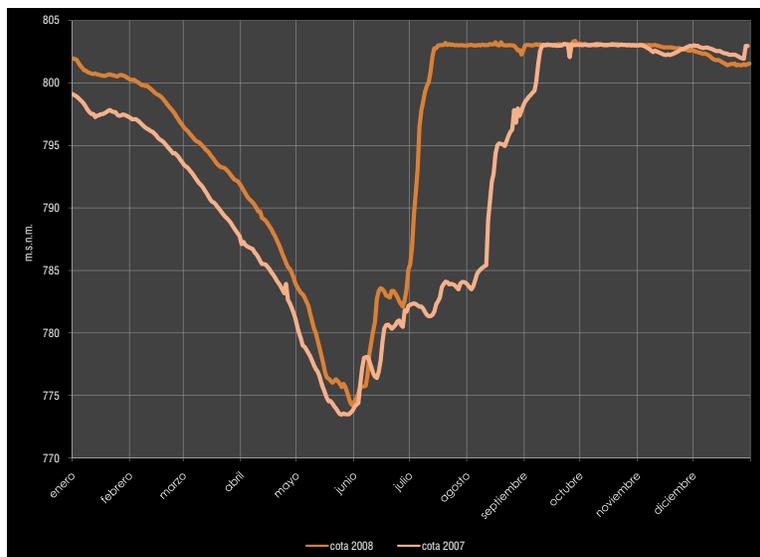
Comportamiento del nivel de los embaleses

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

A diferencia del año 2007, en el 2008 el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy, alcanzó su nivel máximo aproximadamente dos meses antes comparado con el período 2007, pues para este último período, el nivel máximo del embalse se alcanzó durante la segunda semana de septiembre.

El nivel de 803.00 m.s.n.m., muy cercano al nivel de cota máximo de las especificaciones técnicas de la central, se alcanzó el día 16 de julio del 2008 y se mantuvo hasta el 10 de noviembre.

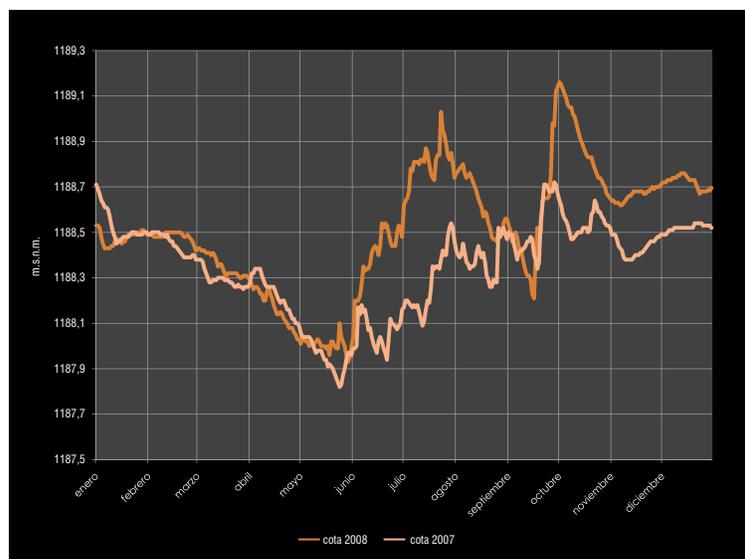
A causa del copioso invierno presentado en el año 2008, el embalse terminó a fines de diciembre de ese año con una cota tres (3) metros mayor a la cota registrada en diciembre del año 2007.



Gráfica 47.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Se puede observar que la época lluviosa del año 2008, permitió sustraer un volumen mayor de agua del Lago de Amatitlán (embalse de regulación anual) para abastecer de una manera positiva el embalse de esta central hidroeléctrica.



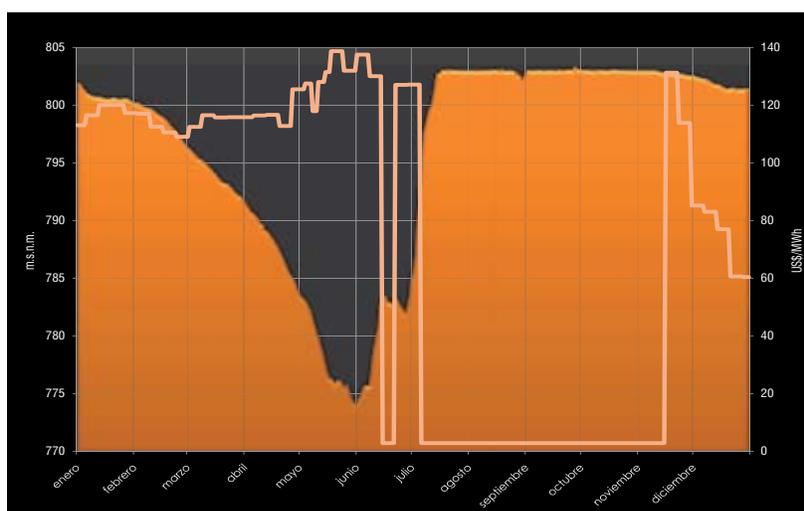
Gráfica 48.

Como puede observarse en la gráfica anterior, en los meses de junio a agosto de 2008, se pudo obtener un promedio de 50 centímetros más en el nivel diario del embalse, comparado con el año 2007.

Valor del Agua

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

El comportamiento del Valor del Agua, para el año 2008, en relación con el nivel de su embalse se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 49.

Los datos más relevantes, monitoreados para el Valor del Agua de la Central Hidroeléctrica Chixoy, se muestran a continuación:

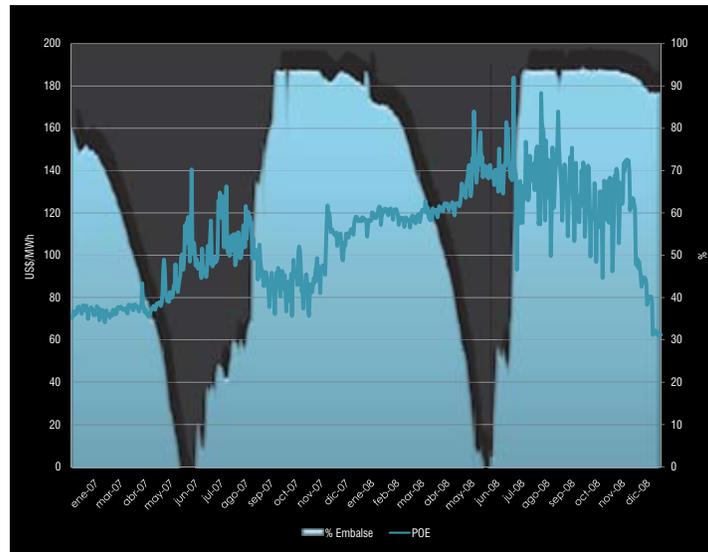
Cuadro 51

Valor del agua de Chixoy		
Máximo	138.70	Semana 21 – (18 al 24 mayo 2008)
Mínimo	2.80	Semanas 28 a la 46 – (06 julio al 15 nov. 2008)
Promedio	71.48	

Valores expresados en US\$ por MWh

El valor de US\$2.80 por MWh, es el valor correspondiente a Operación y Mantenimiento de la central hidroeléctrica, el cual correspondió al valor del agua mientras el embalse de la central estuvo en vertimiento.

