



Informe Estadístico

2009

Informe Anual 2009

Presentación del Informe

Durante el año 2009 el Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala continuó su desarrollo y fortalecimiento, para lo cual fue necesario hacer frente a varios eventos que influyeron en su funcionamiento, destacando entre los principales los siguientes:

- Época lluviosa con bajas precipitaciones como consecuencia del fenómeno El Niño.
- Indisponibilidad de la Central Generadora San José durante algunos meses.
- Volatilidad en los precios internacionales de los combustibles.
- Fallas en el Sistema de transmisión.

En el presente Informe Estadístico, se analizan varios de los eventos y aspectos que incidieron en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad durante el año 2009 y que pasaron a formar parte de su historia. Se compone de cinco secciones relacionadas entre sí, las cuales presentan información estadística relevante para comprender el desempeño del Mercado Mayorista durante el año 2009.

El trabajo incluye gráficas, tablas e indicadores estadísticos relevantes, obtenidos a partir de la información publicada por el Administrador del Mercado Mayorista en los programas de despachos diarios y semanales, posdespachos diarios, Informes de Transacciones Económicas y bases de datos del SDDP. Esta información se complementa con datos de fuentes internacionales como la Energy Information Administration (EIA), la Unidad de Transacciones, S. A. de C. V., el Centro Nacional de Despacho Panamá, y el Banco de Guatemala, entre otros. Cuando no se cita la fuente de información, debe entenderse que la misma fue obtenida de informes publicados por el Administrador del Mercado Mayorista.



Índice

1. Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista	5
2. Incidencia del fenómeno El Niño en la generación de energía eléctrica	33
3. Demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado	49
4. Aspectos relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad	63
5. Transacciones Internacionales	79



Precio de Oportunidad **1**

de la Energía en el Mercado Mayorista



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

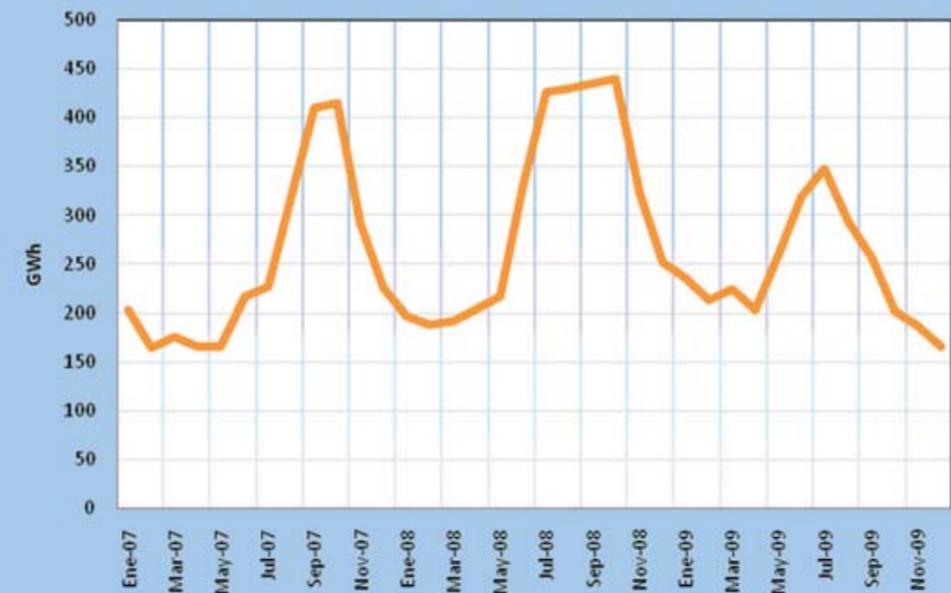
1.1 Aspectos relevantes que influyeron en la determinación del Precio de Oportunidad de la Energía.

Durante el año 2009, algunos factores importantes afectaron el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía (POE). Entre dichos factores cabe destacar que la época seca tuvo un comportamiento promedio, sin embargo, la época lluviosa se vio afectada por el fenómeno El Niño, teniéndose durante el año 2009 un invierno con precipitaciones pluviales muy por debajo del promedio histórico, lo cual ocasionó una reducción en los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas. Un análisis detallado de los efectos del fenómeno El Niño, se presenta en la siguiente sección del presente informe.

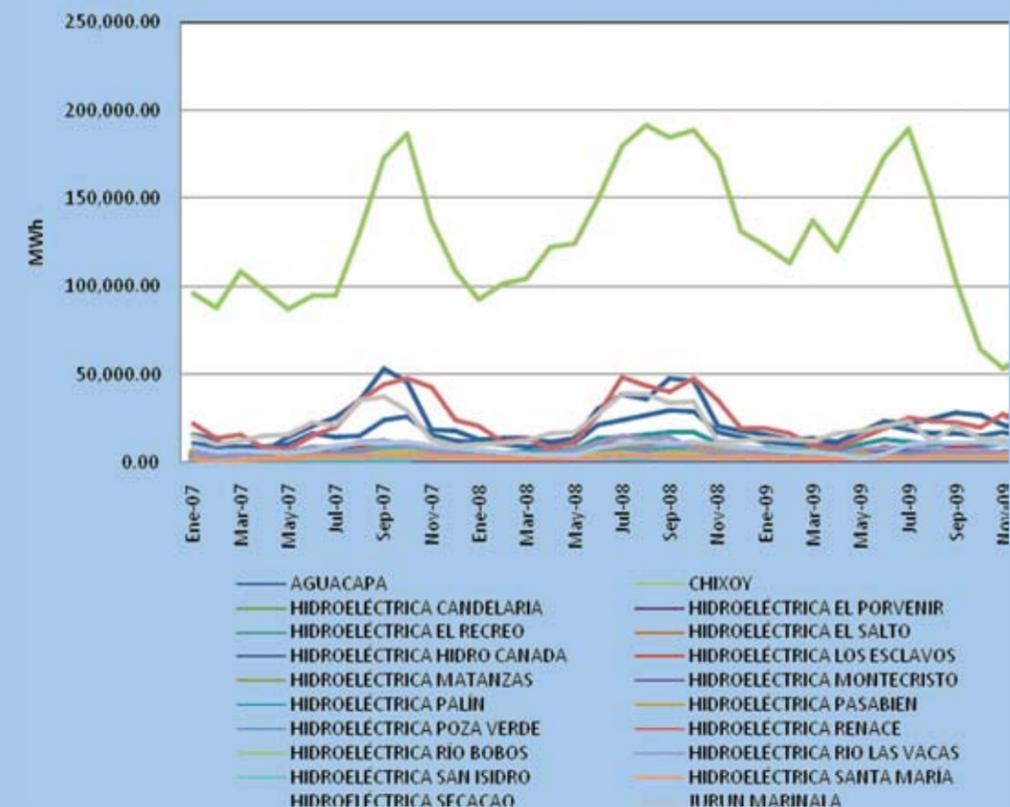
La generación hidroeléctrica, durante el año 2008 tuvo una participación en el cubrimiento de la demanda de energía de un 45.8%, mientras que en el 2009, la participación fue de un 36.4%, lo que es un efecto del invierno “seco” del año 2009.

Las gráficas 1 y 2 muestran la producción hidroeléctrica histórica desde el año 2007 hasta el 2009. La gráfica 1 corresponde a la energía generada por el conjunto de centrales hidroeléctricas y la gráfica 2 corresponde a la generación de energía de cada una de las centrales hidroeléctricas. En ambas gráficas se puede apreciar que en el año 2009 la generación hidroeléctrica fue mucho menor que durante los años 2007 y 2008.

GRÁFICA 1
Energía total generada por hidroeléctricas (GWh)
2007-2009

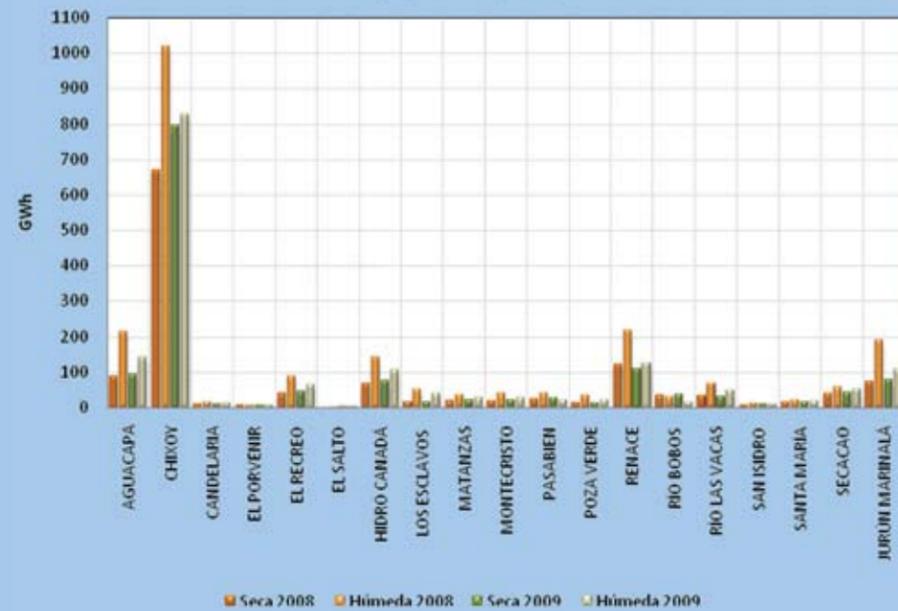


GRÁFICA 2
Energía generada por hidroeléctricas
2007-2009

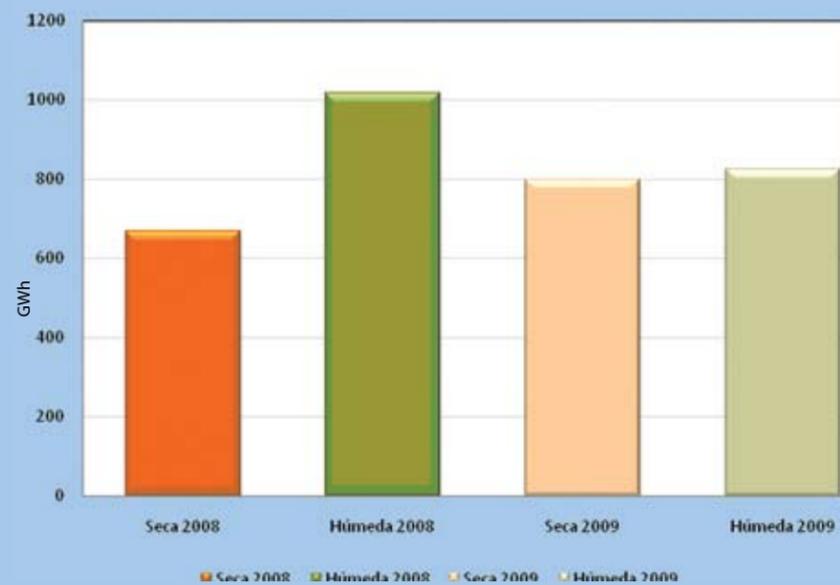


En las gráficas 3 y 4 mostradas a continuación, puede apreciarse la energía generada durante la época lluviosa (húmeda) y durante la época seca para las centrales hidroeléctricas que forman parte del parque generador de Guatemala. En ambas gráficas se observa que el invierno del año 2008 fue muy copioso y favoreció la producción de energía hidroeléctrica, por el contrario la época lluviosa del año 2009, se caracterizó por un invierno con bajas precipitaciones pluviales, reduciendo la generación hidroeléctrica. La época seca del año 2009, en comparación con la época seca del año 2008, presentó un mejor escenario para la generación hidroeléctrica, derivado de los efectos del invierno copioso del año 2008.

GRÁFICA 3
Energía total generada por época (GWh)
2008-2009



GRÁFICA 4
Energía generada por Chixoy durante épocas secas y lluviosas(GWh)
2008-2009



Para la central hidroeléctrica Chixoy, que es la más importante de Guatemala, los efectos del fenómeno El Niño se vieron reflejados en la energía disponible que la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE (EGEE) declaró semanalmente. Esto se aprecia en las gráficas 5 y 6.

GRÁFICA 5
Energía total generada por época (GWh)
2008-2009



GRÁFICA 6
Chixoy: Relación energía declarada disponible/producción máxima
2008-2009

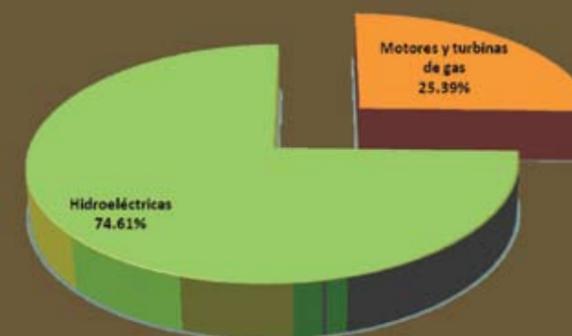


Durante el 2009 fue necesario suplir el déficit de generación hidroeléctrica

con motores de combustión interna y turbinas de gas.

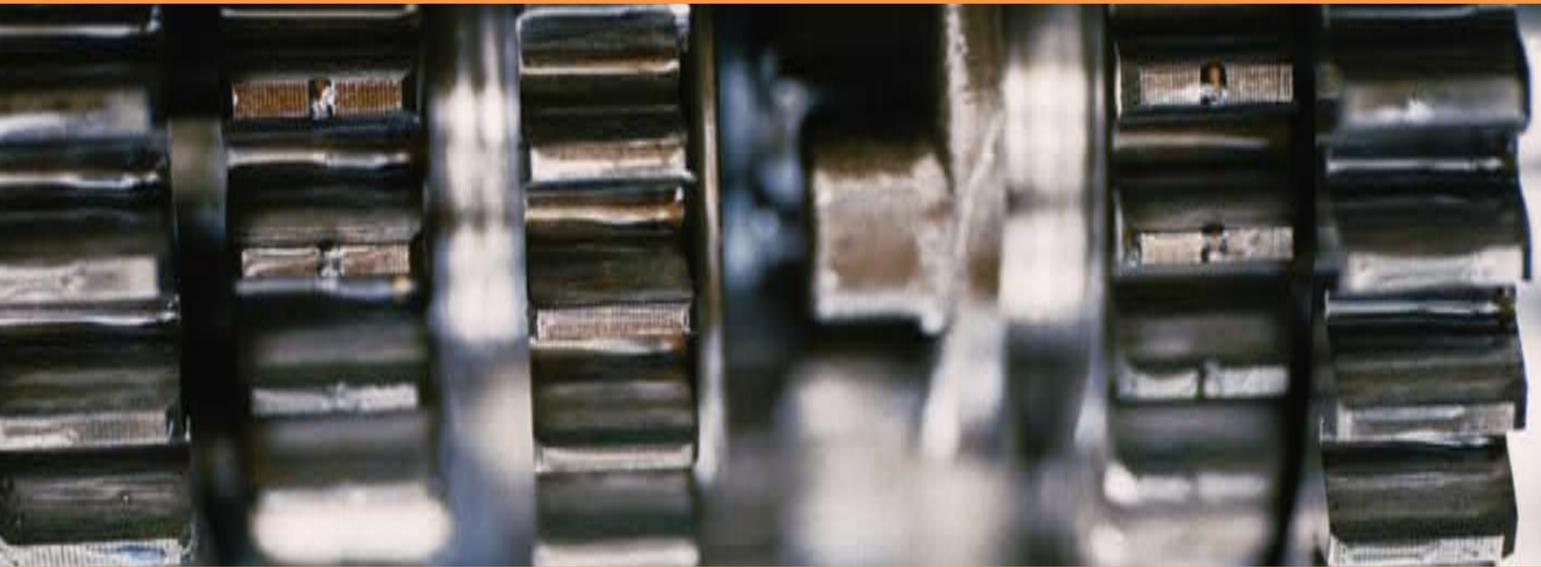
Generalmente, durante los meses de junio a octubre, se espera que el invierno se haya establecido formalmente y que el aporte de las centrales hidroeléctricas sea importante para el cubrimiento de la demanda de energía. El año 2009 fue la excepción para este periodo, la generación hidroeléctrica se redujo considerablemente y fue necesario suplir el déficit de esta tecnología de generación con motores de combustión interna y turbinas de gas. En las gráficas 7 y 8, se muestra el porcentaje de generación hidroeléctrica y de generación con motores de combustión interna y turbinas de gas para los años 2008 y 2009 durante el periodo comprendido entre los meses de junio a octubre de cada año.

GRÁFICA 7
Producción de energía hidroeléctrica, motores y turbinas de gas
junio-octubre 2008



GRÁFICA 8
Producción de energía hidroeléctrica, motores y turbinas de gas
junio-octubre 2009





La generación de energía con motores de combustión interna durante el invierno del año 2009 se incrementó en un

108.43%
respecto a la del 2008

Como se indica en los cuadros 1 y 2 que se muestran a continuación, el consumo de búnker para generar energía durante el periodo de junio a octubre de 2009, se incrementó en un 108.43% mientras que el consumo diesel se incrementó en un 214.71%, ambos incrementos respecto al año 2008. La generación de energía con motores de combustión interna se incrementó en un 108.43% con respecto al año 2008 y la generación de energía con diesel aumentó en un 214.71% en relación al año 2008.

Cuadro 1	Energía generada junio octubre 2008	Energía generada junio octubre 2009	Diferencia (%)
Tecnología	GWh	GWh	
Búnker	662.09	1,380.02	108.43%
Diesel	6.48	20.40	214.71%

Cuadro 2	Total galones consumidos junio - octubre 2008	Total galones consumidos junio - octubre 2009	Diferencia (%)
Tecnología	Galones	Galones	(%)
Búnker	42,324,880.83	88,219,675.69	108.43%
Diesel	640,712.83	2,016,382.21	214.71%

Los resultados anteriores comparados con el año completo, de enero a diciembre del 2009, presentan un comportamiento similar, aunque amortiguado por la generación que se produce con biomasa en la época de zafra y por los efectos de las lluvias fuertes que hubo durante los meses de mayo y junio 2009.

Cuadro 3	Energía Generada Año 2008	Energía Generada Año 2009	Diferencia %
Tecnología	GWh	GWh	
Búnker	2,072.26	3,021.15	45.79%
Diesel	15.50	35.31	127.74%

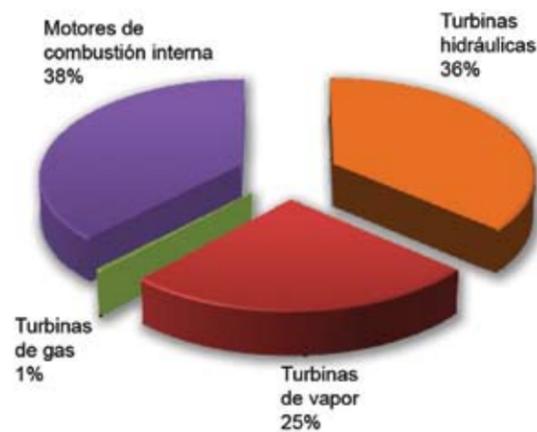
Cuadro 4	Total Galones Consumidos Año 2008	Total Galones Consumidos Año 2009	Diferencia
Tecnología	Galones	Galones	%
Búnker	132,472,637.85	193,131,972.75	45.79%
Diesel	1,532,466.49	3,489,978.12	127.74%

Hasta ahora, en el análisis se ha considerado únicamente la generación hidroeléctrica, con motores de combustión interna y con turbinas de gas. Es importante mencionar que el parque generador de Guatemala se compone de diferentes tecnologías de generación, que influyen en la formación del Precio de Oportunidad de la Energía:

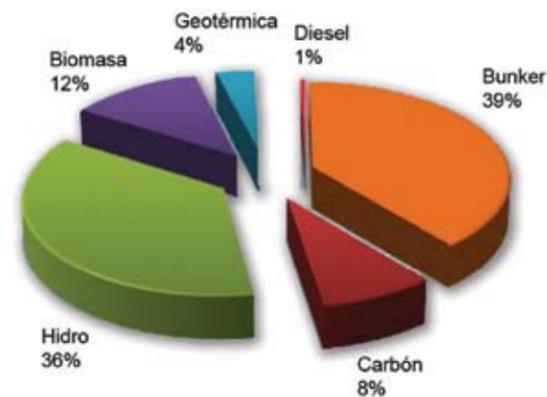
- Hidroeléctricas.
- Geotérmicas.
- Motores de combustión interna.
- Térmicas a base de carbón.
- Cogeneración.
- Turbinas de gas.

En la siguiente gráfica se muestra la participación de cada tecnología en la generación de energía durante el año 2009, así como los porcentajes de utilización de cada tipo de combustible.

Gráfica 9.
Energía generada por tecnología
2009



Energía generada por tipo de combustible
2009



A inicios del 2009 los precios del búnker utilizados para generación de energía eran en promedio de US\$35/BBL y en noviembre llegaron a tener valores de hasta US\$73/BBL.

Otro de los factores que afecta el Precio de Oportunidad de la Energía, es la variación en los precios de los combustibles búnker y diesel en el mercado internacional de combustibles. El promedio de los precios del búnker durante el 2009, fue de US\$ 56.30/BBL. Al inicio del año, los precios del búnker utilizados para generación de energía eran en promedio de US\$35/BBL, presentándose un incremento en los precios del mismo a partir del mes de junio, llegándose a tener valores de hasta US\$73/BBL en el mes de noviembre. Por su parte, el combustible diesel tuvo un precio promedio para el 2009 de US\$68.56/BBL, con una tendencia similar a la del búnker, llegando a alcanzar un precio máximo en el mes de diciembre de US\$88.6/BBL.

Las centrales o unidades generadoras marginales del Sistema Nacional Interconectado, generalmente son aquellas que utilizan búnker y diesel para la generación de energía. Debido a que las centrales generadoras marginales son las que fijan el Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot, el incremento en los precios de estos combustibles, trae como consecuencia el incremento en el costo variable de los generadores que utilizan estas tecnologías y el consiguiente incremento en el costo marginal del sistema cuando son requeridas dichas tecnologías, incrementándose entonces el Precio Spot.

En las gráficas 10, 11 y 12, puede observarse para cada una de las bandas horarias, mínima, media y máxima respectivamente; el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía por banda horaria comparado con los precios internacionales del búnker, siendo posible identificar las variaciones de los precios del Spot con respecto a los precios del búnker. Además se destacan los aspectos importantes que incidieron en el valor del Precio de Oportunidad de la Energía.

GRÁFICA 10
Precio spot banda mínima
precios búnker

- 1 04 de Mayo, disparo general SNI, por falla en Subestación San Joaquín.
- 2 12 de Octubre, Indisponibilidad de unidades térmicas (central San José) y menor aporte hidrológico en centrales hidroeléctricas.
- 3 11 de Junio, demanda debajo de lo programado, mayor aporte hidrológico en centrales filo de agua.
- 4 09 de Julio, demanda debajo de lo programado, mayor aporte hidrológico en centrales filo de agua.



