

# MERCADO ELÉCTRICO

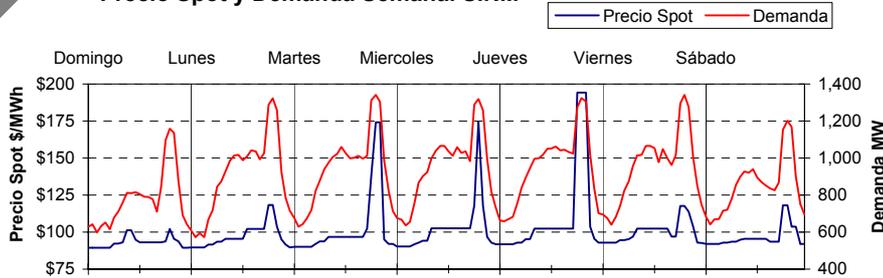
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 22 al 28 de Julio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

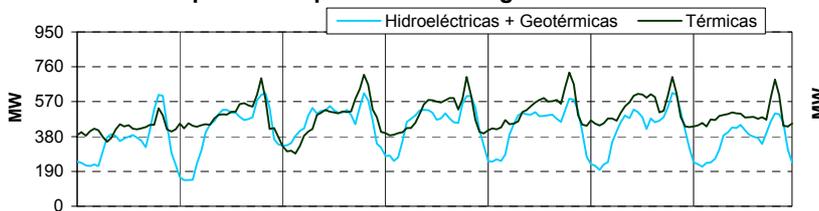
## Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



### PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de 100.29 \$/MWh con una variación de \$ 6.44 respecto a la semana anterior, con un máximo de 194.07 \$/MWh, el jueves de 18:00 a 21:00 hrs. El Precio Spot tuvo un mínimo de 89.47 \$/MWh el domingo de 0:00 a 6:00 y de 22:00 a 24:00 horas. La demanda SNI tuvo un promedio de 904.58 MW, la demanda máxima fue el día viernes a las 19:30 horas con 1340.96 MW y una mínima de 571.61 MW el día lunes a la 2:00 horas. El coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.4611

## Generación por fuente primaria de Energía

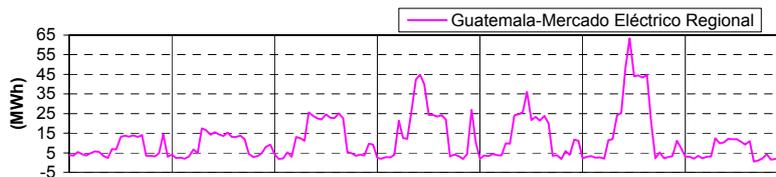


### FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	83.76%	19.35%	56.31%
Térmicas	66.88%	26.29%	45.11%

La tabla de arriba representa el porcentaje de utilización respecto a la capacidad instalada para las plantas Hidroeléctricas + Geotérmicas y Térmicas en el SNI.

## Exportación e Importación de energía al MER

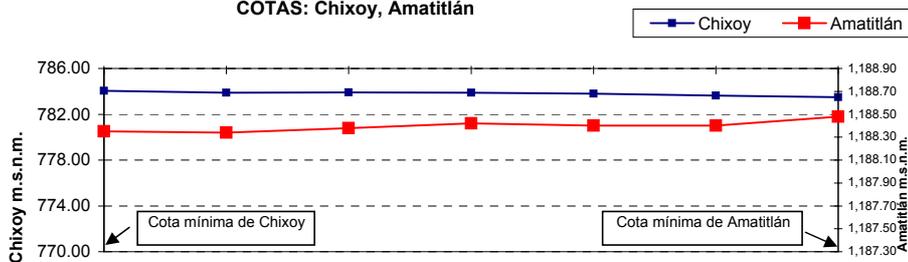


### EXPORTACION E IMPORTACION

Guatemala exportó al MER un total de 1.943 GWh. No hubo importación neta de energía. El Intercambio horario máximo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 63.33 MWh el día viernes de 11:00 a 12:00 horas. El Intercambio mínimo de energía del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 0.52 MWh el sábado de 16:00 a 17:00 horas.

Fuente: Posdespachos del AMM usando registros horarios de energía del medidor de la Subestación Guate-Este.