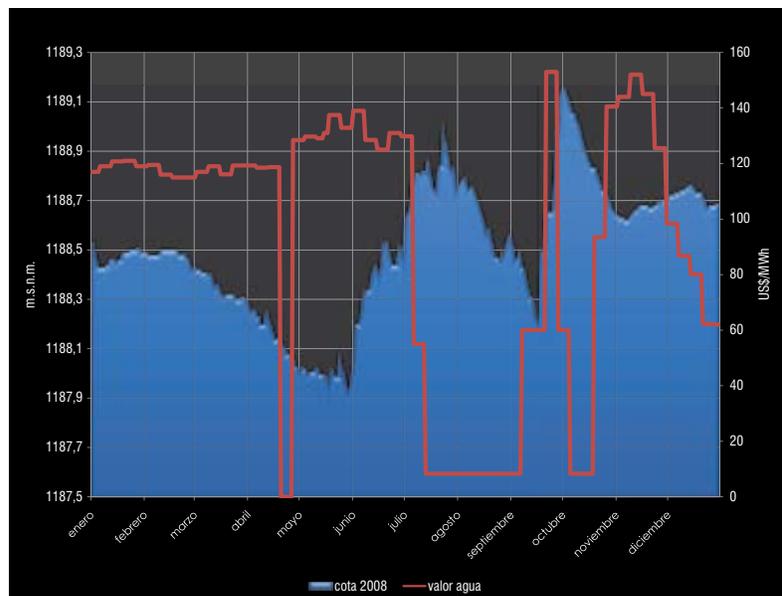
La relación entre el nivel del embalse de la central hidroeléctrica Chixoy y el POE, se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 50.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

El comportamiento del Valor del Agua de Jurún Marinalá para el año 2008, en relación con el nivel del lago de Amatitlán se puede observar en la siguiente gráfica:



Gráfica 51.

Los datos más relevantes, monitoreados para el Valor del Agua de la central hidroeléctrica Jurún Marinalá, se muestran a continuación:

Cuadro 52

Valor del agua Jurún Marinalá		
Máximo	153.00	Semana 39 – (21 al 27 septiembre 2008)
Mínimo	8.30	Semanas 30 a la 36 y semanas 41 a la 42 (13 julio al 06 sep) y (05 al 18 octubre)
Promedio	89.92	

Valores expresados en US\$ por MWh

El valor de US\$8.30 por MWh, es el valor adjudicado por Operación y Mantenimiento de la central hidroeléctrica.

Generación de energía

- **Central Hidroeléctrica Chixoy**

Para el año 2008, se obtuvieron las siguientes cifras, en cuanto a generación de energía eléctrica mensual se refiere:

Cuadro 53

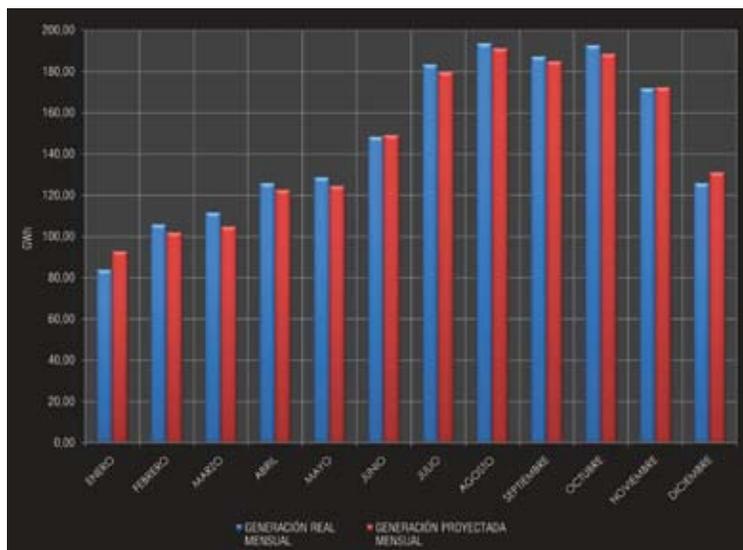
Mes	Generación real mensual	Generación proyectada por EGEE-mensual	Diferencia
Enero	83.88	92.83	-9.65%
Febrero	105.86	101.92	3.72%
Marzo	111.64	104.71	6.21%
Abril	125.84	122.52	2.63%
Mayo	128.63	124.51	3.20%
Junio	148.36	149.20	-0.56%
Julio	183.50	179.75	2.05%
Agosto	193.68	191.26	1.25%
Septiembre	187.25	184.91	1.25%
Octubre	192.81	188.52	2.22%
Noviembre	171.89	172.30	-0.23%
Diciembre	125.87	131.15	-4.03%
TOTAL	1,759.20	1,743.57	0.89%

Datos expresados en GWh

Los datos muestran que se alcanzó a generar el 100.89% de lo proyectado por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE para el año 2008, esto equivalente a 16.53 GWh más sobre la energía proyectada.

Por otra parte, en la segunda quincena del mes de junio, se empezó a generar energía eléctrica *a plena carga* en esta central hidroeléctrica, aprovechando así, su capacidad total de generación, obteniendo un promedio de 6.05 GWh diarios, generados en el período comprendido del 15 de junio al 15 de noviembre del 2008.

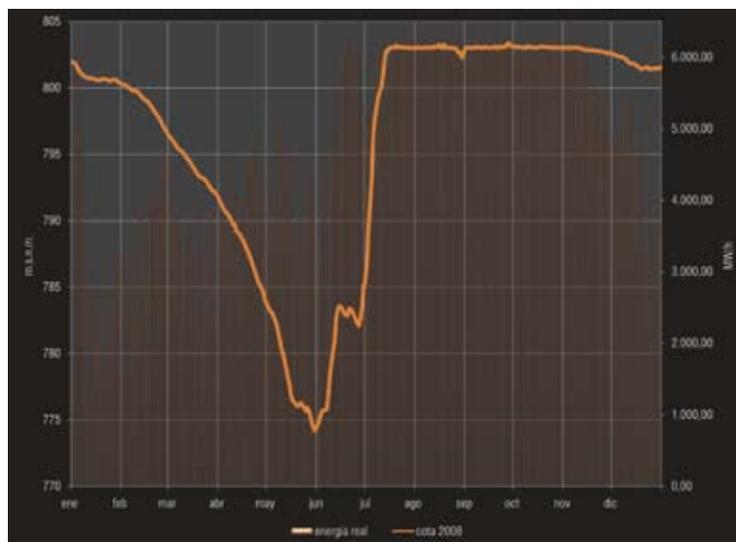
Los índices gráficos de generación mensual real comparados con la generación proyectada mensual para el año 2008, fueron los siguientes:



Gráfica 52.

Por otra parte, hacia el final del año 2008, en el período comprendido entre el 15 de noviembre al 31 de diciembre, la capacidad de generación de energía eléctrica se vio reducida, mostrando un índice de generación de 4.57 GWh diarios, representando así un 75.53% del índice de plena carga obtenido.

Finalmente, se obtuvo un índice de 4.77 GWh de generación de energía eléctrica promedio para todo el año 2008.



Gráfica 53.

- **Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá**

Para el año 2008, se obtuvieron las siguientes cifras, en cuanto a generación de energía eléctrica mensual se refiere:

Cuadro 54

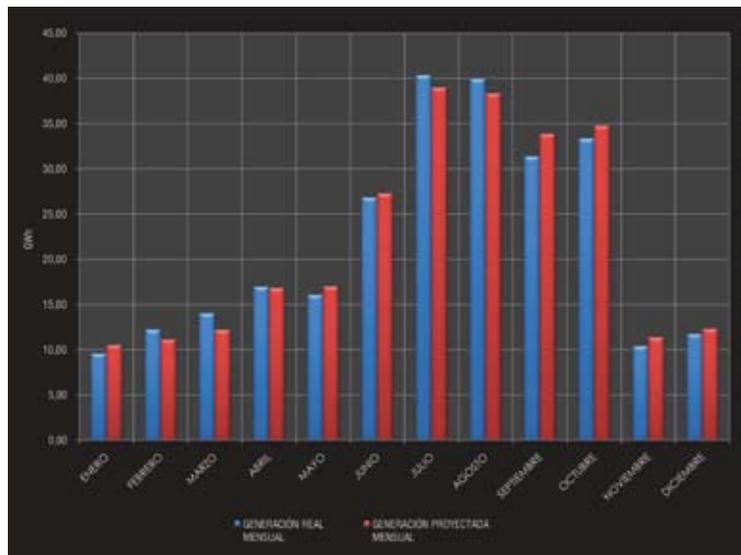
Mes	Generación Real Mensual	Generación Proyectada por EGEE-Mensual	Diferencia
Enero	9.56	10.50	-8.95%
Febrero	12.24	11.11	9.24%
Marzo	14.02	12.19	13.11%
Abril	16.96	16.84	0.72%
Mayo	16.05	17.01	-5.96%
Junio	26.82	27.29	-1.72%
Julio	40.33	39.00	3.31%
Agosto	39.91	38.34	3.93%
Septiembre	31.36	33.85	-7.94%
Octubre	33.36	34.74	-4.13%
Noviembre	10.38	11.35	-8.51%
Diciembre	11.75	12.32	-4.61%
TOTAL	262.75	264.52	-0.68%

Datos expresados en GWh

Los datos muestran, que en un -0.68% , no se alcanzó a generar lo proyectado por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE para el año 2008, esto equivalente a 1.77 GWh negativos.