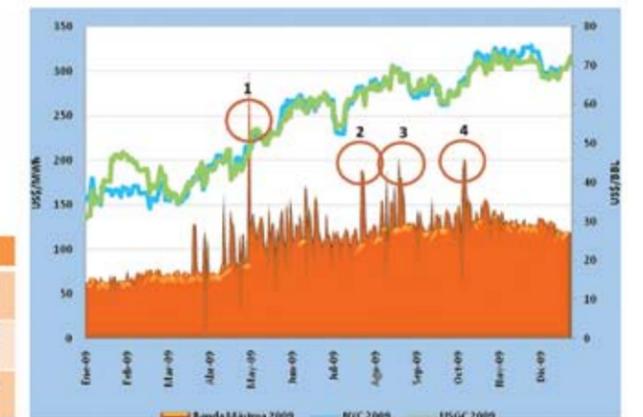
GRÁFICA 11
Precio spot banda media
precios búnker

- 1 08 de Mayo, Indisponibilidad de unidades térmicas (central San José).
- 2 13 de Octubre, demanda arriba de lo programado, menor aporte hidrológico en centrales filo de agua, indisponibilidad de unidades térmicas (Central San José).
- 3 27 de Octubre, demanda arriba de lo programado, menor aporte hidrológico en centrales filo de agua, indisponibilidad de unidades térmicas.



GRÁFICA 12
Precio spot banda máxima
precios búnker

- 1 04 de Mayo, disparo general del SNI, por falla en Subestación San Joaquín.
- 2 15 de Agosto, falla en circuitos 1 y 2 de la línea 230 KV Chixoy – Tactic provocando un disparo general del SNI.
- 3 24 de Agosto, Menor aporte hidrológico en centrales filo de agua, indisponibilidad de unidades térmicas (Planta San José).
- 4 11 de Octubre, explosión en pararrayos en enlace 1 de las subestaciones Escuintla 1 y 2 (230 KV), disparo general del SNI.



En resumen, los principales factores que influyeron en la determinación del Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2009 fueron los siguientes:

- a) Invierno seco, que redujo los aportes a las centrales hidroeléctricas
- b) Tendencia al alza en los precios de los combustibles
- c) Algunas fallas en el Sistema de transmisión, que se reflejan en los picos que tuvo el Precio Spot durante el año 2009.

1.2 Precios promedio de oportunidad de la energía registrados en el año 2009

En la gráfica 13, se muestran los precios promedio mensuales del Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2009. En dicha gráfica, se puede observar una tendencia al alza del POE a partir del mes de mayo, con una ligera declinación hasta el mes de julio, para luego incrementarse nuevamente en el mes de agosto. Este patrón de variación del POE, es coincidente con el incremento en los precios de los combustibles y la reducción en los aportes hidrológicos consecuencia del fenómeno El Niño, factores que como se mencionó anteriormente, son los que influyeron principalmente en la determinación del POE.

GRÁFICA 13
Precio de Oportunidad de la Energía promedio
2009



Este patrón de variación del POE es coincidente con el incremento en los precios de los combustibles y la reducción en los aportes hidrológicos

1.3 Tecnologías de generación que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía

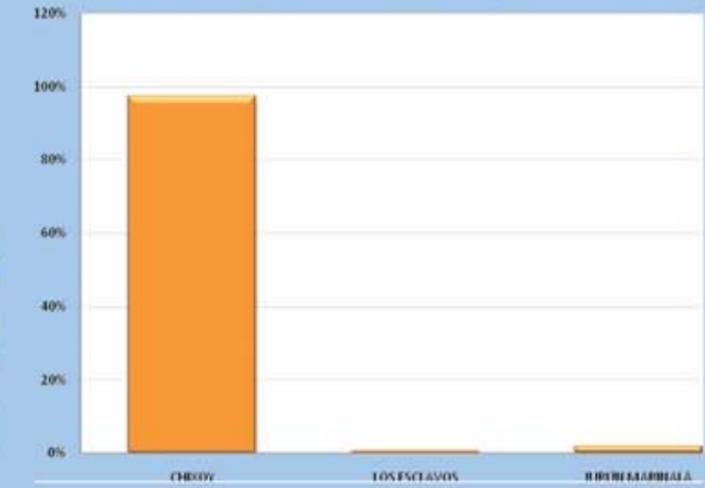
Gran parte de la energía producida para abastecer los requerimientos de la demanda del Sistema Nacional Interconectado deriva del uso del combustible búnker. Esto tiene como consecuencia que las unidades o centrales térmicas fijen el Precio de Oportunidad de la Energía gran parte del tiempo. Además, 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 cuadro 5 puede observarse para cada una de las bandas horarias, el porcentaje del tiempo que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía, durante el año 2009, las tecnologías de generación hidroeléctrica y térmica:

TIPO DE TECNOLOGÍA QUE FIJÓ EL PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGÍA		
AÑO 2009		
Tipo de Demanda	Tipo de tecnología	% de tiempo
Banda mínima	Hidroeléctricas	28.73%
	Térmicas	71.27%
Banda media	Hidroeléctricas	30.73%
	Térmicas	69.27%
Banda Máxima	Hidroeléctricas	24.04%
	Térmicas	75.96%

En las siguientes gráficas y cuadros se muestra un análisis por banda horaria del porcentaje de participación de las centrales generadoras hidroeléctricas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2009:

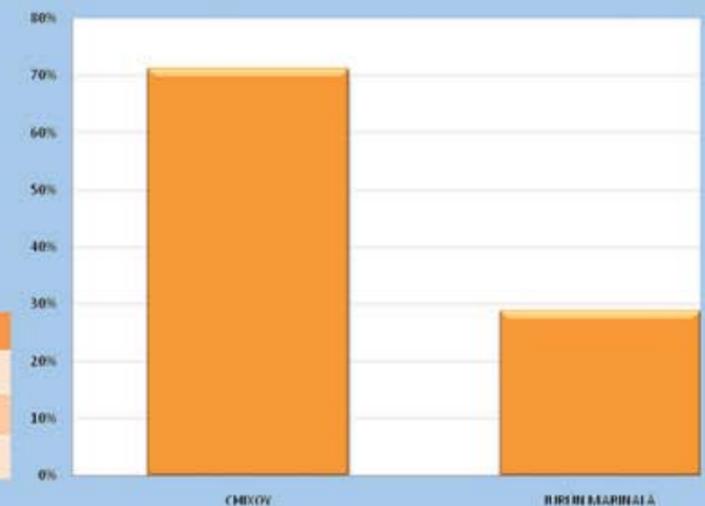
GRÁFICA 14
Plantas hidráulicas marginales
banda mínima
% de tiempo

Banda Mínima 2009	
Central	% de tiempo
CHIXOY	97.26%
LOS ESCLAVOS	0.83%
JURÚN MARINALÁ	1.91%



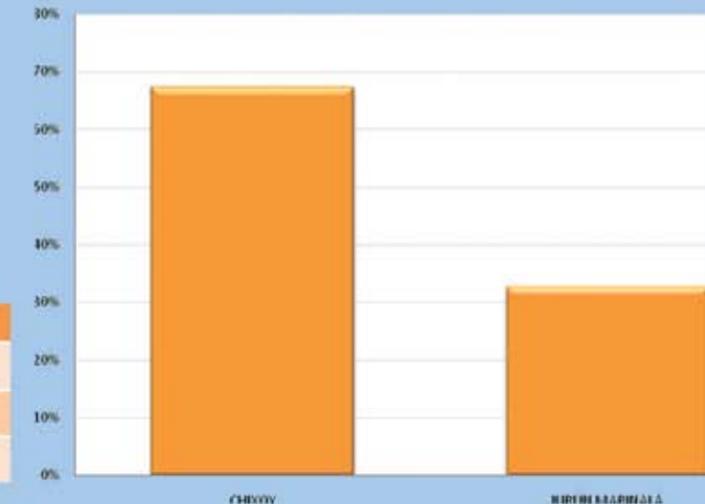
GRÁFICA 15
Plantas hidráulicas marginales
banda media
% de tiempo

Banda Media 2009	
Central	% de tiempo
CHIXOY	71.10%
JURÚN MARINALÁ	28.90%



GRÁFICA 16
Plantas hidráulicas marginales
banda máxima
% de tiempo

Banda Máxima 2009	
Central	% de tiempo
CHIXOY	67.24%
JURÚN MARINALÁ	32.76%



Las gráficas y cuadros siguientes muestran un análisis por banda horaria del porcentaje de participación de las centrales generadoras térmicas que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía durante el año 2009:

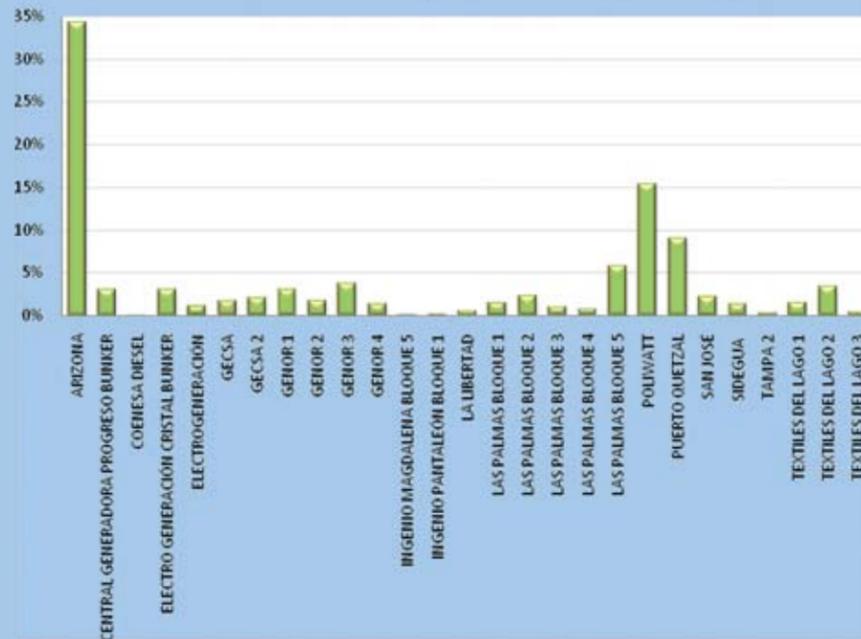
Banda Mínima 2009	
Unidad o central	% de tiempo
ARIZONA	34.26%
CENTRAL GENERADORA PROGRESO BÚNKER	3.03%
COENESA DIESEL	0.05%
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BÚNKER	3.03%
ELECTROGENERACIÓN	1.11%
GECSA	1.63%
GECSA 2	2.02%
GENOR 1	2.98%
GENOR 2	1.68%
GENOR 3	3.70%
GENOR 4	1.30%
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 5	0.10%
INGENIO PANTALEÓN BLOQUE 1	0.14%
LA LIBERTAD	0.53%
LAS PALMAS BLOQUE 1	1.44%
LAS PALMAS BLOQUE 2	2.26%
LAS PALMAS BLOQUE 3	0.96%
LAS PALMAS BLOQUE 4	0.67%
LAS PALMAS BLOQUE 5	5.77%
POLIWATT	15.38%
PUERTO QUETZAL POWER	8.94%
CENTRAL GENERADORA SAN JOSÉ	2.16%
SIDEGUA	1.30%
TAMPA 2	0.29%
TEXTILES DEL LAGO 1	1.49%
TEXTILES DEL LAGO 2	3.41%
TEXTILES DEL LAGO 3	0.38%

banda mínima

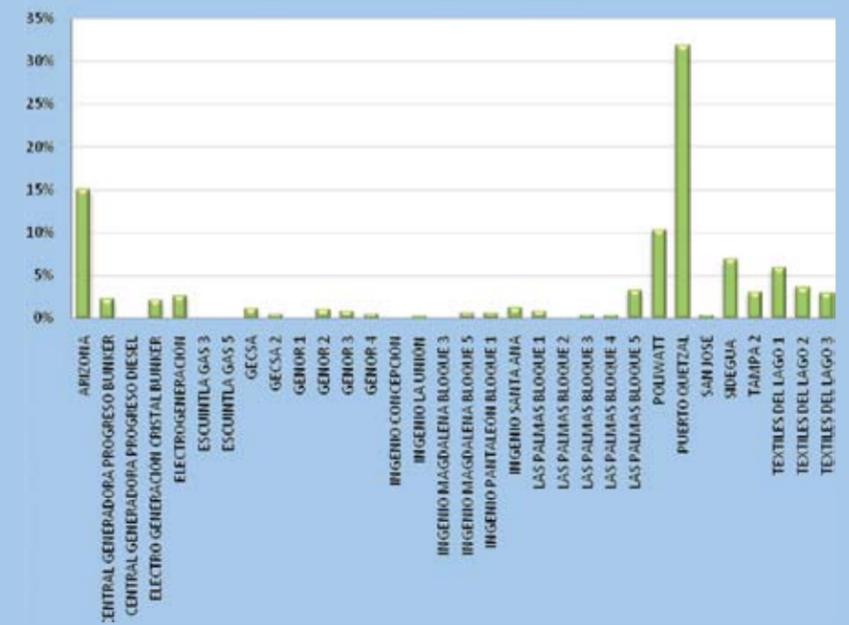
Banda Media 2009	
Unidad o central	% de tiempo
ARIZONA	15.06%
CENTRAL GENERADORA PROGRESO BÚNKER	2.34%
CENTRAL GENERADORA PROGRESO DIESEL	0.07%
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BÚNKER	2.18%
ELECTROGENERACIÓN	2.70%
ESCUINTLA GAS 3	0.20%
ESCUINTLA GAS 5	0.13%
GECSA	1.12%
GECSA 2	0.49%
GENOR 1	0.13%
GENOR 2	1.05%
GENOR 3	0.89%
GENOR 4	0.49%
INGENIO CONCEPCIÓN	0.13%
INGENIO LA UNIÓN	0.23%
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 3	0.03%
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 5	0.66%
INGENIO PANTALEÓN BLOQUE 1	0.66%
INGENIO SANTA ANA	1.29%
LAS PALMAS BLOQUE 1	0.79%
LAS PALMAS BLOQUE 2	0.20%
LAS PALMAS BLOQUE 3	0.40%
LAS PALMAS BLOQUE 4	0.33%
LAS PALMAS BLOQUE 5	3.36%
POLIWATT	10.32%
PUERTO QUETZAL POWER	31.81%
CENTRAL GENERADORA SAN JOSÉ	0.43%
SIDEGUA	6.92%
TAMPA 2	3.07%
TEXTILES DEL LAGO 1	5.93%
TEXTILES DEL LAGO 2	3.66%
TEXTILES DEL LAGO 3	2.93%

banda media

GRÁFICA 17
Plantas térmicas marginales banda mínima
% de tiempo



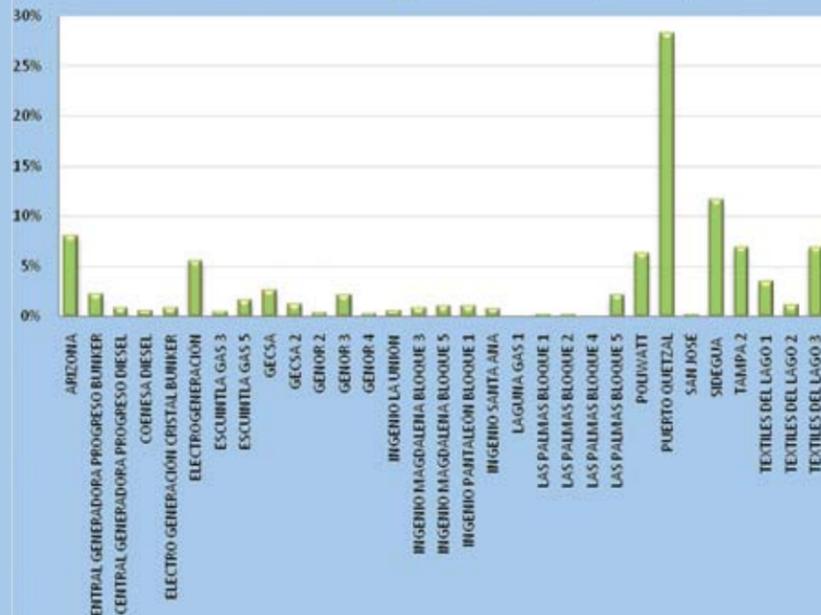
GRÁFICA 18
Plantas térmicas marginales banda media
% de tiempo



Banda Máxima 2009	
Unidad o central	% de tiempo
ARIZONA	8.12%
CENTRAL GENERADORA PROGRESO BUNKER	2.25%
CENTRAL GENERADORA PROGRESO DIESEL	0.90%
COENESA DIESEL	0.63%
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	0.90%
ELECTROGENERACIÓN	5.59%
ESCUINITA GAS 3	0.54%
ESCUINITA GAS 6	1.71%
GECSA	2.61%
GECSA 2	1.26%
GENOR 2	0.45%
GENOR 3	2.16%
GENOR 4	0.36%
INGENIO LA UNIÓN	0.63%
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 3	0.90%
INGENIO MAGDALENA BLOQUE 5	1.08%
INGENIO PANTALEÓN BLOQUE 1	1.08%
INGENIO SANTA ANA	0.81%
LAGUNA GAS 1	0.09%
LAS PALMAS BLOQUE 1	0.27%
LAS PALMAS BLOQUE 2	0.27%
LAS PALMAS BLOQUE 4	0.18%
LAS PALMAS BLOQUE 5	2.16%
POLIWATT	6.31%
PUERTO QUETZAL POWER	28.22%
CENTRAL GENERADORA SAN JOSÉ	0.27%
SIDEGUA	11.63%
TAMPA 2	6.94%
TEXTILES DEL LAGO 1	3.52%
TEXTILES DEL LAGO 2	1.17%
TEXTILES DEL LAGO 3	6.94%

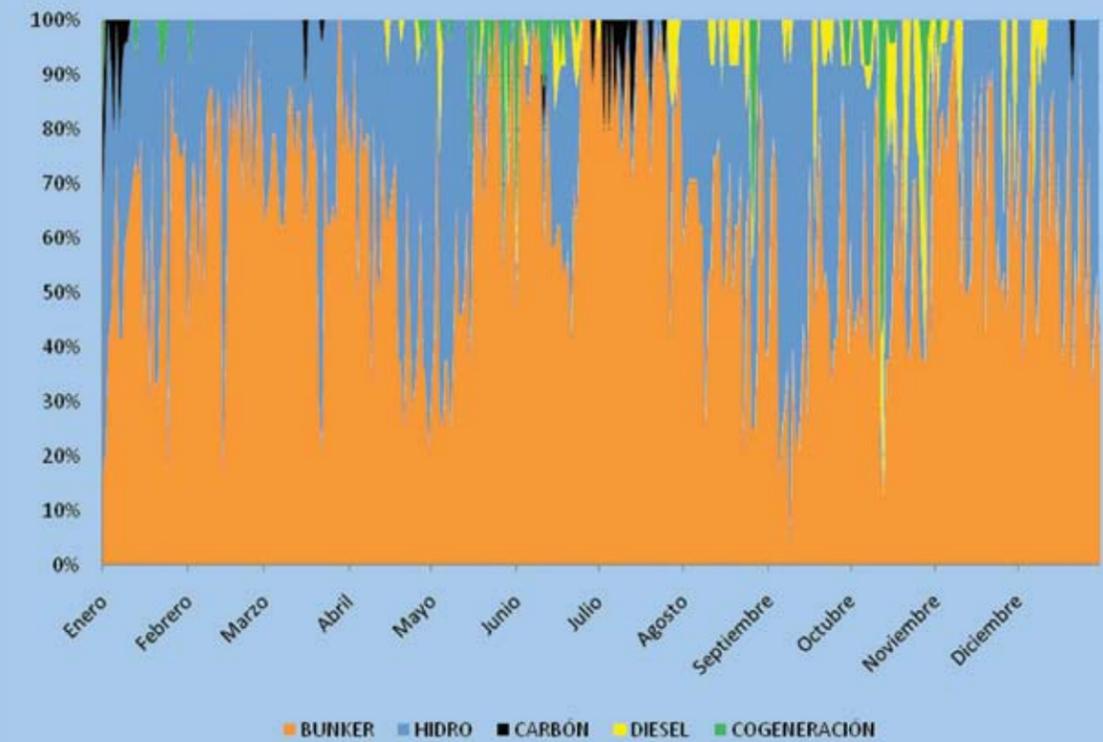
banda máxima

GRÁFICA 19
Plantas térmicas marginales banda máxima
% de tiempo

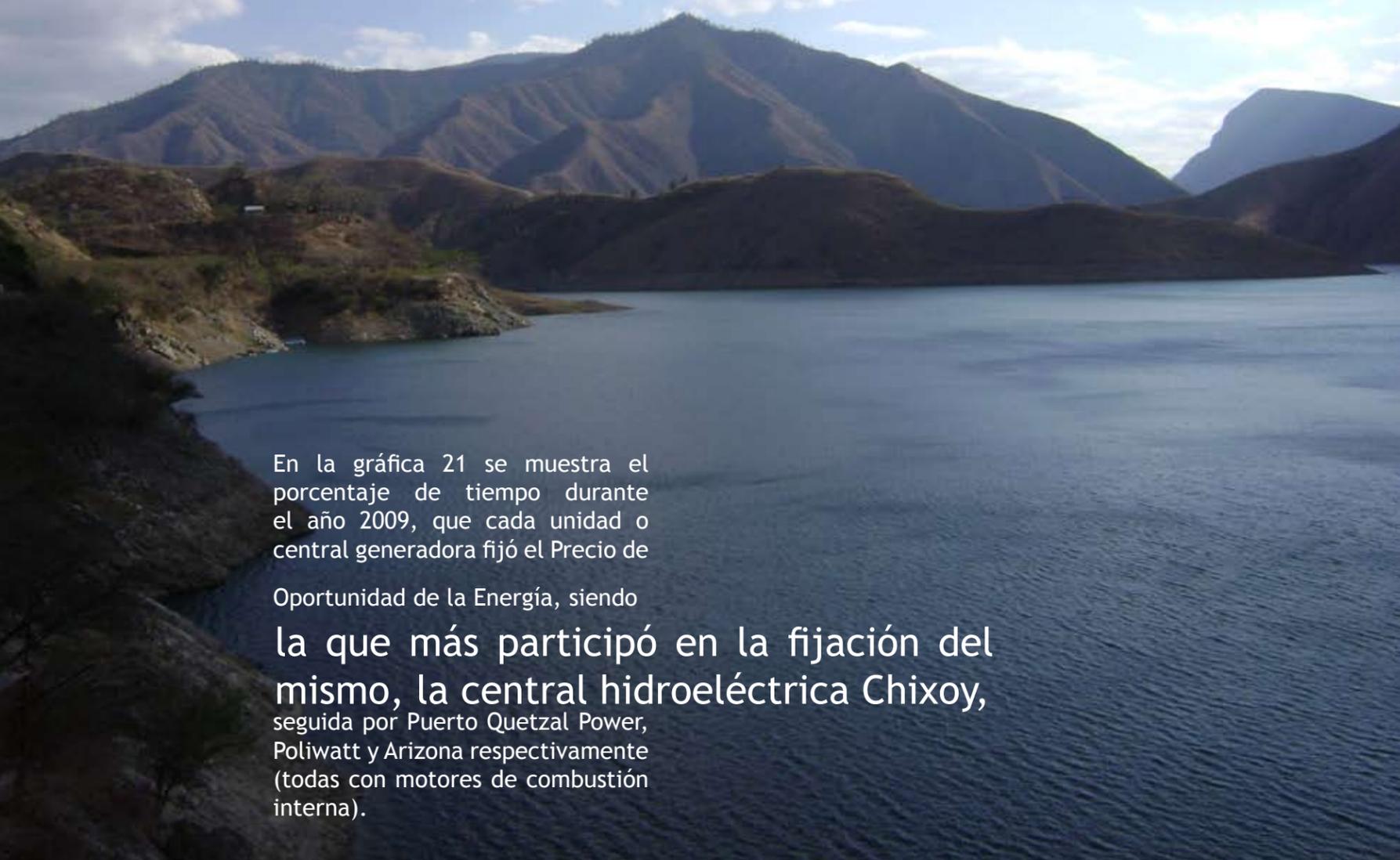


La siguiente gráfica muestra la participación, en porcentaje de tiempo en cada día, de los tipos de tecnología de generación que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía. El 100% representa las 24 horas de cada día.

GRÁFICA 20
Plantas marginales por tipo de combustible
2009



La tecnología que más participó en la fijación del Precio de Oportunidad de la Energía, es la que utiliza búnker como fuente primaria de energía, en segundo plano la energía hidroeléctrica. Se observa también alguna participación importante de la generación con diesel en los meses de octubre y noviembre.



En la gráfica 21 se muestra el porcentaje de tiempo durante el año 2009, que cada unidad o central generadora fijó el Precio de

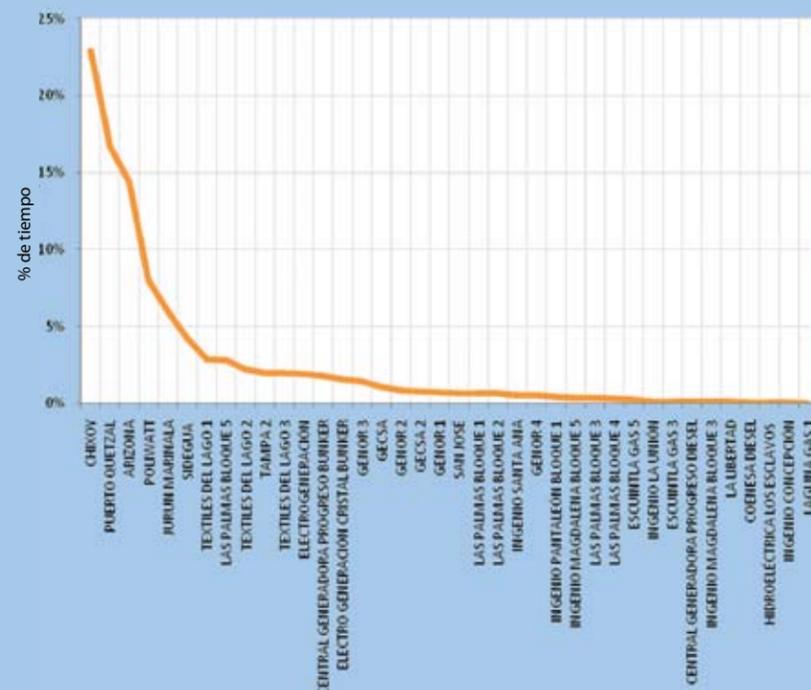
Oportunidad de la Energía, siendo

la que más participó en la fijación del mismo, la central hidroeléctrica Chixoy, seguida por Puerto Quetzal Power, Poli watt y Arizona respectivamente (todas con motores de combustión interna).

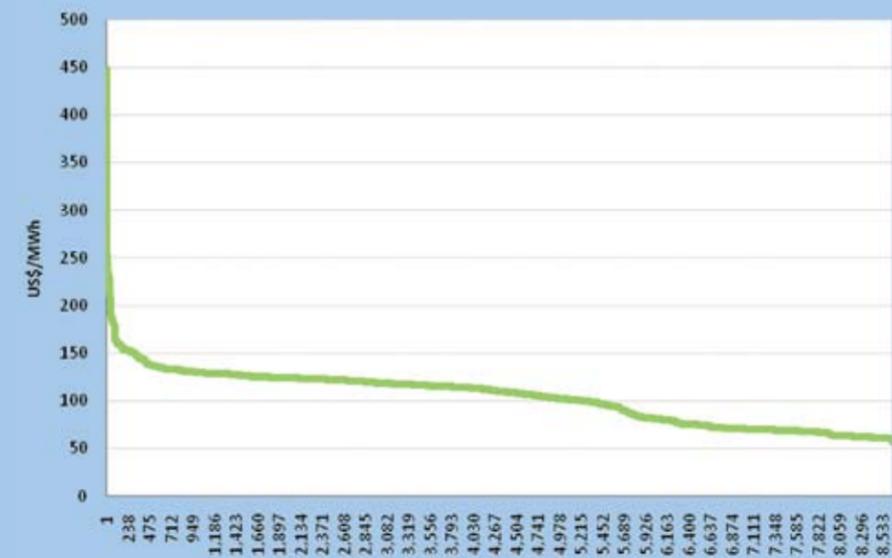
1.4 Curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía

En la gráfica siguiente se muestra la curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía. Como se mencionó anteriormente, éste estuvo influenciado por el alza en los precios internacionales de los combustibles y un invierno “seco” afectado por la influencia del fenómeno El Niño. En la gráfica citada, puede observarse que el POE alcanzó un valor máximo de US\$449.05/MWh el 4 de mayo de 2009, resultado del despacho de la unidad Laguna Gas 1. A las 17:14 horas de este día, se produjo una falla en la subestación San Joaquín por la explosión en un pararrayos, provocando un evento de cero tensión en el S.N.I.

GRÁFICA 21
Unidades o centrales marginales
2009

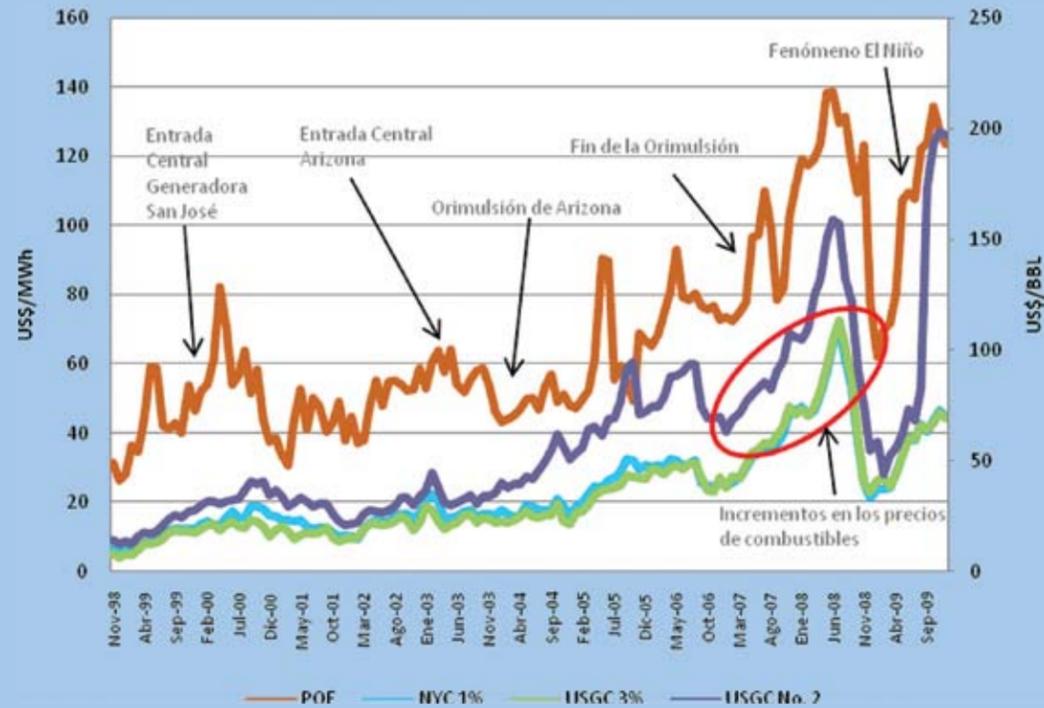


GRÁFICA 22
Curva de duración POE horario
2009



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 23
Combustibles - Precio promedio de Oportunidad de la Energía



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 o fallas en el Sistema de transmisión.
- Entrada de nuevas centrales generadoras.
- Sequías o inviernos copiosos.

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.
- El invierno del año 2009 fue seco debido a la influencia del fenómeno El Niño, coincidiendo con un incremento en los precios internacionales de los combustibles.

Como se puede observar en el cuadro 12 (siguiente página), por primera vez desde que el Mercado Mayorista inició en el año 1998 hay una reducción del precio promedio anual en el Mercado de Oportunidad de la Energía de un año respecto al otro, de tal forma que en el año 2009, se tuvo un Precio Spot promedio de US\$103.24/MWh, el cual es US\$17.28/MWh menor al promedio del año 2008. En la columna del promedio mensual, se puede observar que **el mes de mayo es el que tiene el Precio Spot promedio más alto, lo cual obedece a que en dicho mes, termina la época de zafra de los Ingenios Cogeneradores y el invierno no se ha establecido formalmente,** siendo necesario convocar a generar a unidades de costo variable mayor, para cubrir la demanda del Sistema Nacional Interconectado.

CUADRO 12

PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD (US\$/MWH)												Promedio mensual	
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008		2009
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17	62.00	57.10
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.88	58.62
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26	71.77	60.62
Abril		43.93	82.08	44.36	48.3	57.65	47.1	61.3	81.24	77.72	123.91	80.58	68.02
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29	107.39	79.79
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.5	109.39	74.56
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51	107.73	71.28
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27	121.90	73.60
Septiembre		43.05	51.76	40.63	54.02	58	57.1	55.01	76.89	78.54	118.72	123.66	68.85
Octubre		40.29	58.47	42.9	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37	134.23	68.41
Noviembre	31.66	53.66	43.6	48.97	52.72	53.71	51.32	68.91	76.72	102.56	123.13	126.95	69.49
Diciembre	26.51	46.74	37.46	37.95	58.99	46.15	47.99	66.89	72.64	111.71	77.83	123.45	62.86
Promedio	29.09	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.8	62.16	76.93	89.65	120.52	103.24	65.06

CUADRO 13

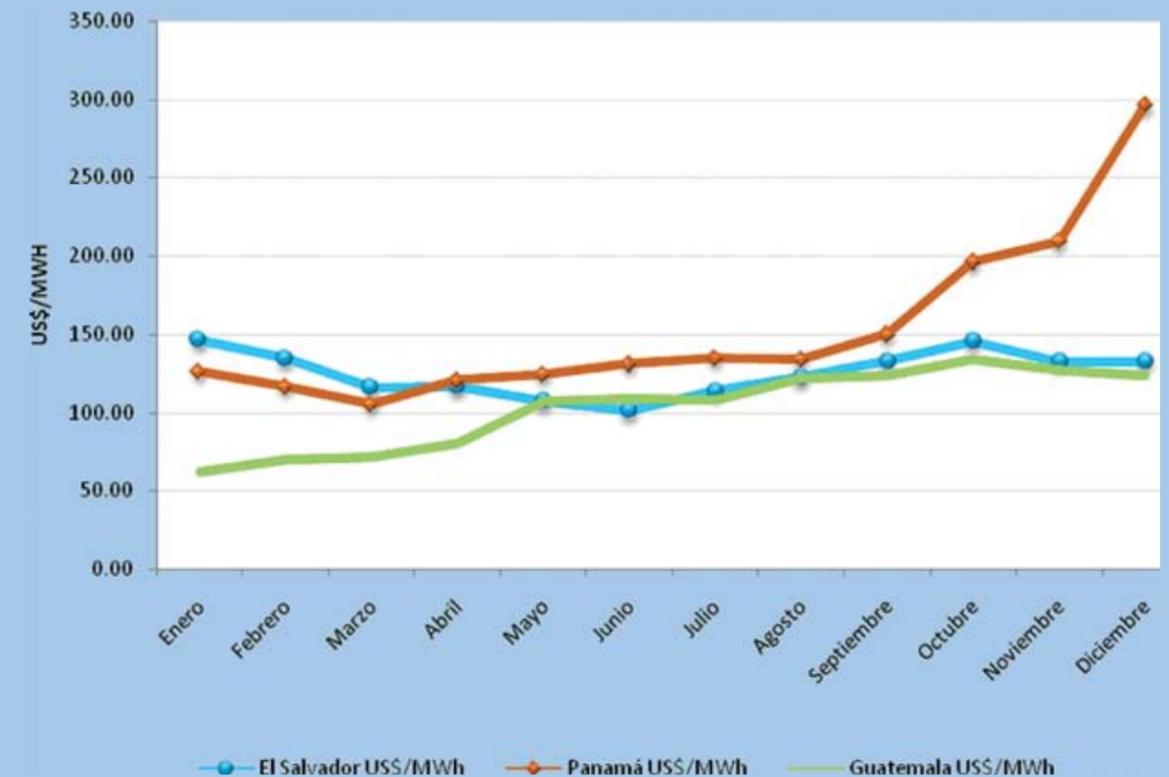
Mes	El Salvador US\$/MWh (1)	Panamá US\$/MWh (2)	Guatemala US\$/MWh
Enero	146.03	126.15	62.00
Febrero	134.30	116.69	69.88
Marzo	115.73	105.16	71.77
Abril	116.50	120.35	80.58
Mayo	107.00	124.24	107.39
Junio	100.79	131.08	109.39
Julio	113.60	134.94	107.73
Agosto	122.13	133.87	121.90
Septiembre	132.77	149.81	123.66
Octubre	145.58	195.90	134.23
Noviembre	132.51	209.32	126.95
Diciembre	132.46	295.76	123.45
PROMEDIO	124.95	153.61	103.24



1.5 Comparación de precios de mercado de la energía

En la gráfica 24, se muestra una comparación entre los precios de la energía en el mercado de oportunidad de Guatemala, El Salvador y Panamá. Como se puede observar en dicha gráfica, los precios de la energía de Guatemala y de El Salvador, tuvieron la misma tendencia a partir del mes de mayo del año 2009, mientras los precios de la energía de Panamá, tuvieron una tendencia al alza a partir del mes de septiembre.

GRÁFICA 24
Comparativo precios de la energía 2009





Incidencia del fenómeno 2

EL NIÑO en la generación de energía eléctrica

2.1. Fenómeno El Niño

El Niño es un fenómeno océano-atmosférico que ocurre en promedio una vez cada 4 años. Sin embargo, su ocurrencia puede variar dentro del rango de 2 a 7 años. Este fenómeno tiene una duración promedio entre 9 y 12 meses. Típicamente inicia su formación en el trimestre de junio-julio-agosto, alcanza su pico o índice máximo durante los meses comprendidos entre diciembre y abril y vuelve a sus condiciones normales entre los meses de mayo y junio del siguiente año. Este fenómeno es monitoreado mediante distintos indicadores o índices en la región del océano Pacífico tropical. Los principales índices utilizados para el monitoreo del mismo incluyen:

- Las anomalías de las temperaturas en la superficie del mar en distintas regiones del océano Pacífico tropical.
- Las anomalías de las velocidades del viento a distintas alturas del océano Pacífico tropical.
- Los cambios de presiones atmosféricas a nivel del mar en la isla de Tahití y en Darwin (Australia), así como, la diferencia entre ellas; denominándose a esta diferencia Índice de Oscilación del Sur (IOS), entre otros.

En Guatemala los episodios del fenómeno El Niño se manifiestan con temperaturas ambiente elevadas y con una acentuada disminución de las precipitaciones pluviales sobre todo el territorio nacional, principalmente en la costa del océano Pacífico.

La Administración Nacional Oceánica Atmosférica (NOAA por sus siglas en inglés), toma como principal índice para monitorear, evaluar y predecir el fenómeno El Niño, el Índice Oceánico del Niño (ONI por sus siglas en inglés). Éste índice mide las anomalías de las temperaturas en la superficie del mar del océano Pacífico en la región denominada Niño 3.4, localizada en las coordenadas 5° N-5° S, 120° - 170° W. Dichas anomalías son medidas en promedios trimestrales, y es considerado un evento El Niño cuando dichas anomalías sobrepasan los 0.5 °C por encima del promedio y si prevalecen por cinco o más trimestres consecutivos, con traslapes de dos meses entre cada trimestre (ejemplo, junio-julio-agosto, julio-agosto-septiembre, agosto-septiembre-octubre, etc.).

Por el contrario, cuando dichas anomalías tiene como valor -0.5 °C o más por debajo del promedio, es considerado un fenómeno La Niña. La Niña al contrario del fenómeno El Niño se manifiesta en Guatemala con temperaturas ambiente más bajas de lo normal y con altas precipitaciones pluviales sobre todo el territorio nacional.

2.2. Incidencia del Fenómeno El Niño en el Año 2009

A principios del mes de junio del año 2009, las temperaturas en el océano Pacífico Tropical (región Niño 3.4), comenzaron a presentar una temperatura 0.5 °C por encima de sus valores normales, lo cual dio indicios de la formación de un episodio más del fenómeno El Niño. Dichas temperaturas continuaron incrementándose durante el resto del año, alcanzando su nivel máximo en el trimestre noviembre-diciembre-enero.

La gráfica 25 muestra la tendencia de las temperaturas en el océano Pacífico Tropical (región Niño 3.4) para el período 2008-2009. En la misma se puede observar que el comienzo de la época lluviosa del año 2009 estaba influenciado por el final de una fase del fenómeno La Niña, por lo cual el principio de dicha época presentó precipitaciones muy elevadas.

GRÁFICA 25
Índice Oceánico de El Niño ONI
2008-2010



Comportamiento de las temperaturas en la superficie del mar del océano Pacífico en la región Niño 3.4 para el período 2008-2009. Índice de Oscilación del Niño (ONI).

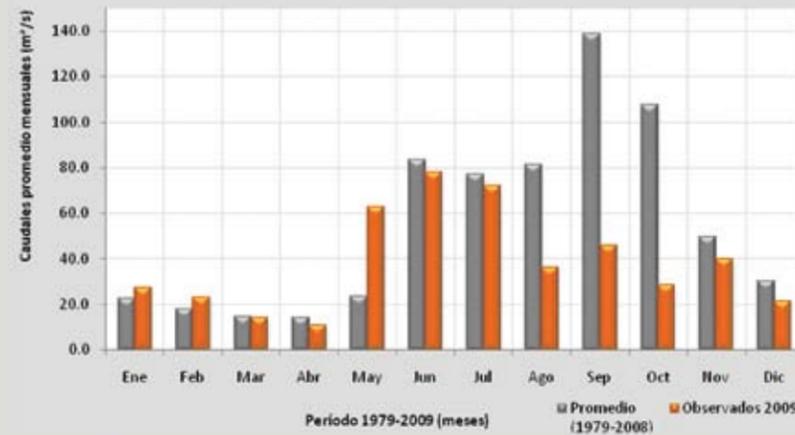
Fuente: Administración Nacional Oceánica Atmosférica (NOAA por sus siglas en inglés).

Sin embargo, a partir del mes de junio, este escenario cambia su rumbo, ya que las temperaturas del mar en el océano Pacífico se incrementaron 0.5 °C sobre el promedio y continuaron en ascenso, propiciando así un inminente evento del fenómeno El Niño. Esto tuvo como consecuencia la disminución en la precipitación pluvial para el resto de la época lluviosa del 2009.

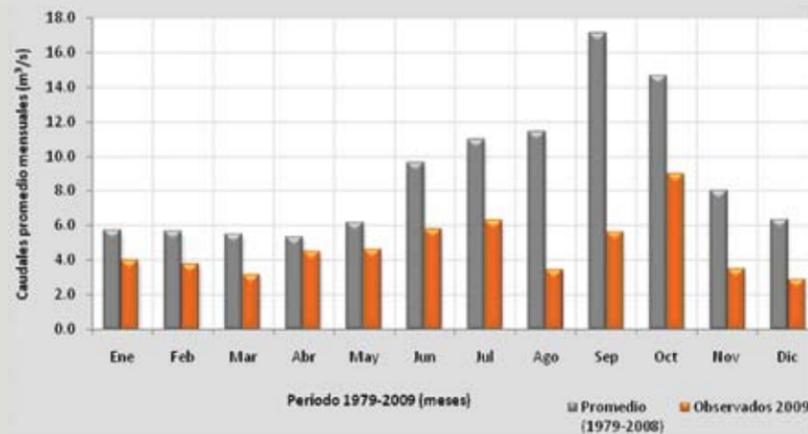
El episodio del fenómeno El Niño presentado en el año 2009, tuvo consecuencias negativas en la generación de energía eléctrica a base del recurso hídrico a nivel nacional. Por ejemplo en los embalses de las hidroeléctricas de Chixoy y Aguacapa, los caudales llegaron a reducirse en algunos meses hasta un 70% con respecto a su promedio histórico de los últimos 30 años.

En la gráficas 26 y 27 puede apreciarse la diferencia de los caudales mensuales entrantes para los embalses en mención durante el 2009 y los caudales promedio para el período 1979-2008.