Por otra parte, al inicio del mes de julio, se empezó a generar energía eléctrica *a plena carga* en esta central hidroeléctrica, aprovechando así, su capacidad total de generación, obteniendo un promedio de 1.19 GWh diarios generados en el período comprendido del 01 de julio al 31 de octubre del 2008.

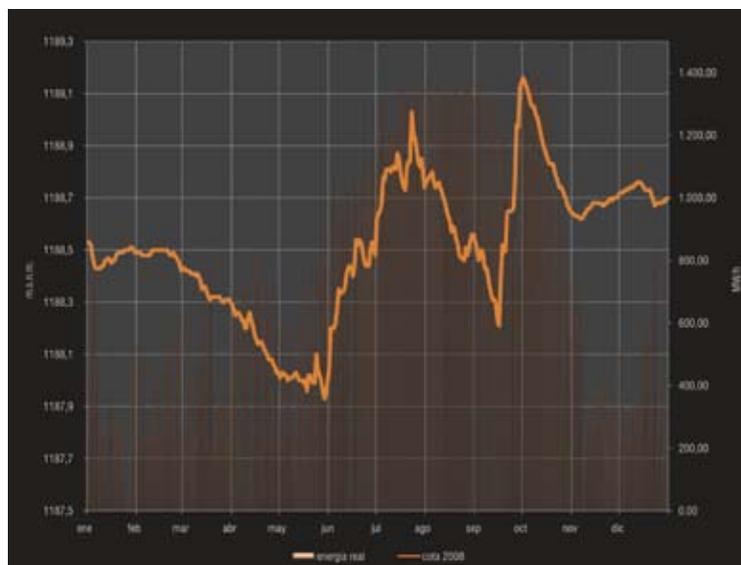
Los índices gráficos de generación mensual real versus la generación proyectada mensual para el año 2008, fueron los siguientes:



Gráfica 54.

Por otra parte, hacia el final del año 2008, en el período comprendido entre el 01 de noviembre al 31 de diciembre, la capacidad de generación de energía eléctrica se redujo, mostrando un índice de generación de 0.39 GWh diarios, representando así un 33.34% del índice de plena carga obtenido.

Finalmente, se obtuvo un índice de 0.72 GWh de generación de energía eléctrica promedio durante el año 2008.



Gráfica 55.

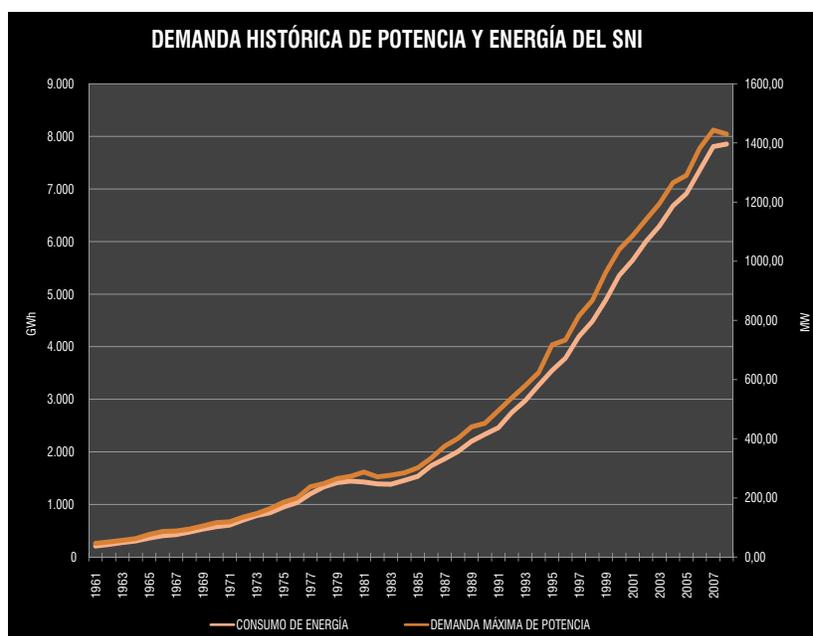
Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado



Demanda de energía y potencia del sistema nacional interconectado

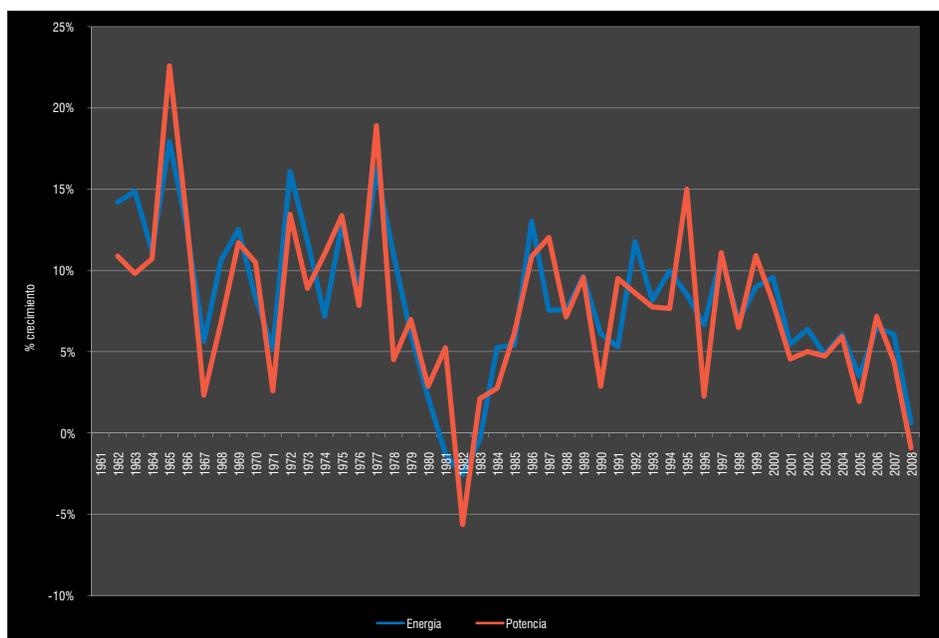
Demanda histórica de potencia y energía de Guatemala

La siguiente gráfica representa las demandas máximas históricas de potencia y consumos de energía que han sido registradas en el Sistema Nacional Interconectado desde el año 1961 hasta el año 2008.



Gráfica 56.

Los crecimientos interanuales en porcentaje, de potencia y energía demandada en el SNI, se muestran en la gráfica siguiente:

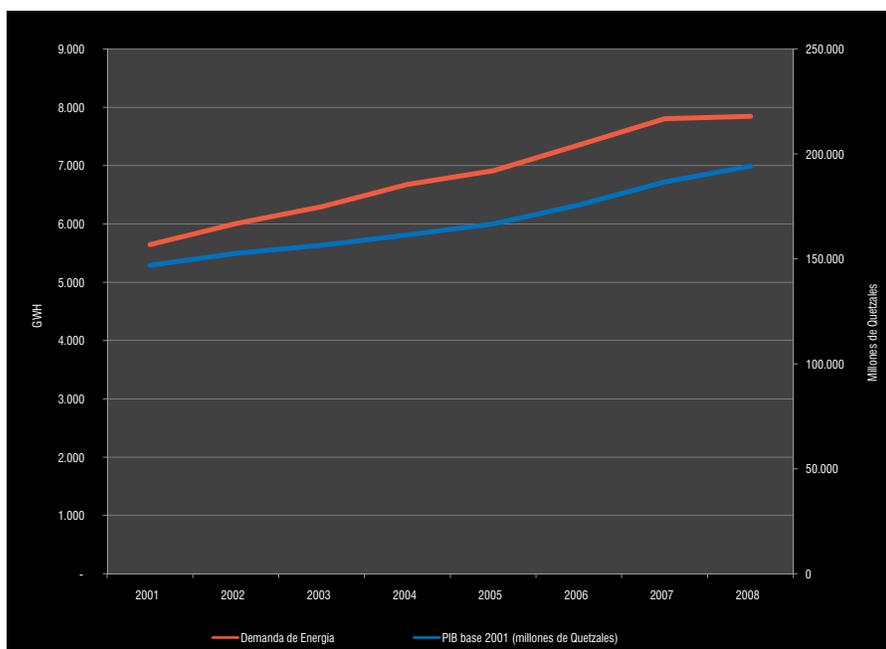


Gráfica 57.

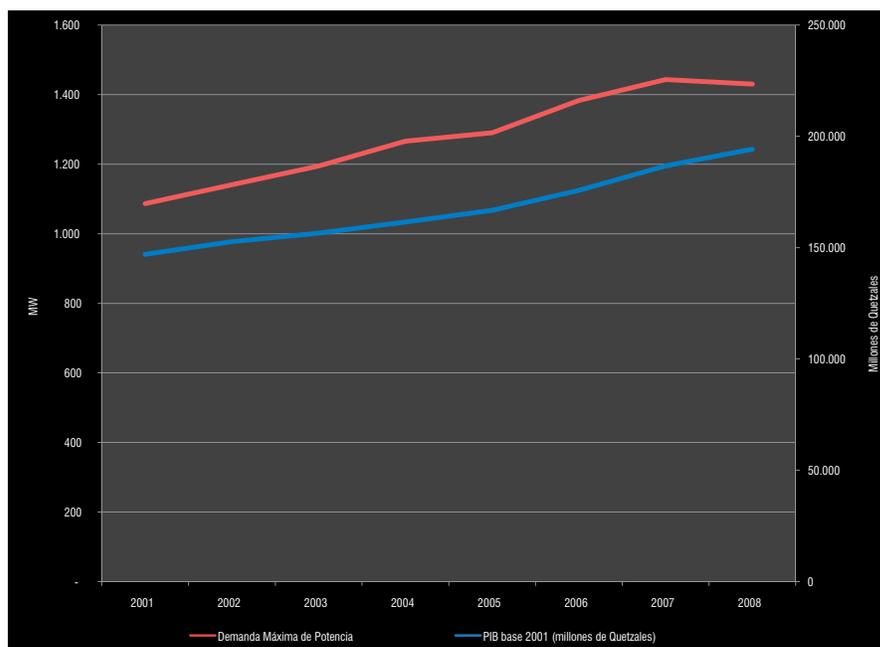
Durante el año 2008, se observaron cambios drásticos en algunas actividades a nivel nacional e internacional, que incidieron directamente en la economía del país. El consumo de energía eléctrica está altamente ligado al desarrollo económico, por ello, tal como podemos apreciar en las gráficas siguientes, el crecimiento para el año 2008, en relación al 2007 fue de 0.63%, crecimiento que es uno de los más bajos registrados durante los últimos años.

Sin embargo es necesario hacer notar, que durante el año 2008, como consecuencia de los elevados precios de los combustibles utilizados para generación de energía, tanto el Ministerio de Energía y Minas como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, promovieron campañas de eficiencia y ahorro energético y como consecuencia, muchas empresas e industrias guatemaltecas y consumidores residenciales, realizaron cambios en sus procesos productivos y hábitos de consumo, los cuales han incidido en que la demanda de energía no haya crecido en los niveles de otros años.

En las gráficas siguientes se presentan comparaciones entre el Producto Interno Bruto, la demanda de energía y demanda máxima de potencia durante el período del 2001 al 2008. Como se puede apreciar las tendencias entre los tres indicadores son bastante similares hasta el año 2007, en donde por las razones explicadas anteriormente, se aprecia un cambio en las pendientes del consumo de energía y demanda máxima de potencia.

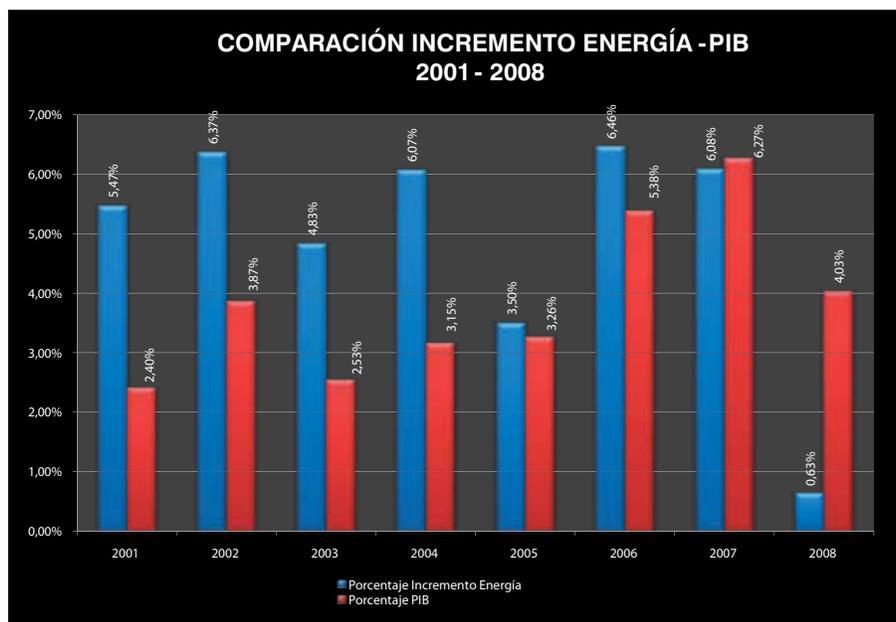


Gráfica 58.



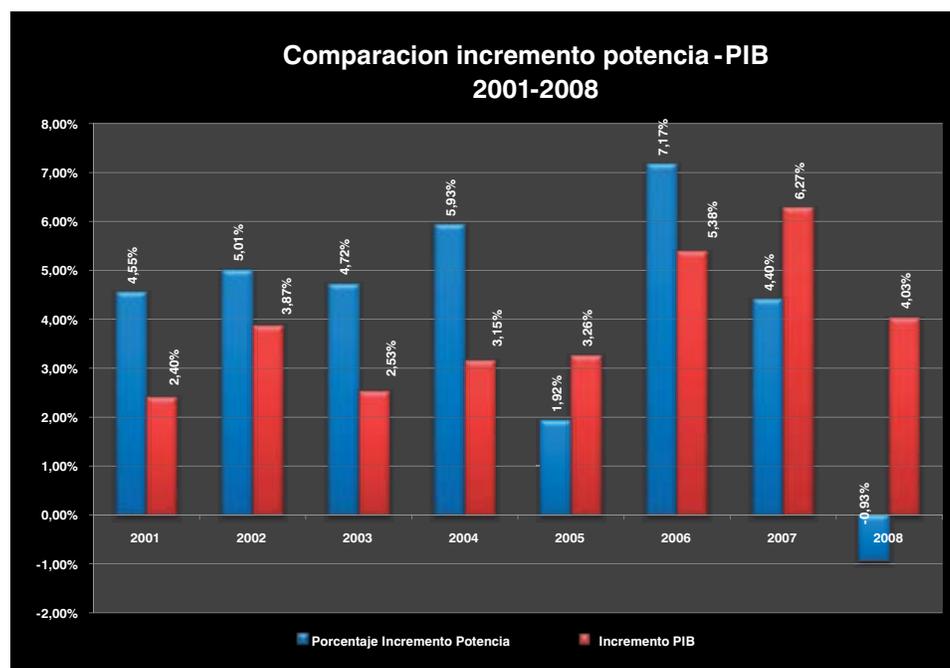
Gráfica 59.

A continuación se presentan gráficas en las cuales se muestra la relación entre el porcentaje de variación interanual del PIB y la demanda de energía y potencia máxima del SNI durante el mismo período 2001-2008.



Gráfica 60.