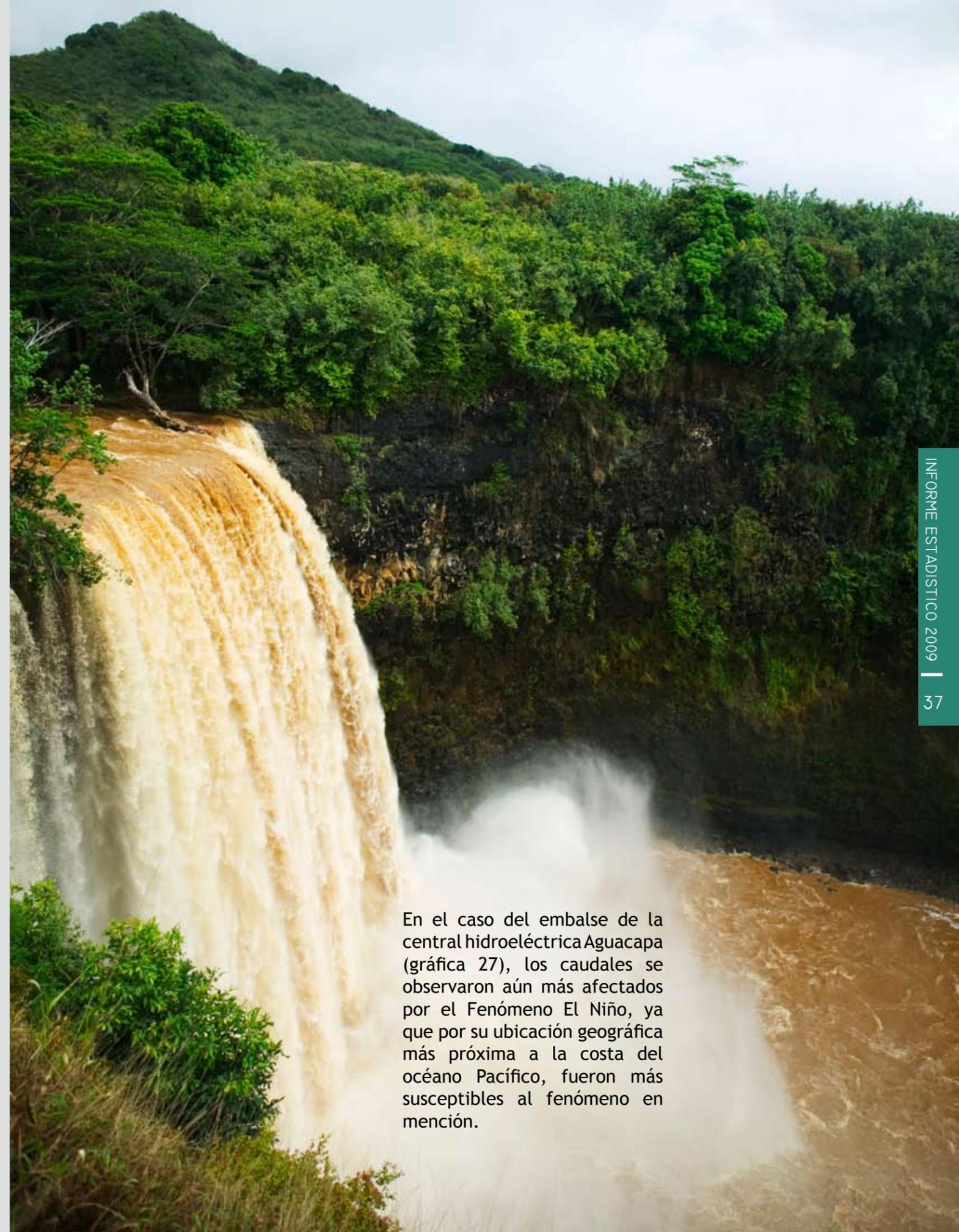
GRÁFICA 26
Caudales promedio (1979-2008) vrs. caudales 2009
Chixoy



GRÁFICA 27
Caudales promedio (1979-2008) vrs. caudales 2009
Aguacapa



En las gráficas anteriores, se puede observar la diferencia considerable de los caudales entrantes a los embalses de las hidroeléctricas de Chixoy y de Aguacapa. En el caso del embalse de la central hidroeléctrica Chixoy (gráfica 26), para los meses de mayo a julio, los caudales se observaron mínimamente afectados, esto debido a que, como se muestra en la gráfica 25, el inicio de la época lluviosa del 2009 se encontraba influenciada por el evento La Niña 2008-2009, lo cual tuvo como resultado, altas precipitaciones para dichos meses. Sin embargo, a partir del mes de agosto dichos caudales se ven altamente afectados, ya que el evento El Niño iniciaba su desarrollo.



En el caso del embalse de la central hidroeléctrica Aguacapa (gráfica 27), los caudales se observaron aún más afectados por el Fenómeno El Niño, ya que por su ubicación geográfica más próxima a la costa del océano Pacífico, fueron más susceptibles al fenómeno en mención.

En los cuadros 14 y 15, puede apreciarse cuantitativamente como los caudales mensuales de la época lluviosa del año 2009 fueron fuertemente afectados en proporción con los caudales promedio para el período de años 1979-2008.

CUADRO 14

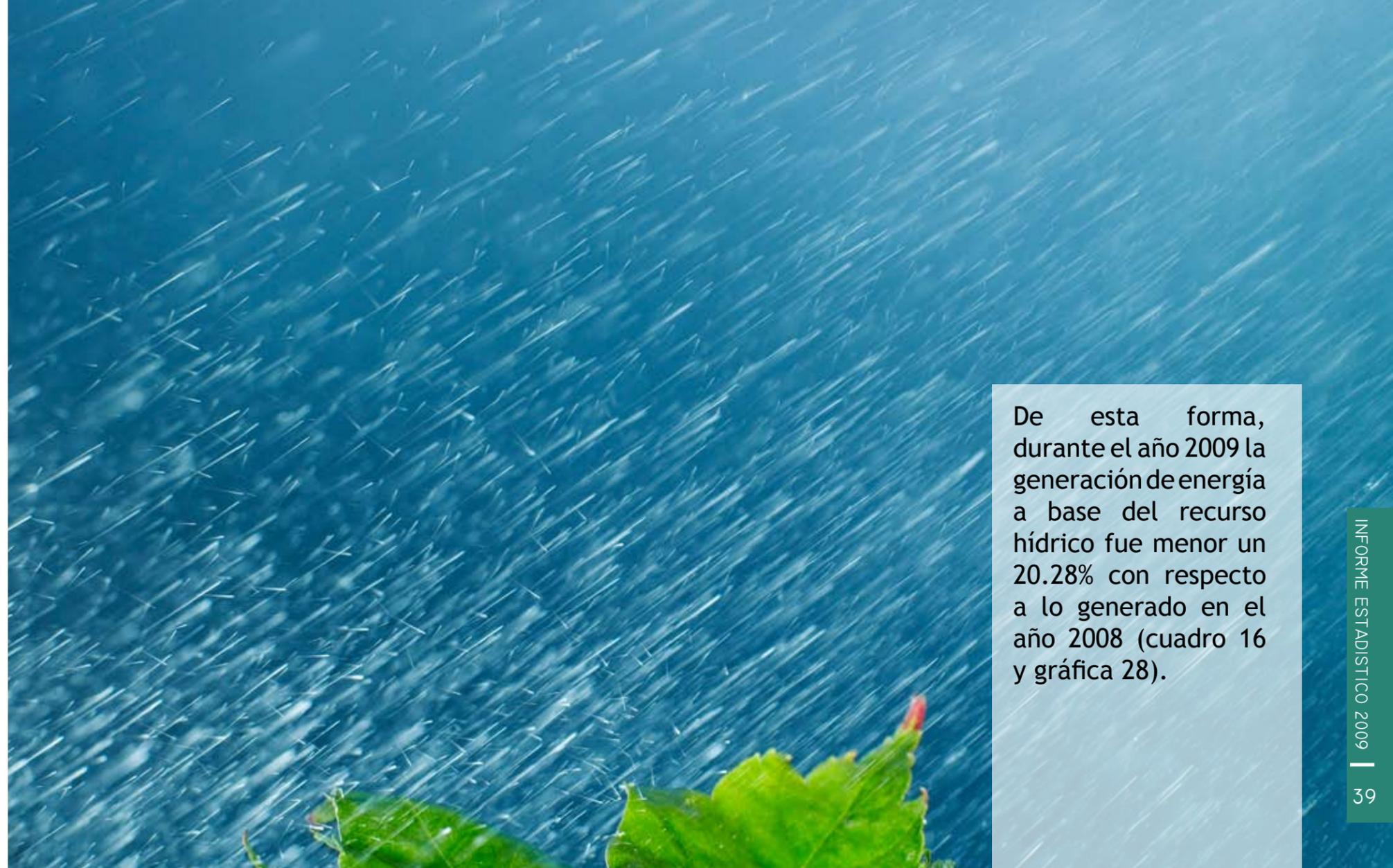
Caudales promedio m³/s (1979-2008) vs mensuales 2009 -Embalse Chixoy-				
Mes	Promedio (1979-2008)	Observados 2009	ΔQ	%
Ene	22.4	27.18	4.8	21.2
Feb	17.7	23.12	5.4	30.3
Mar	14.6	14.28	-0.3	-1.9
Abr	14.3	10.63	-3.7	-25.7
May	23.3	62.71	39.4	168.8
Jun	83.6	77.82	-5.7	-6.9
Jul	77.0	71.87	-5.2	-6.7
Ago	81.2	35.93	-45.3	-55.8
Sep	138.7	45.72	-93.0	-67.0
Oct	107.4	28.32	-79.0	-73.6
Nov	49.5	39.88	-9.6	-19.4
Dic	30.2	21.23	-9.0	-29.8

*ΔQ: Diferencial entre caudal observado y promedio.

CUADRO 15

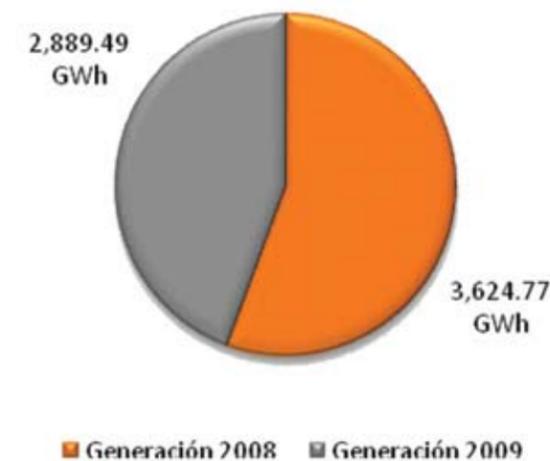
Caudales Promedio (1979-2008) vs mensuales 2009 -Embalse Aguacapa-				
Mes	Promedio (1979-2008)	Observados 2009	ΔQ	%
Ene	5.7	4.02	-1.7	-29.8
Feb	5.7	3.81	-1.9	-33.3
Mar	5.5	3.19	-2.3	-42.2
Abr	5.3	4.54	-0.8	-15.1
May	6.2	4.65	-1.5	-24.9
Jun	9.6	5.82	-3.8	-39.6
Jul	11.0	6.3	-4.7	-42.5
Ago	11.4	3.48	-7.9	-69.5
Sep	17.1	5.64	-11.5	-67.1
Oct	14.6	8.97	-5.7	-38.7
Nov	8.0	3.49	-4.6	-56.6
Dic	6.4	2.91	-3.5	-54.4

*ΔQ: Diferencial entre caudal observado y promedio.



De esta forma, durante el año 2009 la generación de energía a base del recurso hídrico fue menor un 20.28% con respecto a lo generado en el año 2008 (cuadro 16 y gráfica 28).

GRÁFICA 28
Generación hidroeléctrica



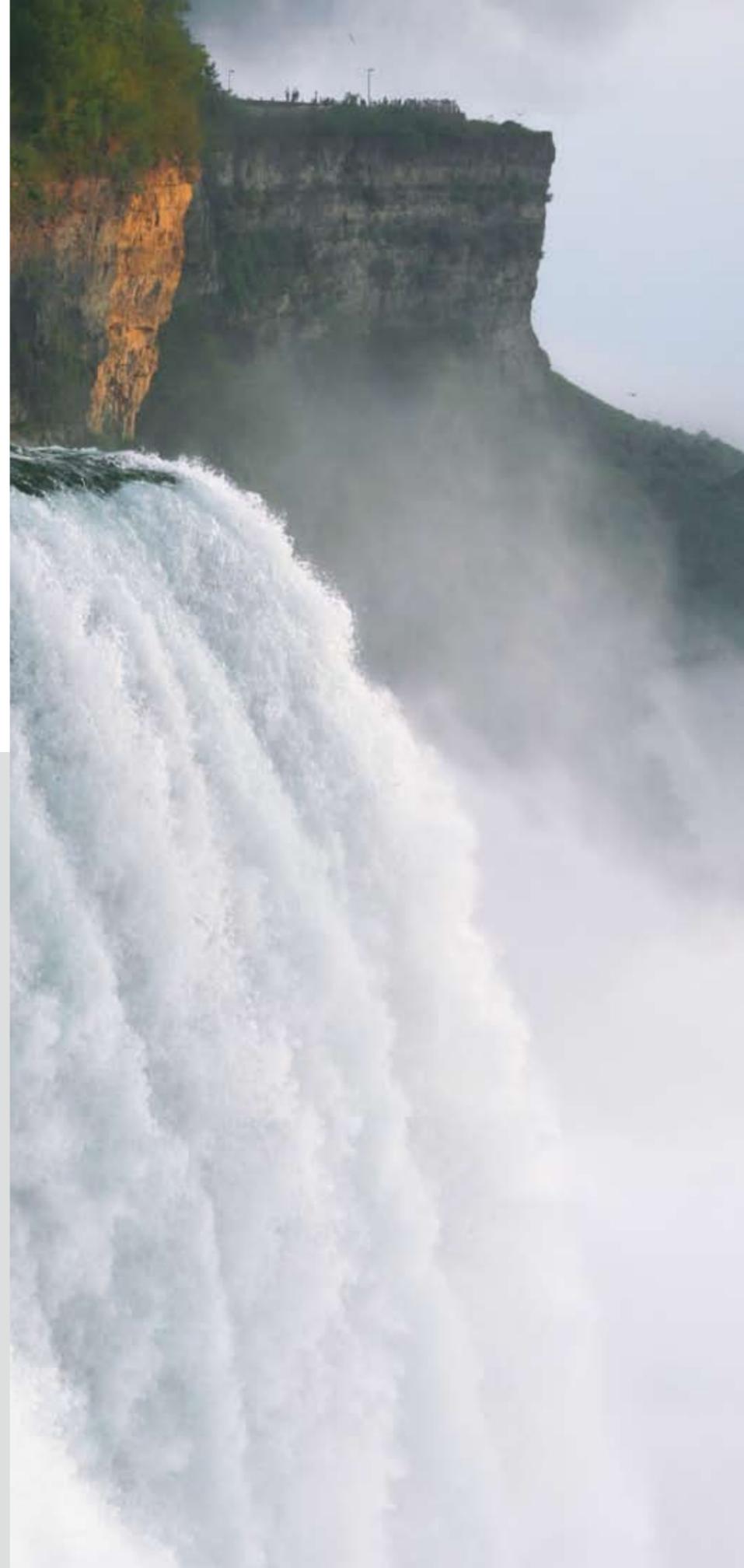
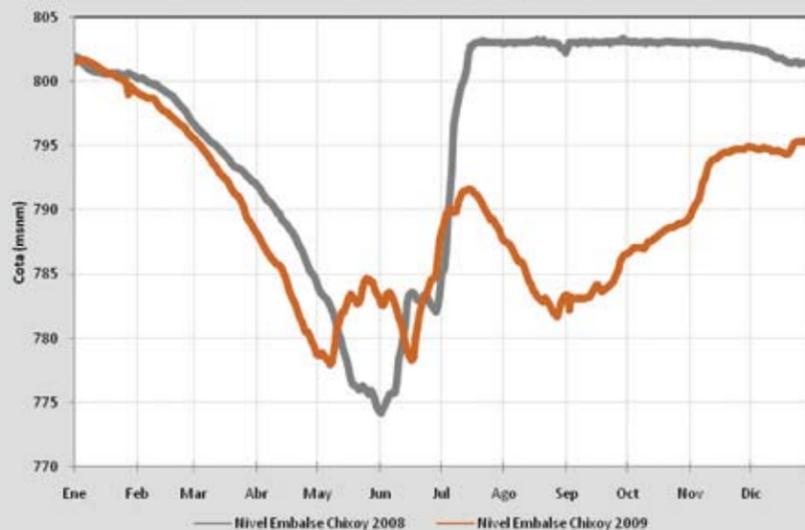
Cuadro 16. Plantas Hidráulicas	
Año	GWh
Generación 2008	3,624.77
Generación 2009	2,889.49

2.3. Comportamiento de los embalses de regulación anual

2.3.1 Central Hidroeléctrica Chixoy

Durante el año 2009, el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy no alcanzó su nivel máximo. La cota máxima alcanzada durante todo el año fue de 801.74 m.s.n.m., el 4 de enero (época seca). Durante la época lluviosa, la cota máxima alcanzada fue de 791.65 m.s.n.m., el 14 de julio. Derivado de la política de manejo del embalse de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE en coordinación con el AMM, la cota alcanzada al final del año tuvo un valor máximo de 795.36 m.s.n.m., el 30 de diciembre. La operación del embalse del año 2009 en cuanto a las cotas alcanzadas, dista mucho de la correspondiente al año 2008, donde el nivel máximo del embalse se alcanzó el 16 de julio y se mantuvo hasta el 10 de noviembre. Los efectos del invierno copioso del año 2008, se reflejan en la cota máxima alcanzada durante el 2009, que como se dijo anteriormente se presentó el 4 de enero, fecha correspondiente a la época seca.

GRÁFICA 29
Comportamiento del embalse de Chixoy
Comparativo 2008-2009

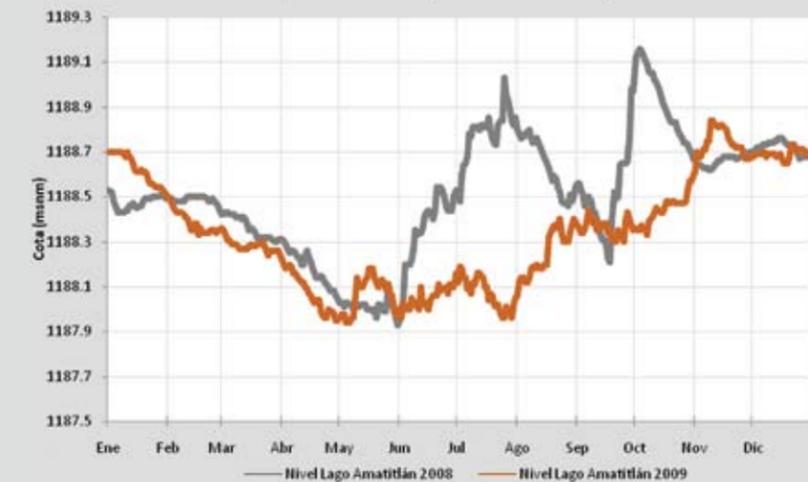


2.3.2 Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá

Los efectos del fenómeno El Niño fueron reflejados también en los niveles registrados en el Lago de Amatitlán, que sirve de embalse de regulación anual a la central hidroeléctrica Jurún Marinalá.

Como puede observarse en la gráfica 30, el mes de mayo refleja un nivel alto, mientras que a finales del mes de julio refleja la etapa más crítica, opuesto a lo que sucedió en el pasado año 2008, cuando para la misma fecha el nivel del Lago de Amatitlán estaba en uno de sus puntos más altos.

GRÁFICA 30
Comportamiento del Lago de Amatitlán
Comparativo 2008-2009

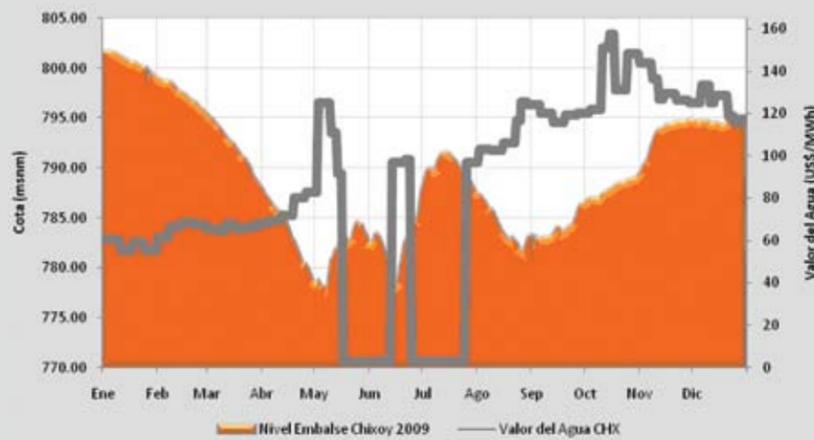


2.4. Valor del Agua

2.4.1 Central Hidroeléctrica Chixoy

El fenómeno El Niño, también tuvo consecuencias en el valor del agua calculado. El comportamiento del valor del agua, para el año 2009, en relación con el nivel del embalse de la central hidroeléctrica Chixoy, se puede observar en la gráfica 31:

GRÁFICA 31
Nivel embalse Chixoy
Valor del agua

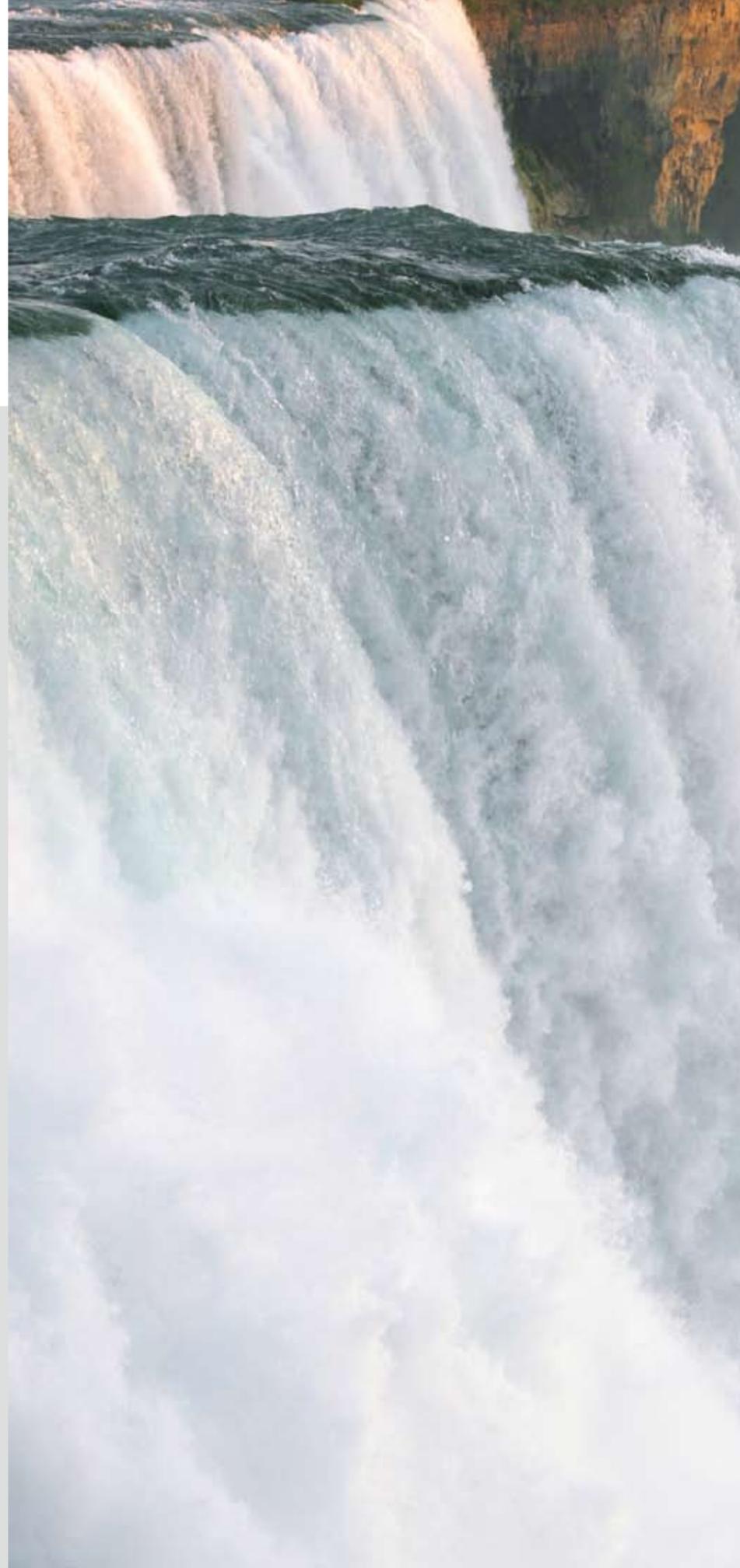


Los datos más relevantes, monitoreados para el valor del agua de la central hidroeléctrica Chixoy, se muestran a continuación:

cuadro 17

Valor del agua Chixoy 2009 en US\$/MWh		
Máximo	157.46	Semana 42 (11 al 17 octubre)
Mínimo	2.96	Semanas 21 a 24 y 26 a 30 (17 mayo - 13 junio) y (24 junio - 24 julio)
Promedio	83.79	

El valor de US\$2.96 por MWh, es el valor correspondiente a operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica.