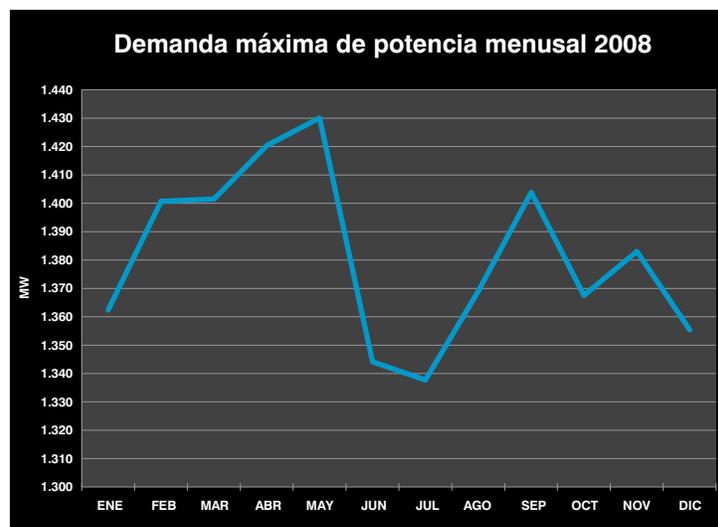
Como se puede apreciar el incremento porcentual inter anual del consumo de energía generalmente ha sido mayor al incremento del PIB, situación que cambió en el año 2007 y que se acentuó en el año 2008.



Gráfica 61.

El incremento porcentual inter anual de la potencia generalmente ha sido mayor que el del PIB, exceptuando los años 2005, 2007 y 2008 en donde incluso se registró un decrecimiento.

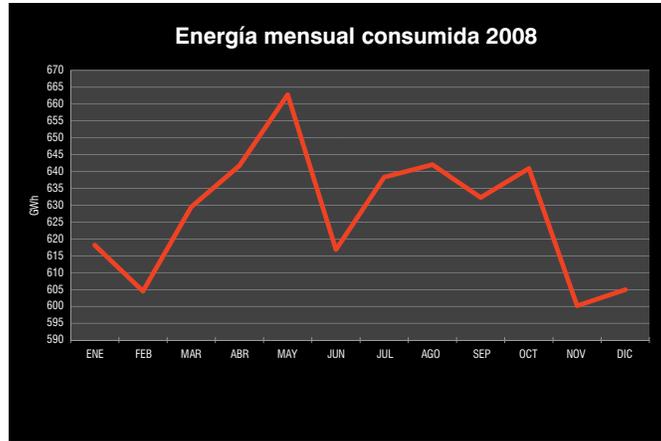
En la siguiente gráfica se representa la demanda mensual de potencia del SNI registrada durante el año 2008. La demanda máxima de potencia durante el 2008 se registró en el mes de mayo y correspondió a 1,430.05 MW.



Gráfica 62.

Como puede apreciarse en la gráfica anterior, la demanda máxima de potencia se redujo a partir del mes de mayo. Un aspecto a considerar, es que a partir del inicio del Año Estacional 2008–2009 (1° de mayo), con la implementación de las reformas normativas, se delimitó la obligación de los Grandes Usuarios a contratar su Demanda Firme y no la máxima del día como ocurría anteriormente. La señal de esta reforma reglamentaria y normativa (que ha reducido la demanda de potencia en la punta), fue permitir a los Grandes Usuarios minimizar su demanda en la banda de punta y trasladar su mayor consumo a las otras bandas (media y mínima). De esta forma, al tener la obligación de contratar únicamente la potencia de la banda máxima (Demanda Firme), se tienen 20 horas del día para adecuar los procesos productivos y se hace factible reducir el consumo en las cuatro horas de la banda de punta. Naturalmente, otra consecuencia de las modificaciones reglamentarias y normativas que rigen la obligación de contratar la Demanda Firme, es el ahorro que representa para los Grandes Usuarios el ya no tener que pagar la potencia máxima del día.

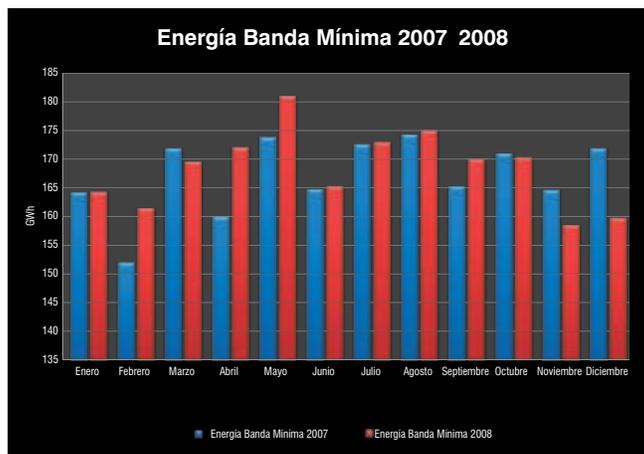
A continuación se muestra el consumo mensual de energía durante el 2008. La demanda máxima de energía se registró en mayo y fue de 696.25 GWH, mientras que la demanda total fue de 7,872.87 GWH.



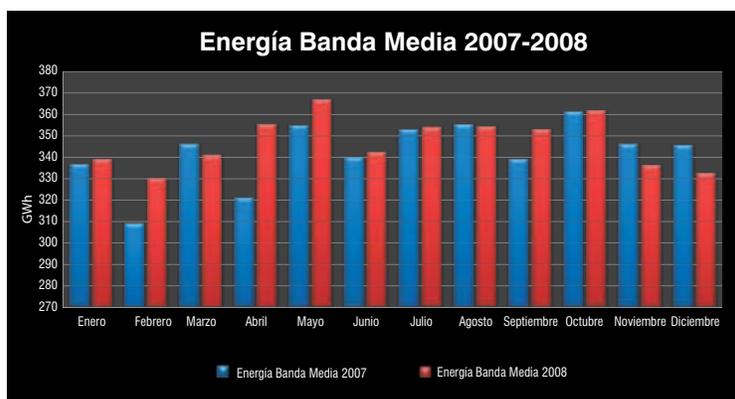
Gráfica 63.

De la gráfica anterior, se observa que el consumo de energía disminuyó a partir del mes de mayo 2008, incrementándose nuevamente en junio, mostrando nuevamente una caída durante los meses de octubre, noviembre y diciembre. Es necesario hacer notar que durante estos meses ya se habían implementado las campañas de eficiencia y ahorro energético, influyendo en que varias industrias guatemaltecas mejoraran y adaptaran sus procesos productivos y muchos consumidores residenciales adoptaran hábitos de ahorro energético, sustituyendo bombillas incandescentes por bombillas fluorescentes compactas.

En las siguientes gráficas, se muestra el consumo de energía por banda, comparando el año 2007 con el año 2008:



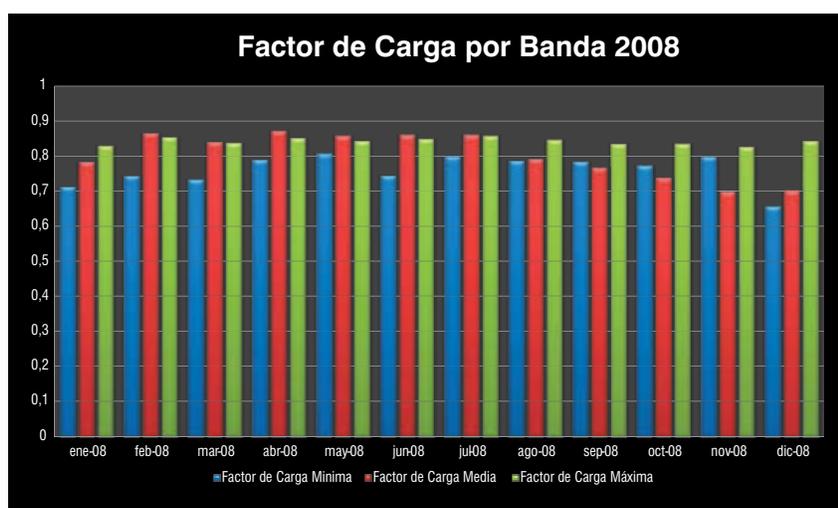
Gráfica 64.