2.4.2 Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá

El comportamiento del valor del agua, para el año 2009, en relación con el nivel del Lago de Amatitlán, que cumple la función de embalse de regulación anual, se puede observar en la gráfica 32:

GRÁFICA 32
Nivel Lago de Amatitlán
Valor del agua



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

cuadro 18

Valor del agua Jurún Marinalá 2009 en US\$/MWh		
Máximo	158.30	Semana 42 - (11 al 17 octubre)
Mínimo	60.70	Semana 05 - (25 al 31 enero)
Promedio	104.22	

2.5. Generación de Energía

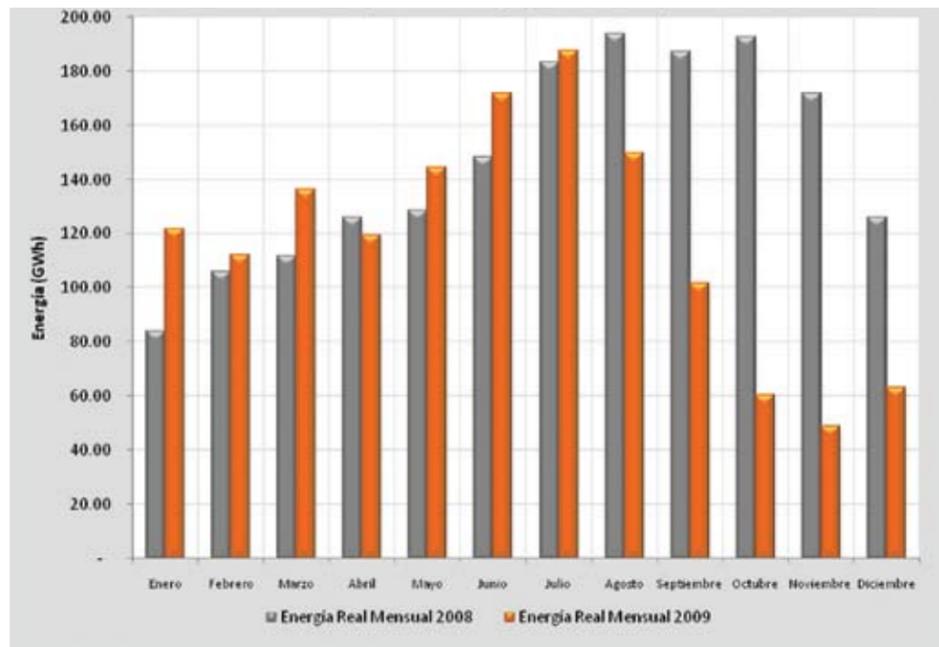
2.5.1 Central Hidroeléctrica Chixoy

En comparación con el año 2008, para el año 2009, se obtuvieron las siguientes cifras, en cuanto a generación de energía eléctrica mensual se refiere (cuadro 19 y gráfica 33):

CUADRO 19

Generación de energía - Chixoy GWh				
Mes	Energía 2008	Energía 2009	Diferencia 2009-2008	% diferencia respecto 2008
Enero	83.88	121.58	37.70	44.94%
Febrero	105.86	112.25	6.39	6.04%
Marzo	111.64	136.53	24.89	22.29%
Abril	125.84	119.60	-6.24	-4.96%
Mayo	128.63	144.36	15.73	12.23%
Junio	148.36	171.67	23.31	15.71%
Julio	183.50	187.79	4.29	2.34%
Agosto	193.68	149.89	-43.79	-22.61%
Septiembre	187.25	101.79	-85.46	-45.64%
Octubre	192.81	60.60	-132.21	-68.57%
Noviembre	171.89	48.95	-122.94	-71.52%
Diciembre	125.87	62.94	-62.93	-49.99%
TOTAL	1,759.21	1,417.95	-341.26	-19.40%

GRÁFICA 33
Comparativo energía generada Chixoy 2008-2009

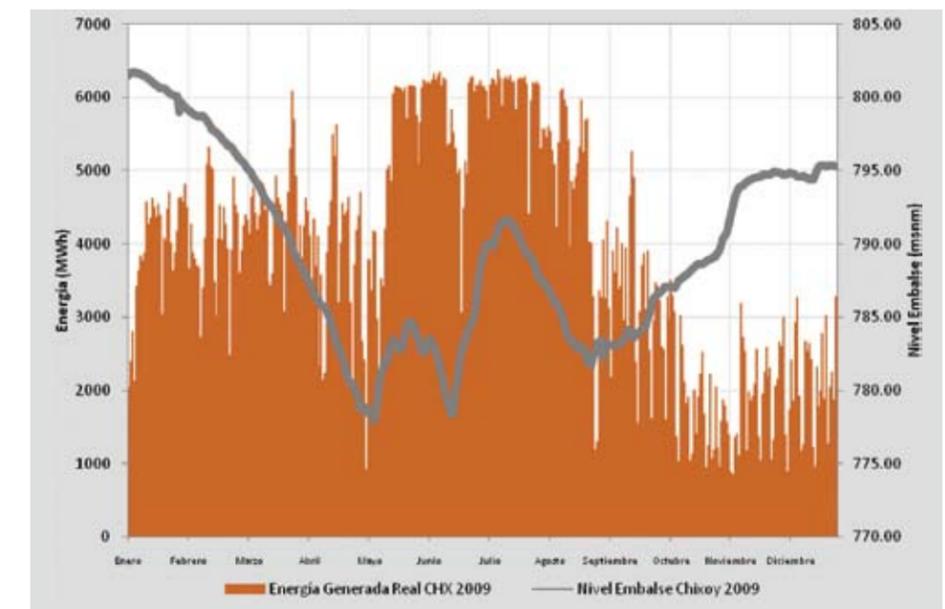


Como se puede observar en la gráfica 33, durante el primer semestre del año 2009, la generación para la central hidroeléctrica Chixoy fue muy similar a la del año 2008, e incluso mayor durante algunos meses, sin embargo, durante el segundo semestre la generación de energía se reduce considerablemente en comparación con la del año 2008 durante el mismo período. Lo anterior es consecuencia, como se mencionó en los párrafos anteriores, que el inicio del año 2009 (época seca) estaba influenciado por el fenómeno La Niña registrándose precipitaciones importantes, mientras que durante el segundo semestre (época lluviosa) el evento que influenció las precipitaciones a nivel nacional fue el fenómeno El Niño reduciéndolas considerablemente.

El promedio diario de generación de la central hidroeléctrica Chixoy para el año 2009 fue de 4.04 GWh. En la época lluviosa (mayo-octubre) se obtuvo un promedio de generación de energía de 4.55 GWh diarios, mientras que en el 2008 para el mismo período, se alcanzó un promedio diario de 6.05 GWh. Hacia el final del año 2009, en el período comprendido entre septiembre a diciembre, el promedio diario de generación fue del orden de 2.59 GWh.

En la gráfica 34, se muestra la relación entre la energía generada diariamente por la central hidroeléctrica Chixoy y el nivel del embalse.

GRÁFICA 34
Energía diaria - Comportamiento del embalse Chixoy



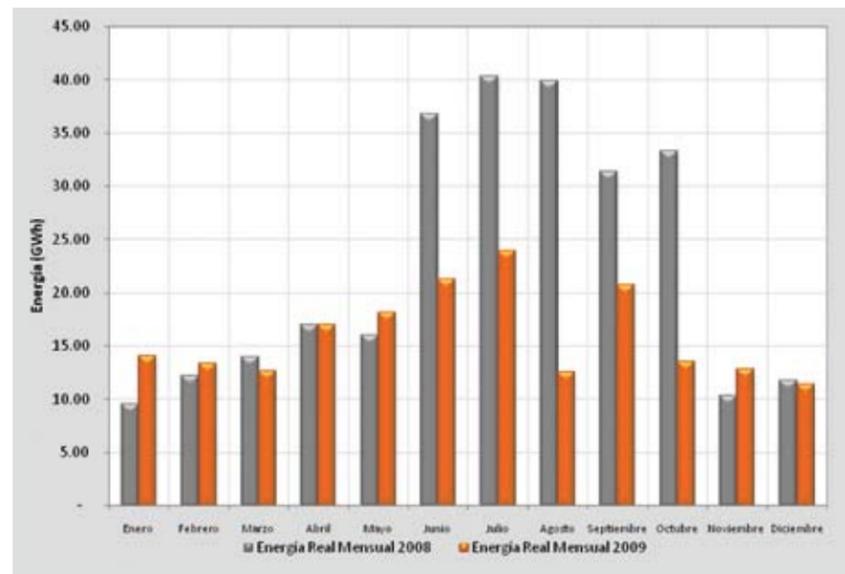
2.5.2 Central Hidroeléctrica Jurún Marinalá

En el cuadro 20 y en la gráfica 35 se observa la generación mensual de la central hidroeléctrica Jurún Marinalá para los años 2008 y 2009:

CUADRO 20

Generación de energía - Jurun Marinala GWh				
Mes	Energía 2008	Energía 2009	Diferencia 2009-2008	% diferencia respecto 2008
Enero	9.56	14.06	4.50	47.09%
Febrero	12.24	13.37	1.13	9.22%
Marzo	14.02	12.63	-1.39	-9.94%
Abril	16.96	16.99	0.03	0.17%
Mayo	16.05	18.16	2.11	13.13%
Junio	36.82	21.27	-15.55	-42.22%
Julio	40.33	23.90	-16.43	-40.74%
Agosto	39.91	12.55	-27.36	-68.55%
Septiembre	31.36	20.73	-10.63	-33.90%
Octubre	33.36	13.53	-19.83	-59.44%
Noviembre	10.38	12.84	2.46	23.67%
Diciembre	11.75	11.38	-0.37	-3.17%
TOTAL	272.74	191.40	-81.34	-29.82%

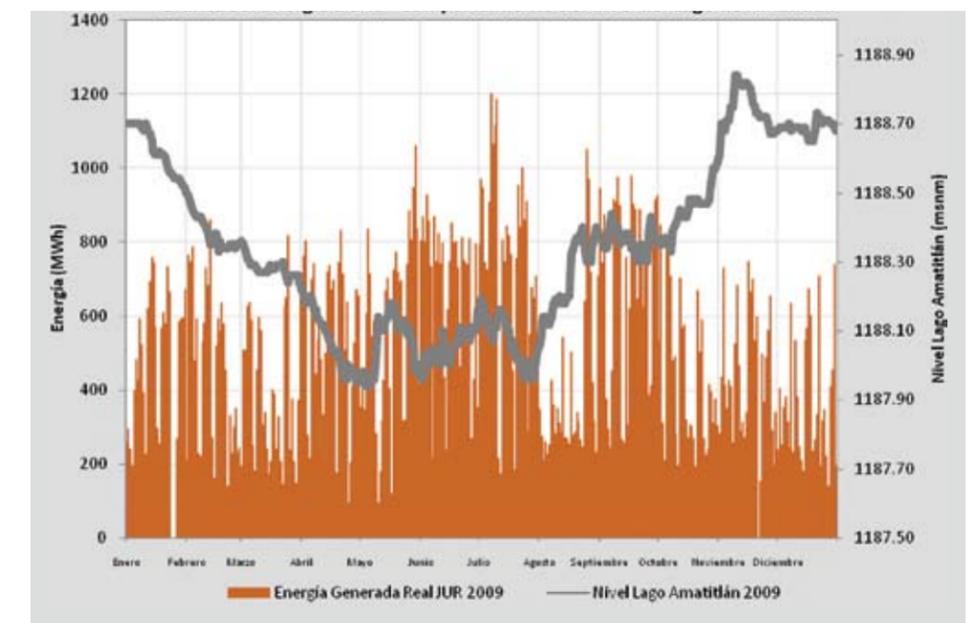
GRÁFICA 35
Comparativo energía generada Jurún Marinalá 2008-2009



El promedio diario de generación para el año 2009 fue de 0.46 GWh. En la época lluviosa del 2009 (mayo-octubre) se obtuvo un promedio de generación de energía de 0.52 GWh diarios, mientras que en el mismo periodo del 2008 se pudo obtener un promedio diario de 1.19 GWh.

En la gráfica 36, se muestra la relación entre la energía generada diariamente por la central hidroeléctrica Jurún Marinalá y el nivel del Lago de Amatitlán.

GRÁFICA 36
Energía diaria - Comportamiento del nivel Lago de Amatitlán





Demanda de energía y potencia

del Sistema Nacional Interconectado

SNI

3. Demanda de potencia y energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Guatemala

3.1 Registros históricos de la demanda máxima de potencia y energía eléctrica del país.

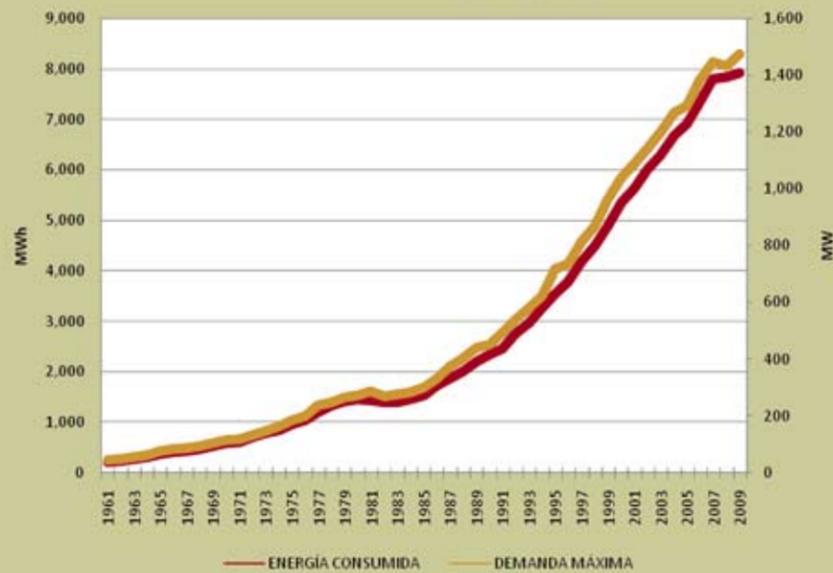
La demanda máxima de potencia y energía eléctrica, ha evolucionado en Guatemala desde 46 MW en 1961 hasta 1,472.47 MW en 2009, lo que significa que en medio siglo, la evolución de la demanda eléctrica se ha multiplicado por 32.

Dentro del período mencionado se distinguen tres tendencias claramente diferenciadas en cuanto al ritmo de crecimiento de la demanda máxima de potencia y energía; es así que para la primera tendencia, que comprende 1961-1978 se tuvo un crecimiento promedio de 11% para la demanda máxima de potencia y 12% para la demanda de energía; en la segunda tendencia, 1979-1983 se tuvo un crecimiento promedio de 2% para la demanda máxima de potencia y de 1% para la demanda de energía; y en la tercera tendencia, 1984-2009, el crecimiento promedio para la demanda máxima de potencia y de energía fue de 7%.

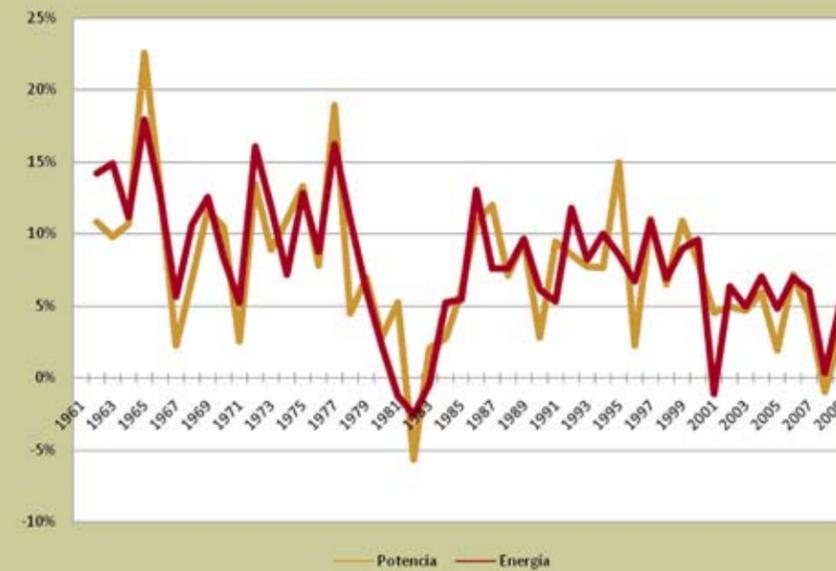
La gráfica 37 representa las demandas máximas históricas de potencia y consumos de energía que han sido registradas en el Sistema Nacional Interconectado desde el año 1961 hasta el año 2009, donde se puede apreciar las diferencias en los ritmos de crecimiento antes descritos.

Dentro del período 1961-2009 ha habido años con estancamiento o decremento de la demanda, como el año 1981 (potencia máxima 5.24%, energía -1.29%); el año 1982 (potencia máxima -5.64%, energía -2.58%); el año 1983 (potencia máxima 2.10%, energía -0.42%); y más recientemente el año 2008 (potencia máxima -0.93%, energía 0.63%). Los crecimientos interanuales porcentuales de demanda máxima de potencia y energía del SNI del período 1961 a 2009, son mostrados en la gráfica 38.

GRÁFICA 37
Demanda histórica de potencia y energía de SNI



GRÁFICA 38
Porcentaje de crecimiento anual de potencia y energía de SNI



El año 2008 fue un año atípico en la evolución de la demanda máxima de potencia y energía; tanto la demanda máxima de potencia como la de energía se vieron afectadas a la baja por los efectos a nivel nacional de la crisis financiera que incidió sobre la actividad económica global (dicho efecto sobre la economía nacional se acentuó en el año 2009 tal como muestra el PIB para dicho año, según se observa en las gráficas 41 y 42) y por los efectos de las campañas de eficiencia y ahorro energético promovidas en ese año tanto por el Ministerio de Energía y Minas como por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, derivado de los elevados precios de los combustibles utilizados para generación de energía.

Siendo el año 2008 atípico en los términos antes descritos, es conveniente observar el comportamiento de la demanda máxima de potencia y de energía con base en el año previo al inicio de las condiciones económicas y acciones de reducción de demanda del año 2008, por lo que resulta conveniente realizar una comparación del crecimiento ocurrido para el año 2009 respecto al año 2007. De tal comparación se tiene que en 2009 la demanda máxima de potencia se incrementó 2.01% y la demanda de energía se incrementó 1.56%, que equivalen a 2.97% y 0.93%, respectivamente, con relación al año 2008.

3.2 Correlación del Producto Interno Bruto (PIB) con la demanda máxima de potencia y energía eléctrica para el período 2001 - 2009.

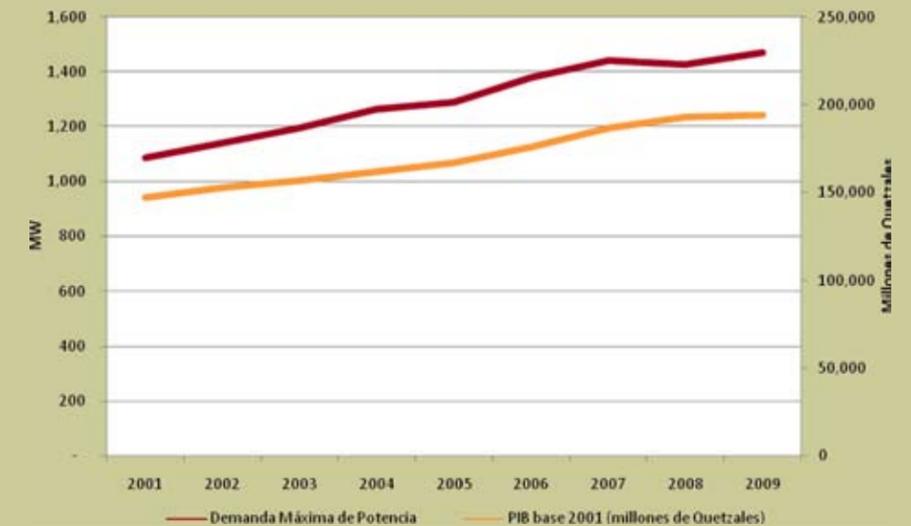
Debido a la coincidencia en tendencia y simultaneidad que presenta en general la variable macroeconómica PIB respecto a la demanda máxima de potencia y de energía, y a la relación explicativa de los efectos que sobre estas dos últimas tiene la primera, cobra importancia la consideración del comportamiento histórico que estas variables han mostrado en los años anteriores.

Por esa razón las gráficas 39 y 40 presentan el comportamiento entre las magnitudes del PIB, la demanda máxima de potencia y la demanda de energía durante el período del 2001 al 2009, respectivamente.

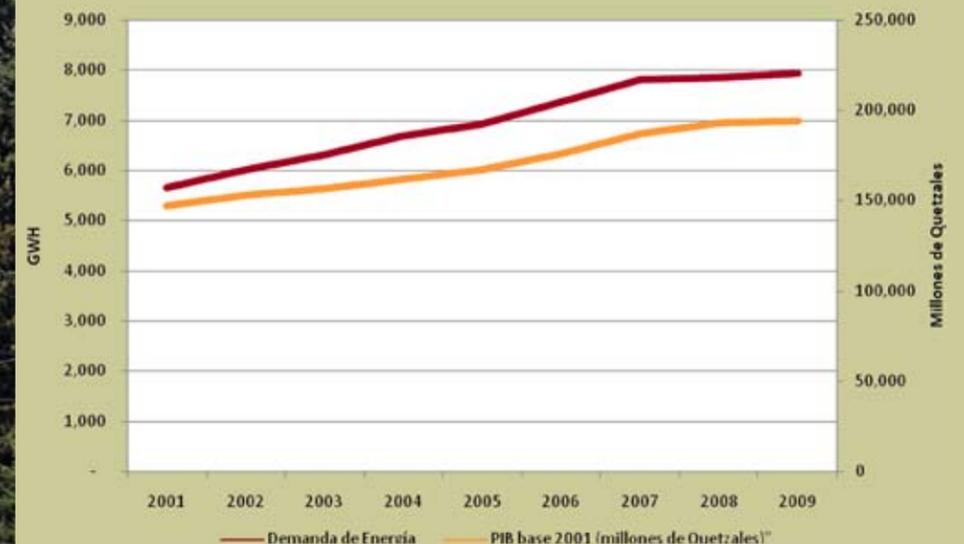


en 2009 la demanda máxima de potencia se incrementó 2.01% y la demanda de energía se incrementó 1.56%

GRÁFICA 39
Evaluación de la demanda máxima de potencia y PIB 2001-2009

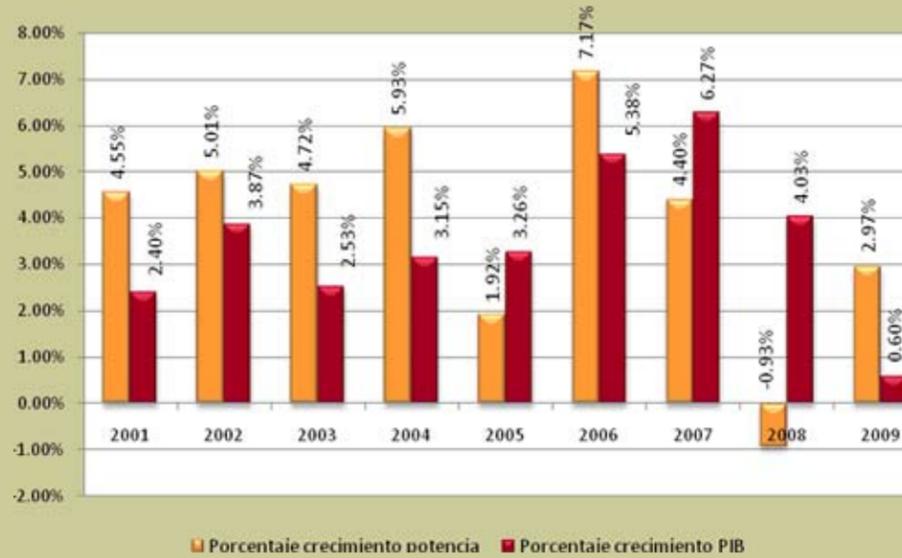


GRÁFICA 40
Evaluación de la demanda de energía y PIB 2001-2009



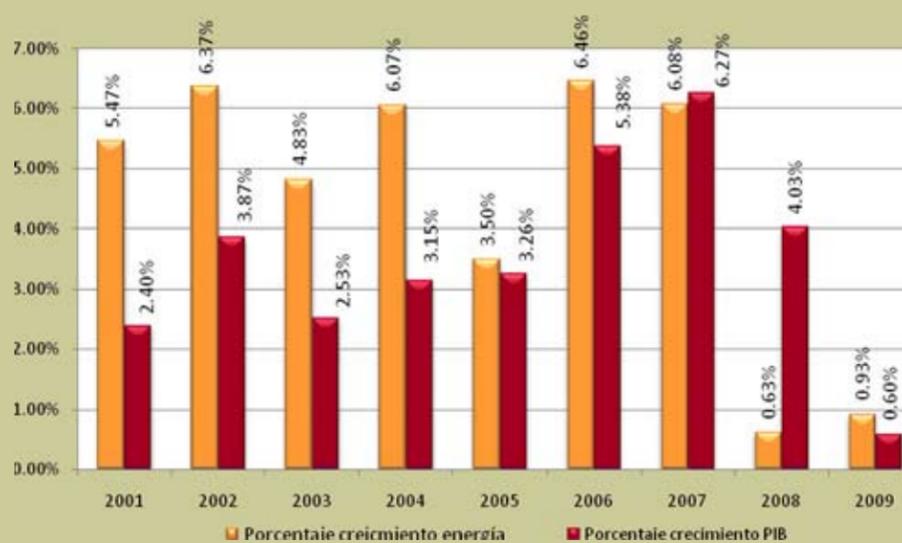
A continuación, las gráficas 41 y 42 muestran la relación entre el porcentaje de variación interanual del PIB y la demanda máxima de potencia del SNI y el porcentaje de variación interanual del PIB y la demanda de energía del SNI, ambas durante el período 2001-2009, respectivamente.

GRÁFICA 41
Comparación de crecimiento entre la demanda máxima de potencia y PIB 2001-2009



Según se aprecia en la gráfica 41, la tendencia de crecimiento observada entre la demanda máxima de potencia y el PIB es la misma para el período mostrado salvo para el año 2008, en que la demanda máxima de potencia tuvo un decremento ligado a las condiciones descritas en la sección 3.1 de este informe.

GRÁFICA 42
Comparación de crecimiento entre la demanda de energía y PIB 2001-2009



La gráfica 42 muestra la coincidencia en la tendencia de crecimiento que presenta la demanda de energía con el PIB para el período mostrado. Al igual que sucedió con la demanda máxima de potencia para el año 2009 (gráfica 41), la demanda de energía para dicho año tuvo una recuperación respecto al año 2008. Dentro del período mostrado, tanto la demanda máxima de potencia como la demanda de energía tuvieron su menor tasa de crecimiento (incluso decremento) en el año 2008, y el PIB la tuvo en el año 2009.

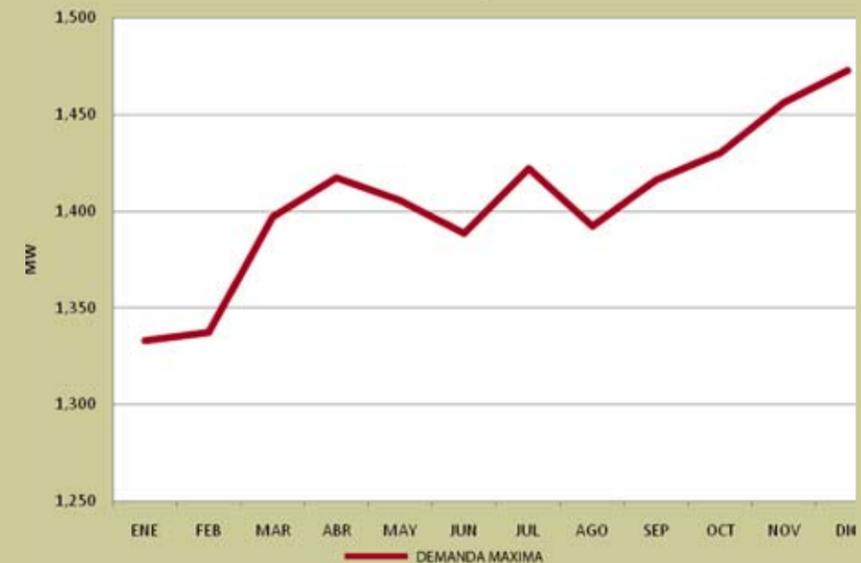
El comportamiento observado entre la demanda máxima de potencia y energía, y el PIB, durante el período mostrado -pero especialmente en el año 2009- sugiere que la demanda eléctrica (de potencia y energía) se anticipa un año a los efectos que se observan en el desempeño económico del país.

3.3 Comportamiento mensual de la demanda máxima de potencia y energía eléctrica durante el año 2009.

Durante el año 2009 se observó una recuperación de la demanda máxima de potencia y energía, respecto al año 2008. A continuación se presenta y describe la evolución mensual de dicha recuperación durante el año 2009.

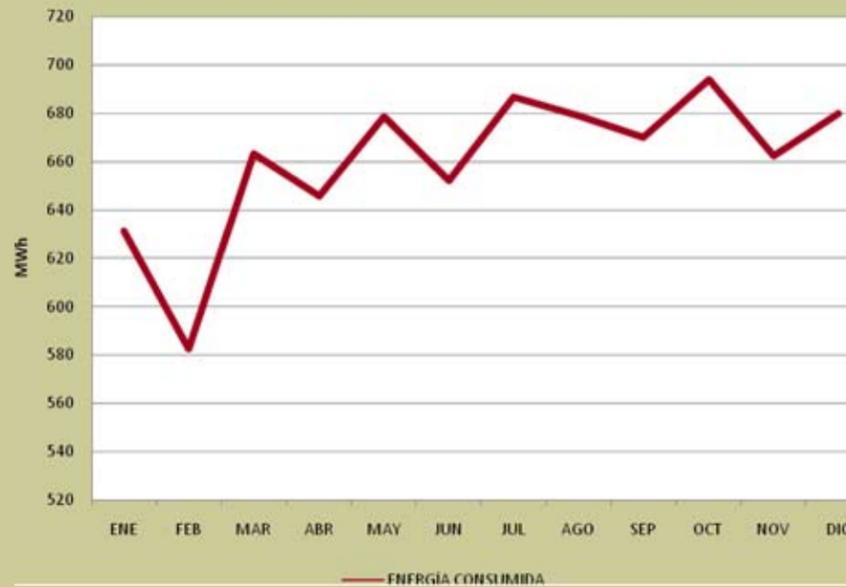
La gráfica 43 representa la demanda mensual de potencia del SNI registrada durante el año 2009. Se observa en dicha gráfica que con excepción de los meses de mayo, junio y agosto, el resto del año mantuvo una tendencia al incremento de la demanda máxima de potencia, de esa cuenta la demanda máxima de potencia durante el 2009 correspondió a 1,472.47 MW y se registró en el mes de diciembre.

GRÁFICA 43
Demanda máxima de potencia mensual 2009



A continuación, la gráfica 44 muestra la demanda mensual de energía durante el 2009; se observa en la gráfica la alternancia de incrementos (máximos) y decrementos (mínimos) en la demanda mensual de energía, donde los incrementos ocurridos superaron siempre tanto el decremento del mes precedente como los incrementos de los meses anteriores, a excepción de lo observado en el mes de diciembre, que si bien superó el decremento ocurrido en noviembre no superó el incremento de octubre, por lo que octubre fue el mes con mayor demanda de energía, con 693.99 GWH, mientras que la demanda total de energía del año 2009 fue de 7,926.34 GWH.

GRÁFICA 44
Energía mensual consumida
2009



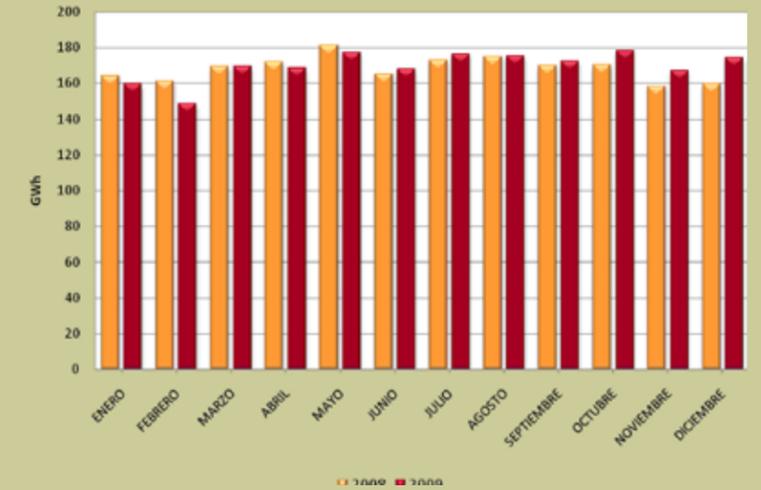
Considerando que para el 2009 se mantuvieron los efectos derivados del 2008, relativos a la entrada en vigencia de las reformas normativas implementadas en el Año Estacional 2008-2009 y la campaña de ahorro y eficiencia energética promovidos por el Ministerio de Energía y Minas y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, la tendencia al crecimiento en la demanda máxima de potencia y de energía se explica por la reactivación de la actividad productiva del país.

3.4 Comportamiento mensual de la demanda de energía eléctrica, por banda horaria, durante el año 2009.

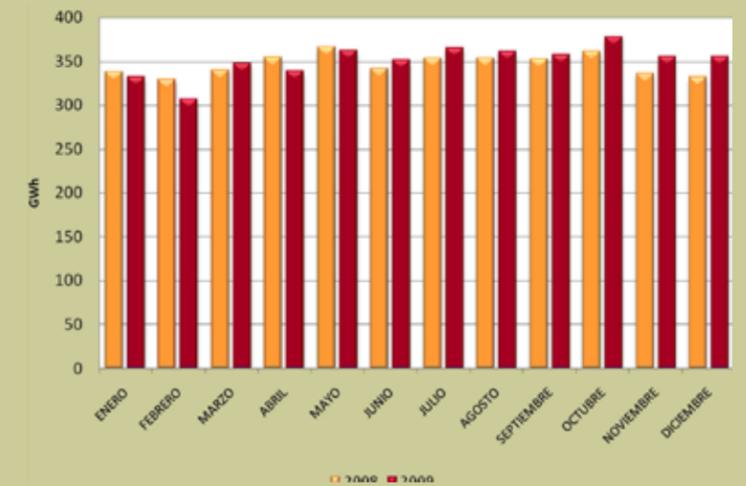
En las gráficas 45, 46 y 47 se muestra el consumo de energía por banda horaria (mínima, media y máxima, respectivamente), comparando el año 2009 con el año 2008.

Se observa en las tres gráficas que para todas las bandas horarias, la demanda de energía durante los primeros cinco meses del año (enero a mayo) fue menor en 2009 que en 2008 -excepto marzo, banda media-. A partir de junio se observa que la demanda mensual de energía durante 2009 fue superior a la ocurrida en 2008. Esta diferencia se acentúa por el hecho que a partir de mayo 2008, se observó una reducción en la demanda máxima de potencia y energía respecto a la tendencia que se observaba en los años precedentes.

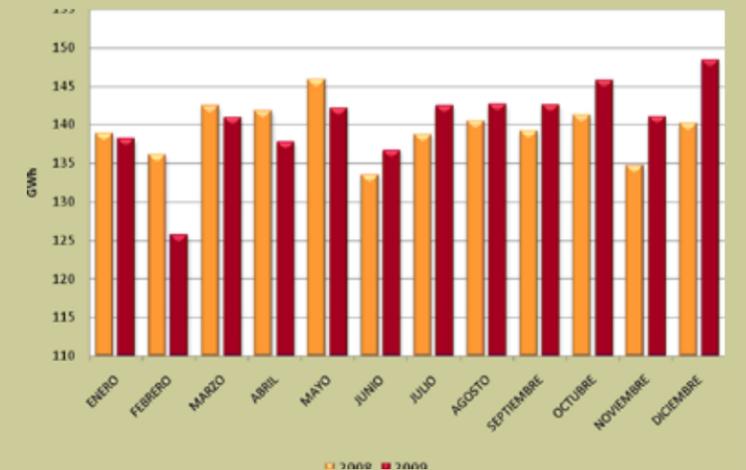
GRÁFICA 45
Energía banda mínima
2008-2009



GRÁFICA 46
Energía banda media
2008-2009



GRÁFICA 47
Energía banda máxima
2008-2009



3.5 Comportamiento del factor de carga por banda horaria y mensual, durante el año 2009.

El factor de carga que se presenta en las siguientes gráficas está referenciado al máximo valor de demanda ocurrido en cada banda horaria y en cada mes, respectivamente. De esa cuenta, las gráficas 48 y 49, presentan tanto el factor de carga para las bandas horarias mínima, media y máxima, así como el factor de carga mensual del SNI durante el año 2009.

Se observa a continuación que el factor de carga presentado en las gráficas 48 y 49 se corresponde con lo mostrado en las gráficas de las secciones 3.3 y 3.4.

GRÁFICA 48
Factor de carga por banda
2009



GRÁFICA 49
Factor de carga mensual
2009



Como puede observarse, en el mes de octubre el factor de carga fue de 65.98 % siendo el más alto del año. Diciembre mostró el factor de carga más bajo con 61.89%. El Factor de Carga anual en el 2009 fue de 61.47%, que resultó menor al factor de carga anual del 2008, que fue 62.67%.

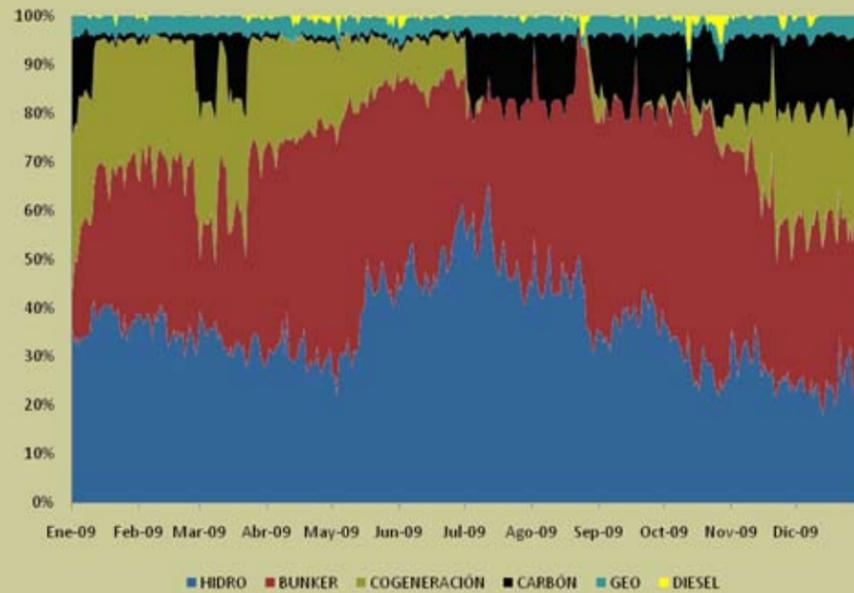


3.6 Cobertura de la demanda de energía eléctrica, por tipo de fuente primaria de energía utilizada en el país para producción eléctrica, durante el año 2009.

La composición tecnológica de la capacidad instalada (y su oferta disponible) para la producción eléctrica en Guatemala, junto con la disponibilidad de recurso hídrico y los costos variables de generación asociados a dichas tecnologías, determinan las cantidades de los diferentes combustibles que son utilizados en la producción eléctrica para satisfacer la demanda del SNI.

A continuación la gráfica 50 representa el porcentaje de energía generada diariamente durante el año 2009 por tipo de combustible. Como se observa en la misma, durante los meses de invierno, la generación hidroeléctrica representó alrededor del 45% de la energía generada diariamente para cubrir la demanda del SNI, mientras que en la época seca representa alrededor del 28% de la energía generada. Esta reducción observada en la participación de la generación hidroeléctrica, respecto al 2008, se debió a la ocurrencia de una época lluviosa tardía y con precipitaciones pluviales muy por debajo del promedio, influenciadas por el fenómeno El Niño. La generación con carbón fue irregular en el primer semestre del año, debido principalmente a la salida por fallas de la Central Generadora San José. La generación con búnker mantuvo una importante participación, superior a la del 2008, debido principalmente a los efectos del fenómeno El Niño sobre la generación hidroeléctrica. La generación geotérmica se mantuvo estable durante el año y representó alrededor del 4% de la energía generada.

GRÁFICA 50
Porcentaje de energía diaria por tipo de combustible 2009

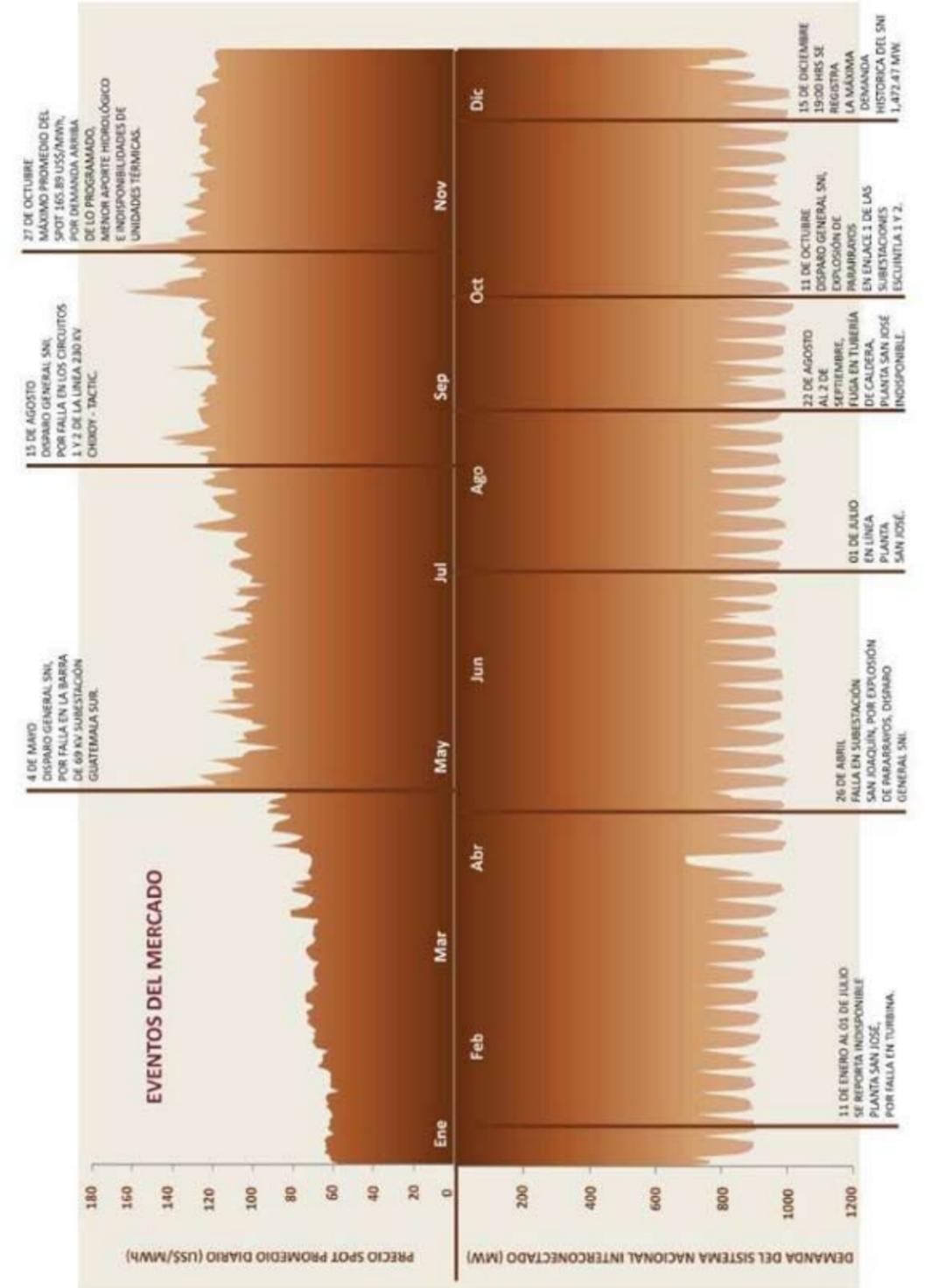


3.7 Eventos relevantes ocurridos en el SNI y su incidencia sobre la demanda de energía eléctrica y el precio de oportunidad de dicha energía, durante el año 2009.