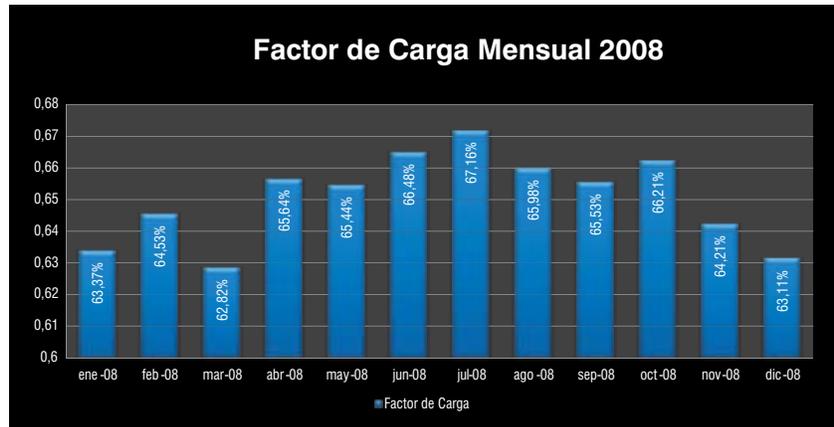
Gráfica 65.

En las gráficas anteriores, se aprecia una reducción en el consumo de energía en la banda máxima y un incremento en el consumo en las bandas mínima y media. Esto es una consecuencia de la señal derivada de las reformas reglamentarias y normativas que se explicó anteriormente, y también de las campañas de eficiencia y ahorro energéticos impulsadas por el Ministerio de Energía y Minas y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

En las gráficas que se presentan a continuación, se muestra el factor de carga para las bandas mínima, media y máxima, así como el factor de carga mensual del SNI durante el año 2008. Como puede observarse, en el mes de julio el factor de carga fue de 67.16 % siendo el más alto del año. Marzo mostró el factor de carga más bajo con 62.82%. El Factor de Carga anual en el 2008 fue de 62.67%, superando el factor de carga anual del 2007, que fue 61.73%.

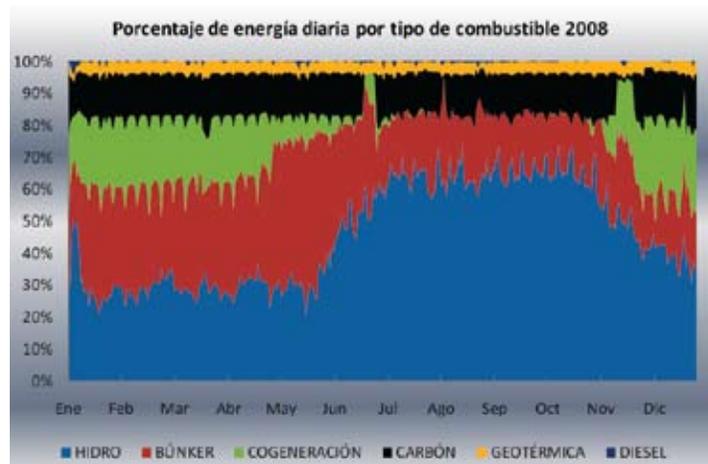


Gráfica 66.



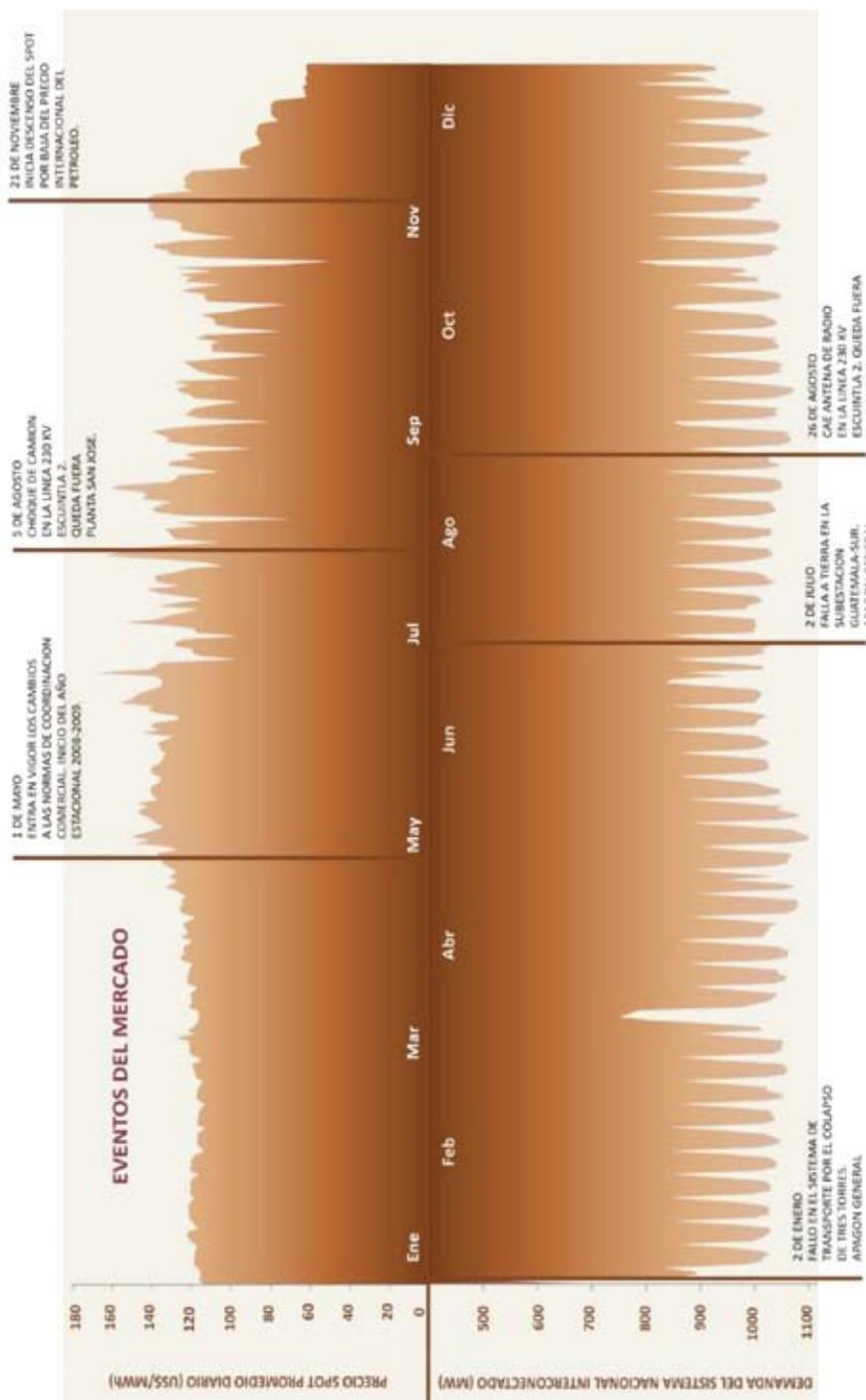
Gráfica 67.

A continuación se muestra una gráfica que representa el porcentaje de energía generada diariamente durante el año 2008 por tipo de combustible. Como se observa en la misma, durante los meses de invierno, la generación hidroeléctrica representa alrededor del 60% de la energía generada diariamente para cubrir la demanda del SNI, mientras que en la época seca representa alrededor del 30% de la energía generada. La generación con carbón se mantiene relativamente estable a lo largo del año, correspondiendo a aproximadamente un 15% de la energía generada. Los períodos donde la generación con carbón se reduce al mínimo, corresponden a los mantenimientos programados de la Central Generadora San José. La generación con búnker por su parte, complementa la generación diaria, siendo variable su participación a lo largo del año, dependiendo de las condiciones hidrológicas y contingencias que se hayan suscitado en el SNI. La generación geotérmica es estable durante todo el año y representa aproximadamente un 4% de la energía generada.



Gráfica 68.

Finalmente, se muestra una gráfica de la demanda de energía y el precio de oportunidad de la energía correspondiente al 2008, indicando los eventos más importantes acontecidos en el SNI y que influyeron en la demanda de energía y el precio de la misma en el mercado de oportunidad.



Gráfica 69.