La demanda de energía y los precios de esta en el mercado de oportunidad se ven afectados por la ocurrencia de eventos que inciden directa o indirectamente sobre la operación en el despacho de la generación. La gráfica 51 muestra la demanda de energía y el precio de oportunidad de la energía correspondiente al año 2009, indicando los eventos más importantes acontecidos en el SNI durante dicho año.



GRÁFICA 51





Aspectos relevantes 4

del Mercado Mayorista
de Electricidad

4. Aspectos Relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad

4.1 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 relacionada con los servicios complementarios de Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida se presenta a continuación.

4.1.1 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. La magnitud asignada individualmente como Reserva Rodante Operativa, 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. En el año 2008 fueron 6 las centrales de generación que suministraron el servicio de RRO, mientras que para el año 2009, se incorporó la central Arizona en la prestación de este servicio.

La normativa que rige la prestación de este servicio complementario, ha sido dinámica en el tiempo y ha incentivado la competencia; prueba de ello es que hasta el año 2004, el único oferente para este servicio era la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE, con las centrales hidroeléctricas Chixoy, Aguacapa y Jurún Marinalá. En el año 2005, se incorporó la central generadora La Esperanza (Poliwatt), y actualmente, la asignación de la prestación del servicio complementario de RRO, compite entre siete centrales generadoras (cuadro 21).

CUADRO 21

Centrales que prestan el servicio de RRO

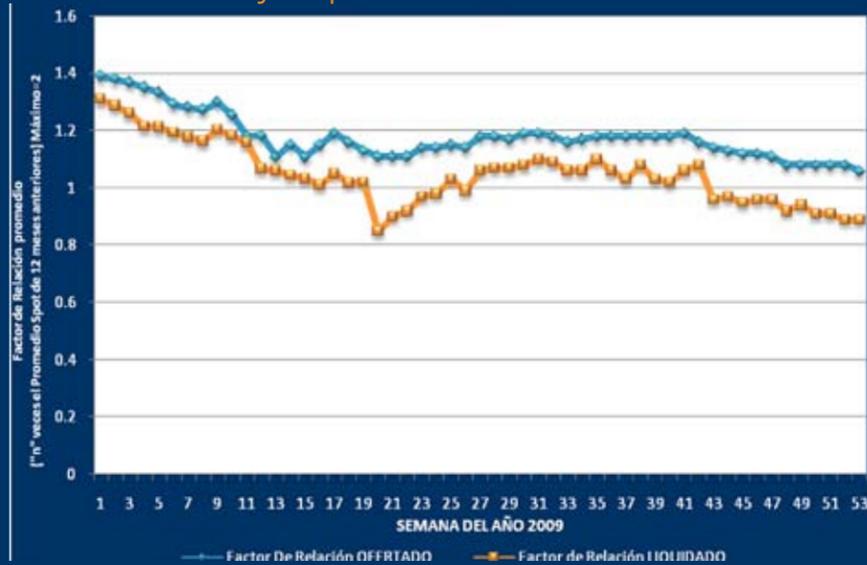
Chixoy	Las Vacas
Aguacapa	Las Palmas (1 - 4)
Jurún Marinalá	Arizona
Poliwatt	



Los Servicios Complementarios del Mercado Mayorista son: Reserva Rodante Operativa (RRO), Reserva Rápida (RRa), Arranque en Negro y Demanda Interrumpible

La competencia en la prestación del servicio de RRO, es medible examinando la tendencia de los precios de las ofertas y comparándolos con el límite que la normativa vigente establece para las mismas, que es dos veces el Precio Spot promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses. En la gráfica 52, se muestra el factor de relación semanal histórico promedio liquidado y ofertado para el servicio complementario de RRO.

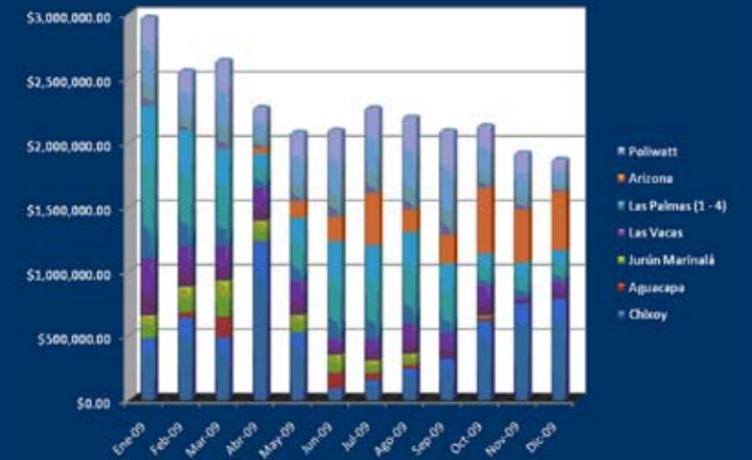
GRÁFICA 52
Servicio complementario RRO
Factor de Relación histórico promedio semanal
Ofertado y Liquidado 2009



El factor de relación de la gráfica anterior, indica en promedio, cuál es la relación de las ofertas de RRO y su liquidación con respecto al Precio Spot promedio de los últimos doce meses. Como puede apreciarse en la gráfica indicada, el promedio de ofertas de RRO al principio del año 2009, estaba dentro del rango de 1.2 a 1.4 veces el Precio Spot promedio de los últimos doce meses. Sin embargo, se nota una reducción en el factor de relación a partir de la semana 10 (marzo). Un evento importante ocurrido en el mes de marzo, fue la entrada como nuevo oferente del servicio complementario de RRO de la central Arizona, con lo cual podría inferirse que se incrementó la competencia, de tal forma que a partir de este mes, los factores de relación ofertados se mantuvieron dentro del rango de 1 y 1.2 veces el promedio del Precio Spot de los últimos doce meses. Con relación al factor de relación liquidado, se tiene el mismo comportamiento, pudiéndose observar que a partir de la semana 41, la liquidación de la RRO fue a un precio inferior o igual al promedio del Spot de los últimos doce meses.

La participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación del servicio complementario de RRO, se presenta en las gráficas 53, 54 y 55:

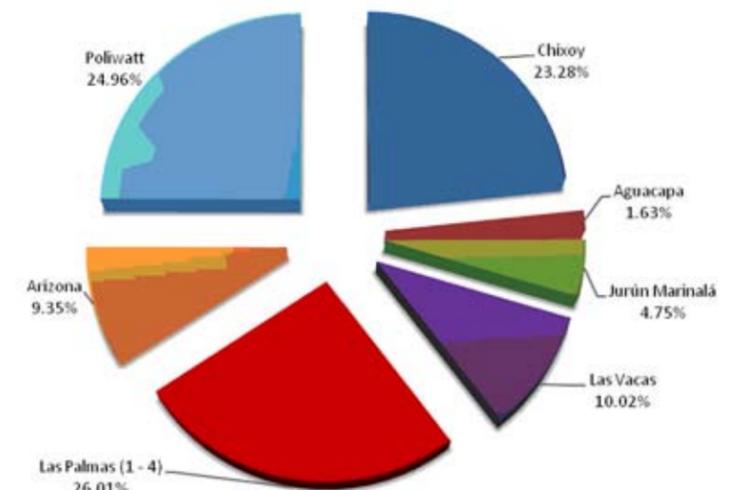
GRÁFICA 53
Remuneración mensual por la prestación del
servicio de RRO



GRÁFICA 54
Remuneración del servicio de
Reserva Rodante Operativa



GRÁFICA 55
Participación en la remuneración de
RRO



Las gráficas anteriores, son indicativas de la participación de cada unidad o central generadora, en el total mensual remunerado por el servicio de RRO para cada mes del año 2009. El total remunerado cada mes se indica en dólares de los Estados Unidos. El mes de menor remuneración total fue diciembre, con un monto de US\$ 1,874,599.91, mientras que el mes de mayor remuneración total fue enero con un monto de US\$ 2,979,460.83. El total remunerado por este servicio en el 2009 fue de US\$ 27,160,355.93, presentado una reducción de un 19.34% (US\$ 6,512,862.90) con respecto al total remunerado en el año 2008.

Los oferentes con mayor participación en la remuneración por la prestación del servicio complementario de RRO durante el año 2009, fueron la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE con la central generadora Chixoy, Poliwatt Limitada, con la central generadora La Esperanza y Duke Energy con las unidades de Las Palmas.

4.1.2 Reserva Rápida (RRa)

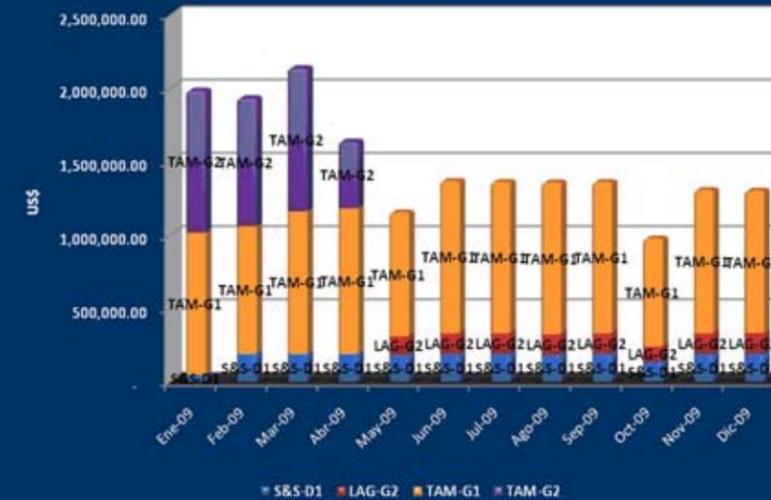
Su función principal es contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada, que son provocadas por contingencias y otro tipo de imprevistos importantes. Este Servicio Complementario es cubierto con unidades térmicas de arranque rápido o centrales hidroeléctricas que puedan 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 2009 el servicio de Reserva Rápida fue prestado por cuatro unidades generadoras: La Laguna Gas 2, Stewart & Stevenson y dos unidades de Tampa. La unidad número 2 de Tampa, dejó de prestar el servicio de RRa a partir del mes de mayo 2009, para pasar a cubrir la Demanda Firme de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.

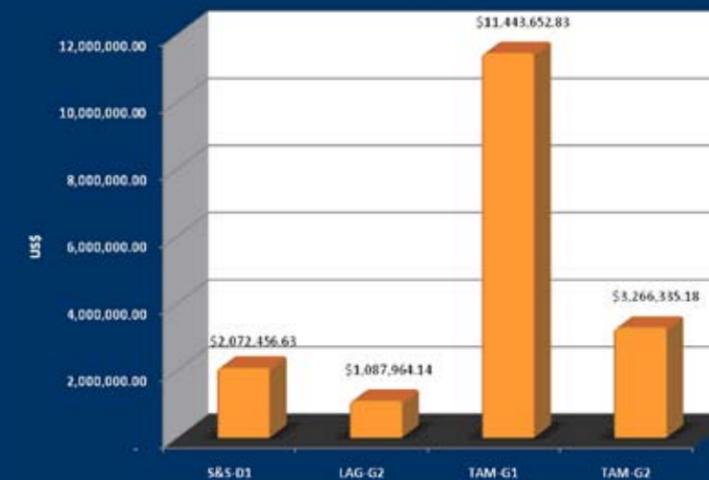
La participación de las cuatro unidades que prestaron el servicio de RRa durante el año 2009, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación de este servicio, se presenta en las gráficas 56, 57 y 58:



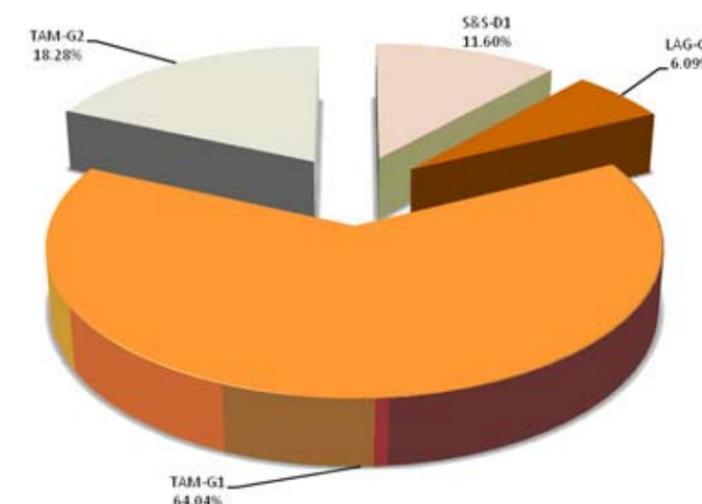
GRÁFICA 56
Remuneración mensual por la prestación del servicio de Reserva Rápida



GRÁFICA 57
Remuneración del servicio de Reserva Rápida



GRÁFICA 58
Participación en la remuneración de RRa



Las gráficas anteriores muestran el porcentaje de participación de cada unidad generadora en la remuneración del servicio de Reserva Rápida durante el año 2009. El mes de menor remuneración total fue octubre con un monto de US\$ 974,343.81 y el mes de mayor remuneración total fue marzo con un monto de US\$ 2,136,606.15. El total remunerado por este servicio en el 2009 fue de US\$ 17,870,408.78 con un incremento del orden del 2.38% respecto al año 2008 (US\$ 416,011.23).

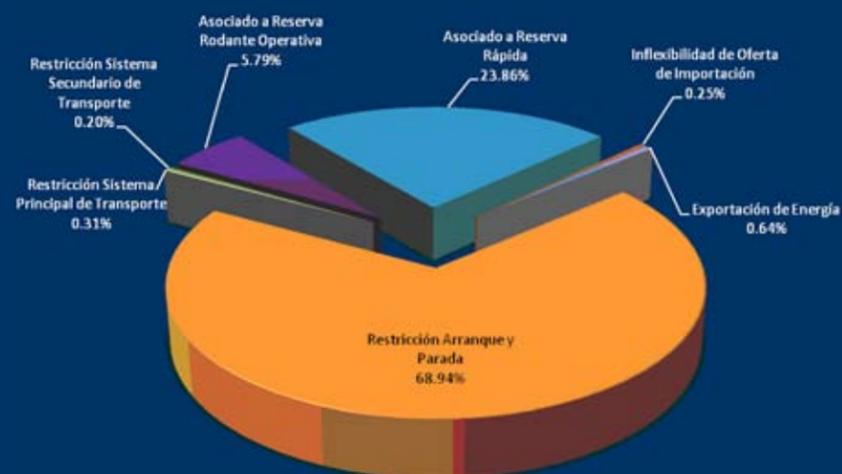
El prestador del servicio con mayor participación en la remuneración del mismo, fue Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda., con las unidades Tampa G1 y Tampa G2, que percibió un 82.32% del monto total recaudado en el año.

4.2 Generación Forzada

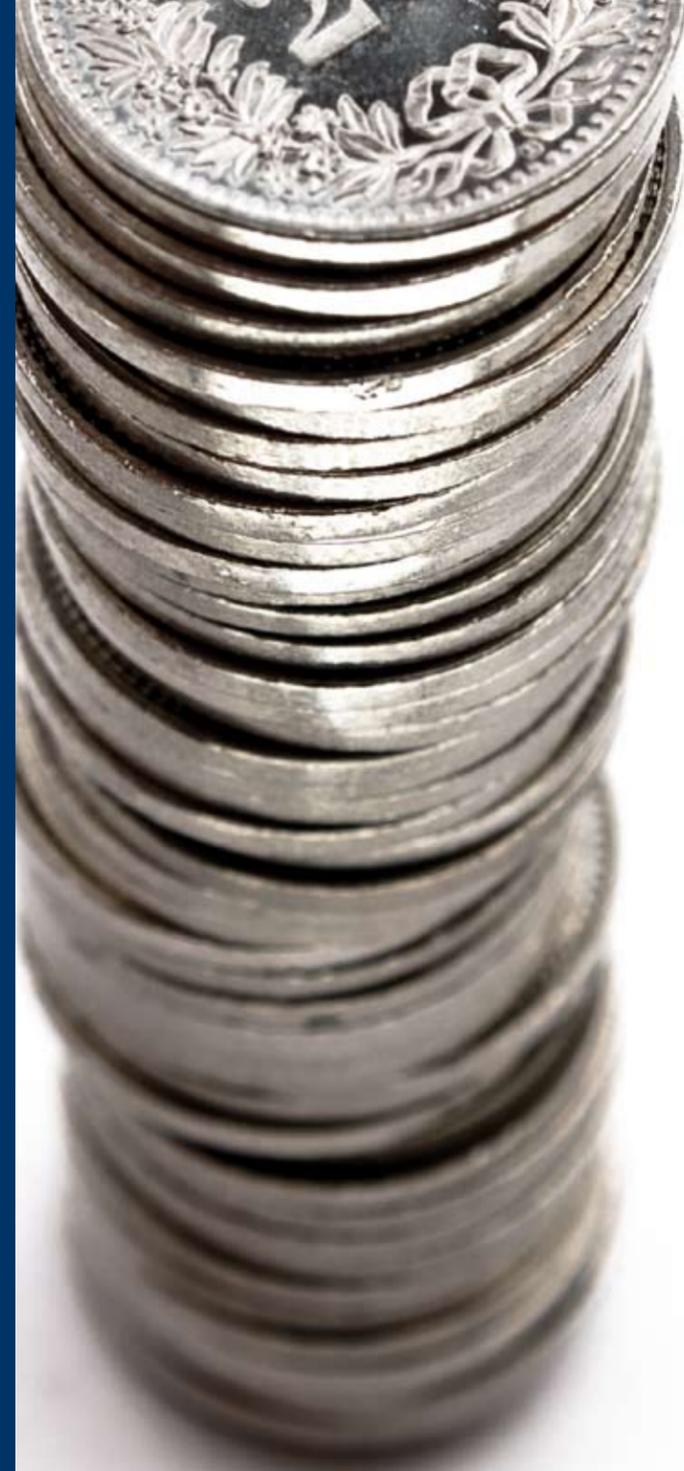
Los sobrecostos de la Generación Forzada, provienen de la energía producida por una unidad o central generadora, requerida para operar por razones distintas a su costo variable de generación; dicha unidad o central generadora es obligada a operar fuera del despacho económico por causa de restricciones 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 2009 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, inflexibilidad de la oferta de importación y restricción por exportación de energía. La gráficas 59, 60 y 61 siguientes, muestran los sobrecostos por Generación Forzada en el año 2009, correspondientes a cada tipo de restricción.

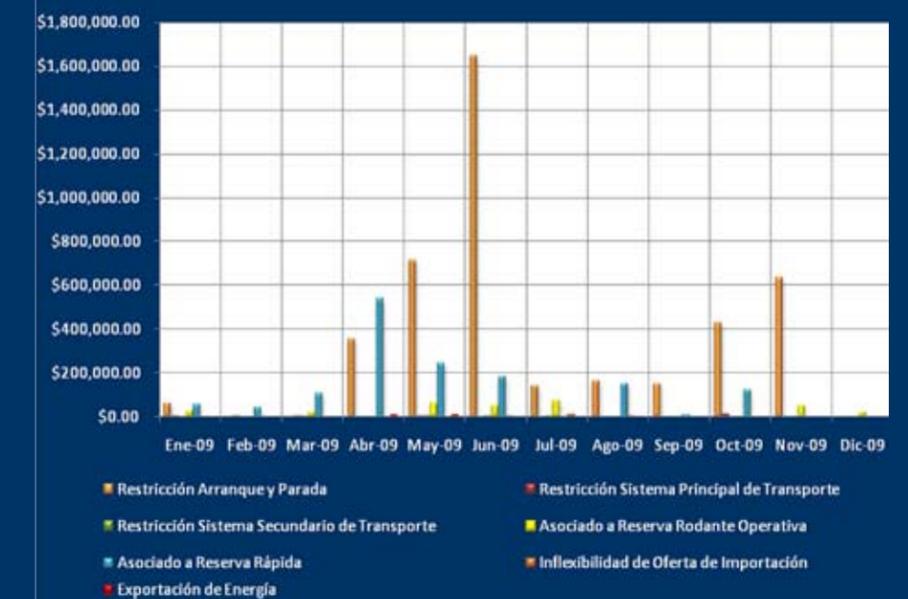
GRÁFICA 59
Generación Forzada por causas de restricción



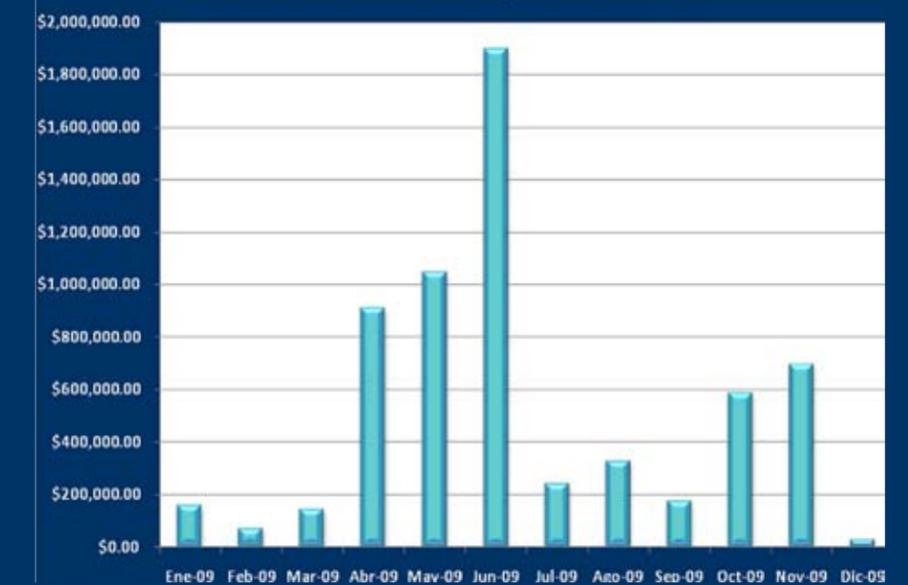
La restricción de Arranque y Parada es la que provoca un mayor sobrecosto de Generación Forzada.