Costos del mercado mayorista de electricidad



Servicios complementarios

Los Servicios Complementarios permiten que el Sistema Nacional Interconectado opere de manera confiable y dentro de los parámetros de calidad establecidos en la normativa vigente, a través de la adecuada regulación de la frecuencia eléctrica y compensación de desbalances entre la energía/potencia demandada y la producida en tiempo real, restablecimiento del sistema, etc. Los Servicios Complementarios del Mercado Mayorista son: Reserva Rodante Operativa (RRO), Reserva Rápida (RRa), Arranque en Negro y Demanda Interrumpible. Actualmente, los Servicios Complementarios que son remunerados en el Mercado Mayorista son la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida; el servicio de Demanda Interrumpible según la normativa también es remunerado pero al momento no hay ofertas para el mismo en el mercado. La información estadística de los complementarios Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida se presenta a continuación.

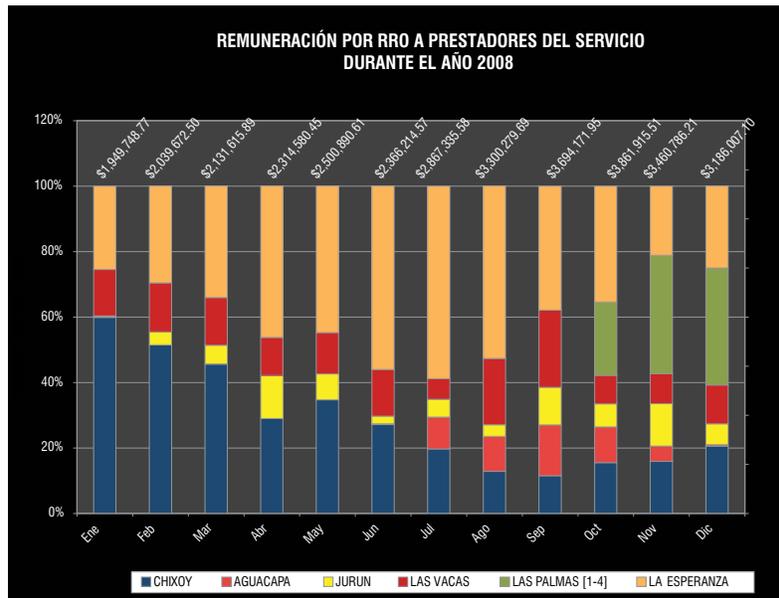
- **Reserva Rodante Operativa (RRO)**

Su función principal es absorber las variaciones de la demanda real del sistema con respecto a la demanda pronosticada en régimen normal. Cuando hay un desbalance entre la generación y la carga, la Reserva Rodante Operativa permite llevar nuevamente a las máquinas que realizan la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos medios de frecuencia.

La prestación de este servicio consiste en la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras, para restablecer un desvío en la frecuencia producido por un desbalance entre generación y demanda y su magnitud corresponde a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía.

Este servicio es prestado por unidades generadoras previamente habilitadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y la asignación de la oferta se realiza a través de un mecanismo de mercado, donde los

oferentes presentan precios y capacidad para la prestación del servicio. Para el año 2008 fueron 6 las centrales de generación que suministraron el servicio de RRO cuya participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación de dicho servicio, se presenta en la siguiente gráfica:



Gráfica 70.

La gráfica anterior, presenta el porcentaje de participación de cada unidad o central generadora, en el total mensual remunerado por el servicio de RRO para cada mes del año 2008. El total remunerado cada mes se indica en dólares de los Estados Unidos. El mes de menor remuneración total fue enero, con un monto de US\$ 1,949,748.77, mientras que el mes de mayor remuneración total fue octubre con un monto de US\$ 3,861,915.51. El total remunerado por este servicio en 2008 fue de US\$ 33,673,218.83.

El mayor participante durante el primer trimestre del año fue la Central Generadora Chixoy, durante el segundo y tercer trimestre fue la Central Generadora La Esperanza y en el cuarto trimestre fueron las unidades de la Central Generadora Las Palmas [1-4]. Estas últimas se incorporaron a la prestación del servicio a partir del mes de octubre 2008.

- **Reserva Rápida (RRa)**

Su función principal es contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada, que son provocadas por contingencias y otro tipo de imprevistos importantes. Este Servicio Complementario

es cubierto con unidades térmicas de arranque rápido o centrales hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de treinta minutos.

Al igual que la RRO, para la prestación de este servicio la unidad generadora debe ser previamente habilitada por el Administrador del Mercado Mayorista. Para el año 2008 el servicio de Reserva Rápida fue prestado por tres generadores: Duke Energy Internacional Guatemala Y Cía. S.C.A., Generadora La Laguna Duke Energy, Internacional Guatemala Y Cía. S.C.A. y Tampa CentroAméricana de Electricidad, Ltda., cuya participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación de este servicio, se presenta en la figura siguiente:



Gráfica 71.

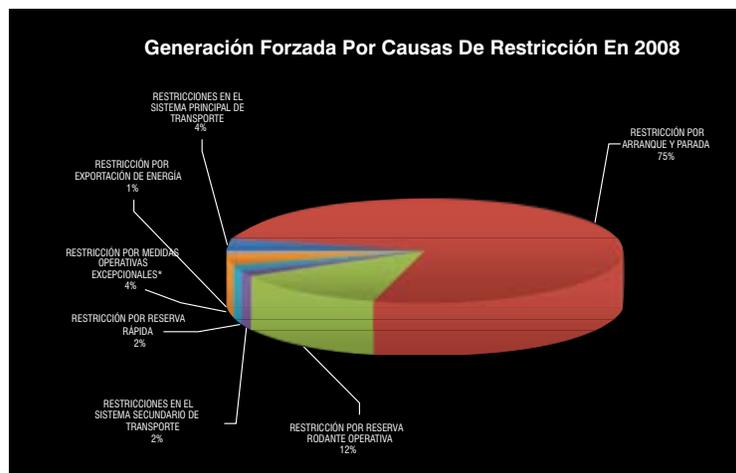
La gráfica anterior presenta el porcentaje de participación de cada central generadora en el total mensual remunerado por el servicio de Reserva Rápida para cada mes del año 2008. El total remunerado cada mes se indica en los rectángulos superiores en dólares de los Estados Unidos. El mes de menor remuneración total fue mayo con un monto de US\$ 897,518.63 y el mes de mayor remuneración total fue diciembre con un monto de US\$2,077,505.53. El total remunerado por este servicio en el 2008 fue de US\$17,454,397.55

El mayor participante durante todo el año fue Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda., Duke Energy Internacional Guatemala y Cía. S.C.A. inició a prestar el servicio de Reserva Rápida a partir de agosto; Generadora La Laguna Duke Energy Internacional Guatemala y Cía. S.C.A., prestó el servicio de septiembre a noviembre.

Generación Forzada

Es la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su Costo Variable de Generación; dicha unidad generadora es obligada a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad, del parque de generación o de la red de transporte, así como por cláusulas de compra mínima de energía de los Contratos Existentes.

Las causas de restricciones que ocasionaron Generación Forzada en el año 2008 fueron: restricciones en el Sistema Principal de Transporte, restricción por arranque y parada, restricción por Reserva Rodante Operativa, restricciones en el sistema Secundario de Transporte, restricción por Reserva Rápida, restricción por medidas operativas excepcionales (Derivado de la situación de emergencia del S.N.I., decretada en Acuerdo Ministerial 02-2008 por cambio de autoridades del gobierno) y restricción por Exportación de energía. La gráfica siguiente muestra el porcentaje del monto total en el año 2008, correspondiente a cada tipo de restricción.