GRÁFICA 60
Sobrecostos por Generación Forzada



GRÁFICA 61
Sobrecosto mensual por Generación Forzada



La restricción de Arranque y Parada es la que provoca un mayor sobrecosto de Generación Forzada, constituyendo el 68.94% del monto asignado en el 2009, lo que equivale aproximadamente a US\$ 4,350,098.87. Junto con la restricción por Reserva Rápida constituyeron el 92.80% de los sobrecostos asignados por Generación Forzada.

Durante el mes de junio de 2009, se tuvo el sobrecosto por Generación Forzada más alto de todo el año, siendo la causa principal la restricción por Arranque y Parada. Durante este mes, la central generadora San José continuaba indisponible derivado del evento del 23 de marzo, cuando la unidad disparó por alta vibración en el generador. Adicionalmente, los aportes hidrológicos no fueron los esperados, de tal forma que para garantizar la seguridad del suministro, se tuvo la necesidad de convocar a los Ingenios Cogeneradores con contratos existentes, que por sus características contractuales y operativas, producen sobrecostos por arranque y parada considerables. La Generación Forzada por Arranque y Parada de los Ingenios Cogeneradores durante el mes de junio, representó el 83.46% del sobrecosto total (US\$ 1,376,630.02).

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 y restricción por Reserva Rápida. 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. El sobrecosto por inflexibilidad en la oferta de importación, es pagado por los compradores en el Spot.

Durante el año 2009, los sobrecostos por Generación Forzada fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista en los porcentajes que muestra la gráfica siguiente:

GRÁFICA 62
Asignación de cargos por
Generación Forzada



4.3 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 2009 se presenta en la gráfica 63:

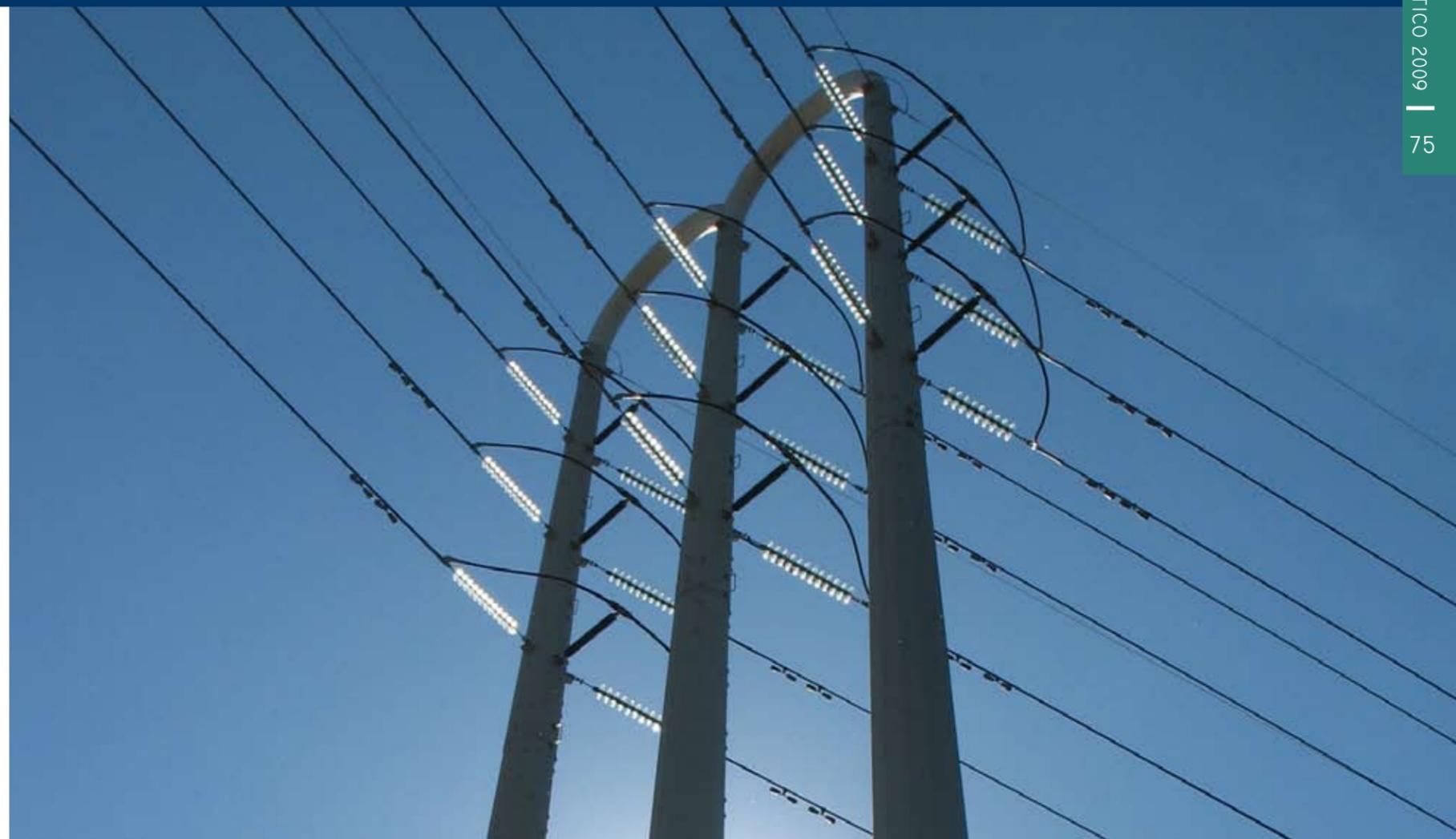
GRÁFICA 63
Precios de Desvíos de Potencia mensuales 2009



De la gráfica anterior, puede observarse que para el Desvío de Potencia Positivo, el precio máximo ocurrió en octubre, correspondiente a US\$5.10/KW-mes, mientras que el precio mínimo ocurrió en febrero, correspondiente a US\$1.74/KW-mes. El Desvío de Potencia Negativo, según la normativa tiene un precio fijo, el que actualmente corresponde a un valor de US\$8.9/KW-mes.

En la gráfica 64, se presentan los desvíos de potencia promedio mensual de los Participantes Productores y los Participantes Consumidores durante el año 2009.

GRÁFICA 64
Desvíos de potencia promedio



4.4 Transacciones en el Mercado a Término y en el Mercado de Oportunidad de la Energía.

Las operaciones de compra y venta de energía en el Mercado Mayorista pueden realizarse a través de:

a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot: las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, se realizan entre el universo de compradores y vendedores del Mercado Mayorista, que cuentan con excedentes de energía no comprometida en contratos y que son liquidadas con un precio establecido en forma horaria, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta de generación disponible.

b) Un Mercado a Término: está conformado por el conjunto de contratos entre Agentes y Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados libremente entre las partes.

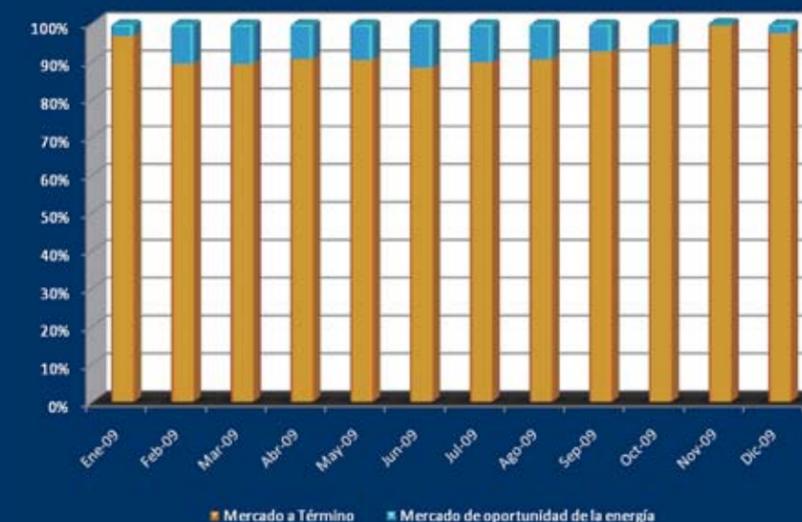
Durante el año 2009, las transacciones de energía en el Mercado a Término fueron del orden de 7,122.89 GWH, correspondiendo a un 92.43% del total de transacciones de energía, mientras que las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad representan el 7.57%, equivalente a 583.307 GWH (gráficas 65 y 66).

GRÁFICA 65
Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad



Durante el 2009 las transacciones de energía en el Mercado a Término correspondieron a un 92.43% del total de las transacciones de energía en el Mercado Mayorista, mientras que las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad correspondieron a un 7.57%.

GRÁFICA 66
Transacciones de energía.
Porcentaje mensual correspondiente al Mercado a Término y Mercado Spot





Transacciones

Internacionales

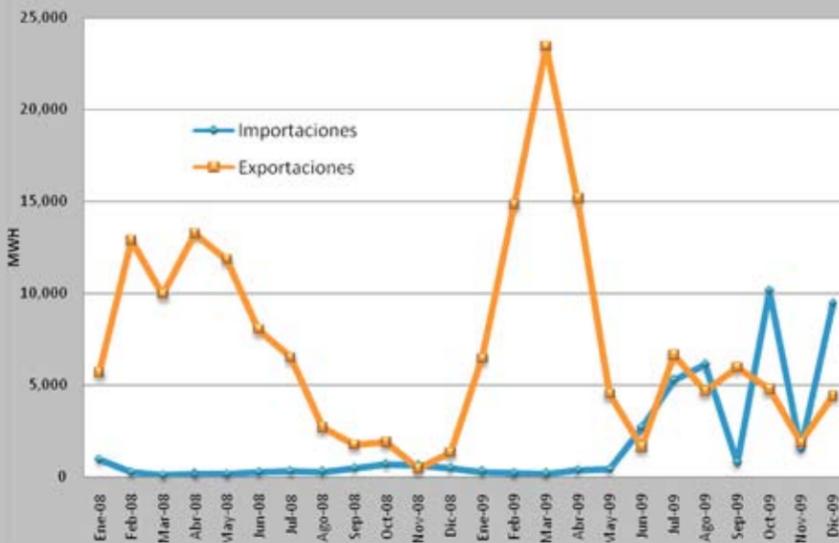
5. Transacciones Internacionales

Para el Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco, las transacciones internacionales corresponden a las exportaciones e importaciones de energía eléctrica producto de los intercambios con los sistemas de los países vecinos a los cuales el SNI se encuentra interconectado.

Durante el año 2009 hubo dos elementos importantes que marcaron el comportamiento de las importaciones de energía. El primero fue el inicio de la importación de energía eléctrica del sistema eléctrico mexicano, que si bien se trató de energía de pruebas, tuvo efectos notables en el aumento de la energía importada. El segundo elemento fue que se incrementaron, en comparación con el 2008, los retiros de energía del MER por parte de Guatemala.

Amodo de comparación en la gráfica 67 se ilustra el comportamiento mensual de las importaciones y exportaciones durante los años 2008 y 2009.

GRÁFICA 67
Intercambios internacionales de energía eléctrica 2008-2009



Fuente: Informes de Transacciones Económicas 2008 - 2009.

En el año 2009 las exportaciones de energía eléctrica del SNI al MER fueron de 94.1 GWh, lo que corresponde a un crecimiento alrededor de un 24% respecto a las exportaciones del año 2008, que fueron de 76 GWh. Por su parte, las importaciones hacia el SNI provenientes del MER, pasaron de 4.7 GWh registrados en el 2008 a 37 GWh en el 2009.

Como puede observarse en la gráfica anterior (Gráfica 67), las exportaciones parecieran tener un comportamiento estacional, en el cual durante el primer semestre del año es cuando ocurren el mayor porcentaje de exportaciones, si bien esto es cierto para los dos años mostrados, también al efectuar una comparación semestral, se observó que el segundo semestre del año 2009 presentó el mayor crecimiento respecto del 2008.

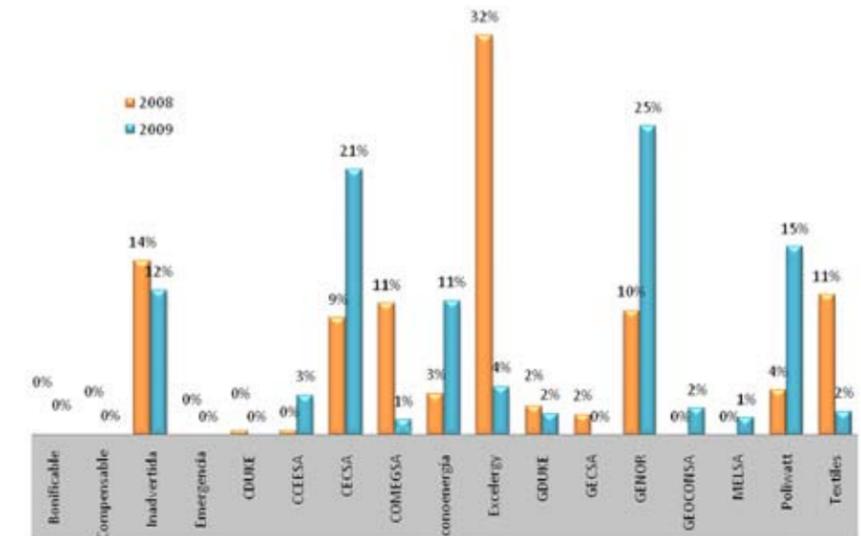
Cuadro 22.
Crecimiento semestral de las exportaciones

	2008	2009	Δ Variación
1° Semestre	61,466	65,865	7%
2° Semestre	14,576	28,239	94%
Total año	76,041	94,105	24%

Fuente: Informes de Transacciones Económicas 2008 - 2009

En la Gráfica 68, se muestra el porcentaje de participación de los Agentes Exportadores en la exportación de energía eléctrica durante los años 2008 y 2009. Se observa que del total de la energía exportada en el año 2009, un 12% (11.1 GWh) corresponde a energía inadvertida, inferior al 14% observado en el 2008. Por otro lado, es importante mencionar que en el año 2009 dejaron de participar dos Agentes Exportadores e ingresaron dos nuevos Agentes al mercado de exportación.

GRÁFICA 68
Evolución de la participación en las exportaciones 2008-2009



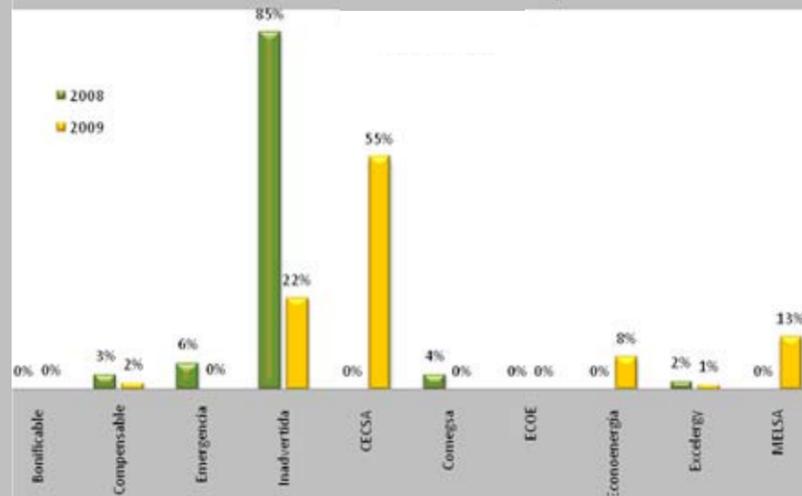
Fuente: Informes de Transacciones Económicas 2008 - 2009.



En cuanto al total de las importaciones del 2009, el 51% (18.9 GWh) correspondió a importaciones de energía eléctrica proveniente de México y el 49% a energía eléctrica proveniente del MER. Las importaciones del año 2008 correspondían a energía inadvertida y energía compensable, no a transacciones internacionales propiamente dichas.

Es de hacer notar que los retiros de energía del MER pasaron de 4.7 GWh en el año 2008 a 18.3 GWh en el 2009, lo cual representa un aumento de 25.68% (14 GWh) de las importaciones provenientes del MER. En la Gráfica 69 se muestra la evolución de la composición de las importaciones al SNI provenientes del MER. Algo apreciable en el año 2009 es la incorporación de 3 Agentes al mercado de importación de energía que no participaban en el año 2008.

GRÁFICA 69
Evolución de la participación de las importaciones al S.N.I. provenientes del MER 2008-2009



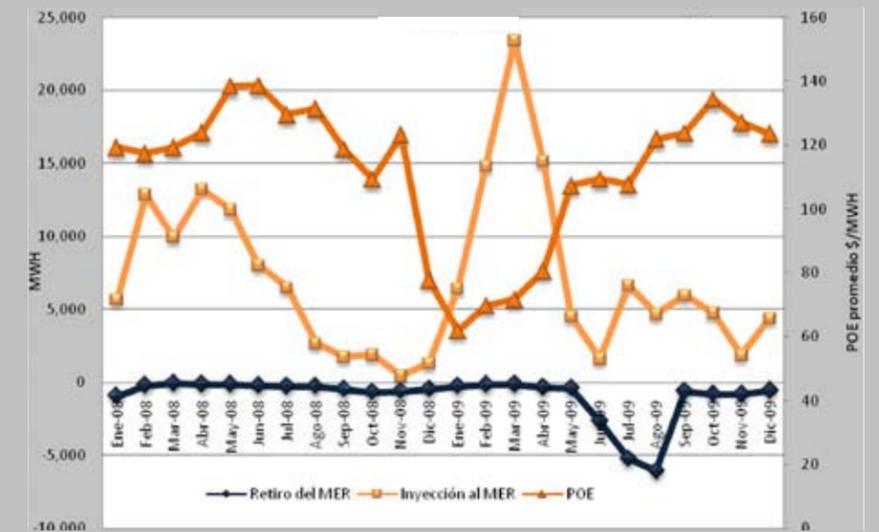
En el 2009 del total de importaciones de energía eléctrica, el **51%** correspondió a importaciones de energía eléctrica proveniente de **México** y el 49% a energía proveniente del MER



En cuanto a la energía inadvertida es necesario aclarar que el valor absoluto de la misma se mantuvo en 3.9 GWh, magnitud muy similar a la registrada en el año 2008. Si bien el porcentaje de la energía inadvertida con respecto del total de la energía importada en el año 2009 se redujo, dicha reducción fue consecuencia del incremento de las importaciones efectuadas por los Agentes Importadores.

En la Gráfica 70 se compara el comportamiento del Precio de Oportunidad de la Energía promedio y el comportamiento de las importaciones y exportaciones. (A fines ilustrativos las importaciones aparecen con signo negativo).

GRÁFICA 70
Intercambios y Precio Oportunidad de Energía 2008-2009



Fuente: Informes de Transacciones Económicas 2008 - 2009.

Como se observa en la Gráfica 70, en los meses en los cuales el Precio de Oportunidad de la Energía mostró algunas reducciones las exportaciones parecieran incrementarse y cuando el Precio de Oportunidad de la Energía tuvo incrementos las importaciones parecieran incrementarse levemente.

Considerando que en general el Precio Promedio de Oportunidad de la Energía fue 14% menor al Precio Promedio de Oportunidad de la Energía observado en el año 2008, esto pudo haber tenido incidencia en que tanto las importaciones como las exportaciones para el año 2009 se incrementasen, es decir que exista una correlación negativa entre el POE y los intercambios internacionales.

CUADRO 23

Variación del POE y de las Exportaciones e Importaciones

	2008	2009	Δ Variación
POE PROMEDIO US\$/MWh	120.5	103.24	-14%
Exportaciones MWh	76,041	94,105	24%
Importaciones MWh	4,709	18,286	288%

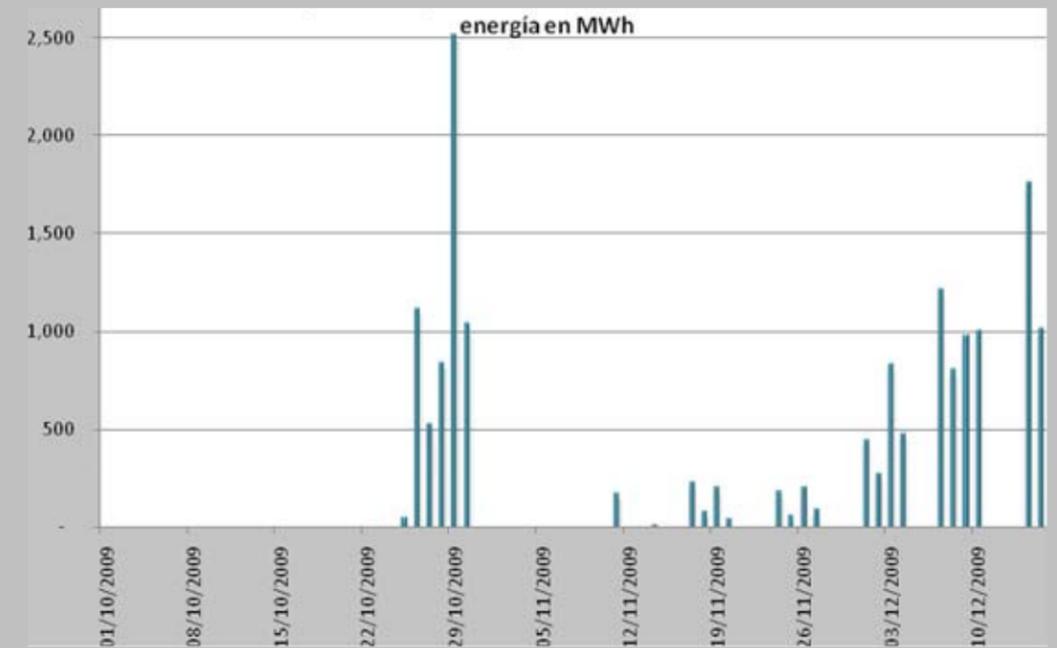
Fuente: Informes de Transacciones Económicas 2008 – 2009.

Por último, en cuanto al proyecto de Interconexión Eléctrica Guatemala - México, durante el año 2009 se realizaron pruebas con el Sistema Nacional Interconectado y con los demás sistemas eléctricos de los países que conforman el MER. Dichas pruebas se efectuaron principalmente durante los meses de octubre a diciembre del 2009, siendo la cantidad de energía importada de México por concepto de pruebas un total de 18.9 GWh.

En la Gráfica 71 se resumen las importaciones en el S.N.I., resultantes de las pruebas de la Interconexión Guatemala-México durante el período del 21 de octubre al 15 de diciembre 2009.



GRÁFICA 71
 Importaciones diarias al S.N.I. provenientes de México
 Período de pruebas
 octubre-diciembre 2009



Fuente: Posdepachos AMM, medidor

diseño y diagramación
Licda. Rocío Asturias
grafico@rocioenelaire.com



4 Avenida 15-70 Zona 10,
Edificio Paladium, Nivel 12
Ciudad de Guatemala, Guatemala

Teléfono: +502 2321-8000
Fax: +502 2321-8002

www.cnee.gob.gt
cnee@cnee.gob.gt