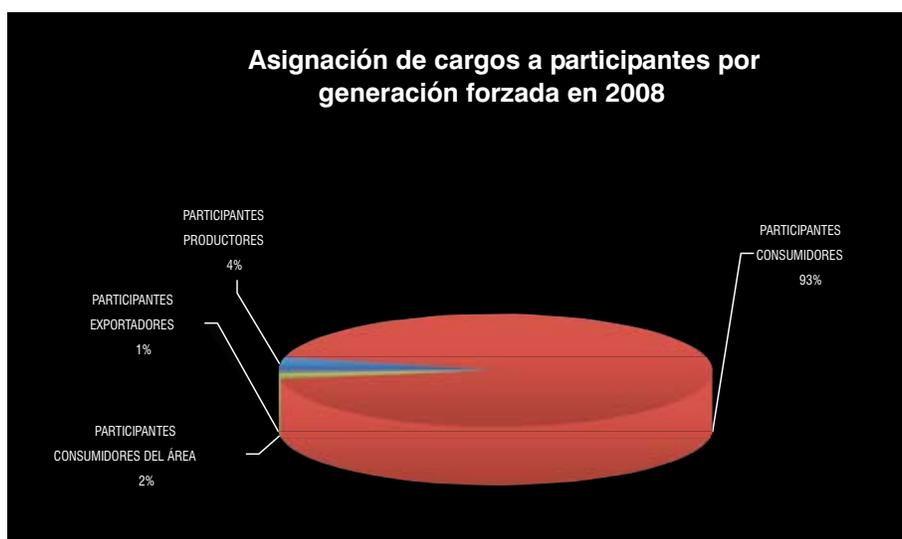
Gráfica 72.

La restricción de Arranque y Parada es la que provoca mayor Generación Forzada, constituyendo el 75.76% del monto asignado en el 2008, lo que equivale aproximadamente a US\$ 7,003,746.98. Junto con la restricción por Reserva Rodante Operativa provocaron el 97% del monto asignado por Generación Forzada.

La Generación Forzada es pagada por los Participantes del Mercado Mayorista en función de quien causó la restricción que provocó dicha Generación Forzada; de esa cuenta los Participantes Productores pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Principal de

Transporte, los Participantes Consumidores pagan la Generación Forzada debida a restricciones de arranque y parada, restricción por Reserva Rodante Operativa, restricción por Reserva Rápida y restricción por medidas operativas excepcionales. Los Participantes Consumidores de ciertas áreas del SNI, pagan la Generación Forzada debida a restricciones en el Sistema Secundario de Transporte y los Participantes Exportadores pagan la Generación Forzada debida a restricción por Exportación de energía.

Durante el año 2008, la Generación Forzada fue asignada a los Participantes del Mercado Mayorista en los porcentajes que muestra la gráfica siguiente:



Gráfica 73.

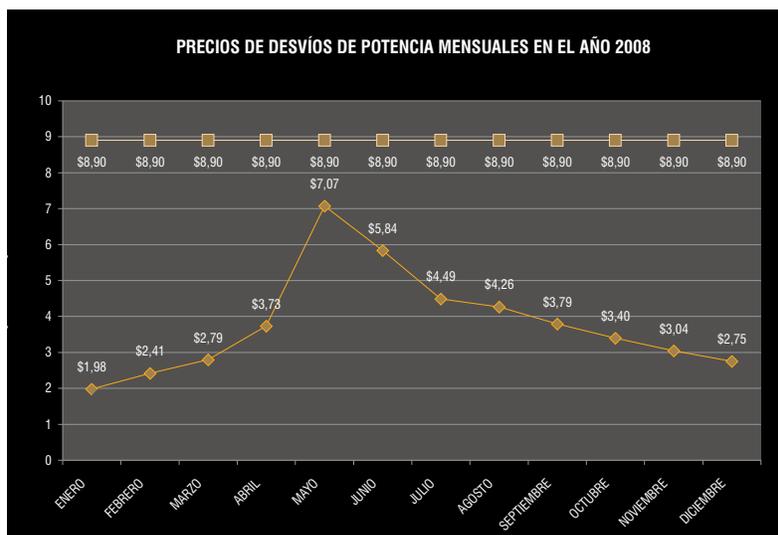
Como se aprecia en la gráfica anterior, el pago por Generación Forzada recae considerablemente sobre los Participantes Consumidores, ya que en el 2008 los cargos por Generación Forzada fueron cubiertos en un 93% (US\$ 8,696,192.21) por éstos.

Desvíos de Potencia

Los Desvíos de Potencia se producen cuando existen faltantes o excedentes de potencia comprometida en contratos entre Participantes del Mercado Mayorista. Los Desvíos de Potencia pueden ser Desvíos de Potencia Positivos (DP+) o Desvíos de Potencia Negativos (DP-); los Desvíos de Potencia Positivos se originan cuando el Participante tiene un excedente de potencia contratada mientras que los Desvíos de Potencia negativos se originan cuando el Participante tiene déficit de potencia.

Los Participantes Productores y los Participantes Consumidores pueden incurrir tanto en desvíos positivos como negativos. El precio de los Desvíos de Potencia Negativos corresponde al Precio de Referencia de la Potencia y es definido en función de la inversión requerida para la instalación de una planta eficiente de generación en punta y de las magnitudes de los desvíos incurridos. En la liquidación mensual de las transacciones del Mercado Mayorista el total cobrado por Desvíos de Potencia Negativos se distribuye entre los Participantes que resultaron con Desvíos de Potencia Positivos. De esta forma, los Participantes con Desvíos de Potencia Positivos reciben un abono mientras los Participantes con Desvíos de Potencia Negativos reciben un cargo.

La evolución de los precios de los Desvíos de Potencia durante el año 2008 es presentada en la siguiente gráfica:



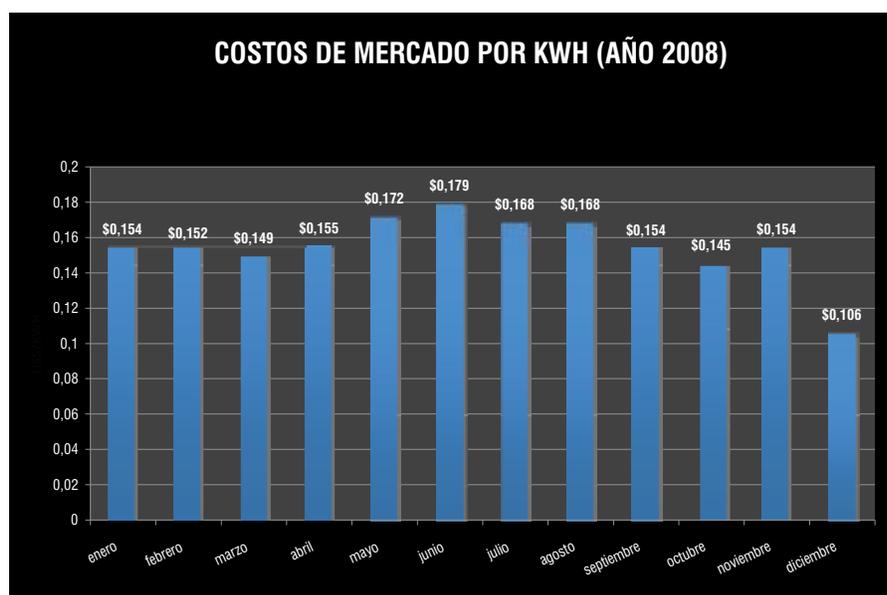
Gráfica 74.

Según se observa en la gráfica anterior, para el Desvío de Potencia Positivo, el precio máximo ocurrió en mayo, correspondiente a US\$7.07/KW-mes, mientras que el precio mínimo ocurrió en enero, correspondiente a US\$1.98/KW-mes. El Desvío de Potencia Negativo, tiene un precio fijo, el que actualmente corresponde a un valor de US\$8.9/KW-mes.

Costos de Mercado por KWH

Los costos unitarios de Mercado expresados en US\$ por KWH, permiten hacer una valoración económica aproximada de los cargos resultantes de la participación en el Mercado Mayorista. Para la determinación de dichos costos unitarios, se consideraron los cargos relacionados

con la energía y la potencia valoradas respectivamente, al Precio de Oportunidad de la Energía y al Precio de Referencia de la Potencia; también fueron considerados el peaje por transmisión y subtransmisión, costos diferenciales, servicios complementarios y generación forzada. Dicha información procede de la liquidación de las transacciones económicas de los Participantes del Mercado Mayorista publicada en los Informes de Transacciones Económicas del año 2008. A continuación se presenta una gráfica que muestra los costos de mercado por kWh mes a mes para el año 2008.



Gráfica 75.

Según se observa en la gráfica, el mes en el que los costos de mercado por kWh fueron mayores fue el mes de junio, con un valor de US\$ 0.179/kWh; a su vez el mes con los costos de mercado por kWh mínimos fue diciembre con un valor de US\$ 0.106/kWh.