## COTAS: Chixoy, Amatitlán

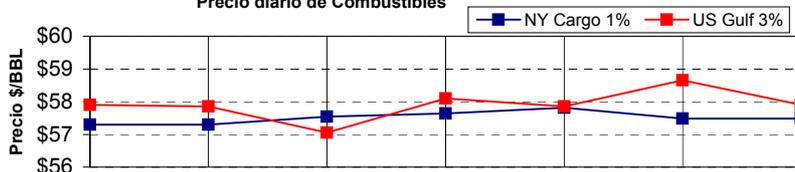


### HIDROLOGIA

La cota de Chixoy inició la semana en un valor de 784.05, y la finalizó en 783.48 m.s.n.m. lo que implica una diferencia de  $\downarrow$  0.57 m para la semana. La cota de Amatitlán estuvo entre los valores de 1188.35 y 1188.48 m.s.n.m. correspondiente a una variación de  $\uparrow$  0.13 m. Cota mínima de Chixoy: 770 m.s.n.m. Cota mínima de Amatitlán: 1187.3 m.s.n.m.

Nota: m.s.n.m. significa metros sobre nivel del mar  
Cota: nivel del embalse

## Precio diario de Combustibles



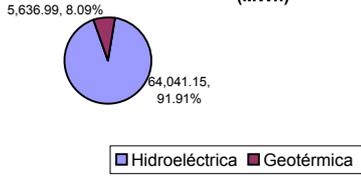
### Resumen Combustibles

	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	56.98	57.55	$\uparrow$ 0.57
US GULF	55.98	57.90	$\uparrow$ 1.92
NYMEX	75.79	76.31	$\uparrow$ 0.52

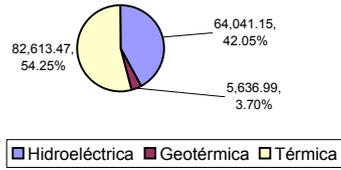
### COMBUSTIBLES

En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de 76.31 \$/BBL para entrega en Octubre 2007, observándose una variación de \$ $\uparrow$  0.52 respecto a la semana anterior. El promedio del Five Day Rolling Average del Bunker NY Cargo 1% fue 57.55 \$/BBL. El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de 57.9 \$/BBL. Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de \$ $\uparrow$  0.57 y \$ $\uparrow$  1.92 respectivamente, comparando con la semana anterior.

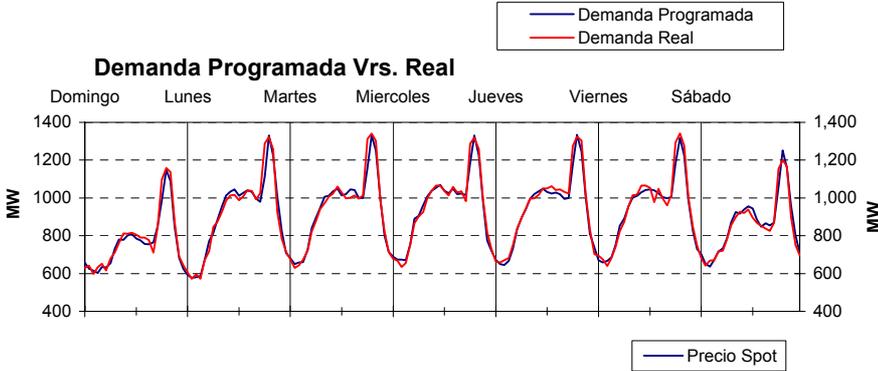
**Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)**



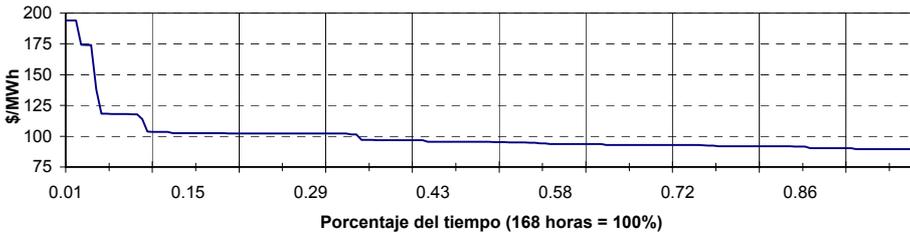
**Por fuente primaria de energía (MWh)**



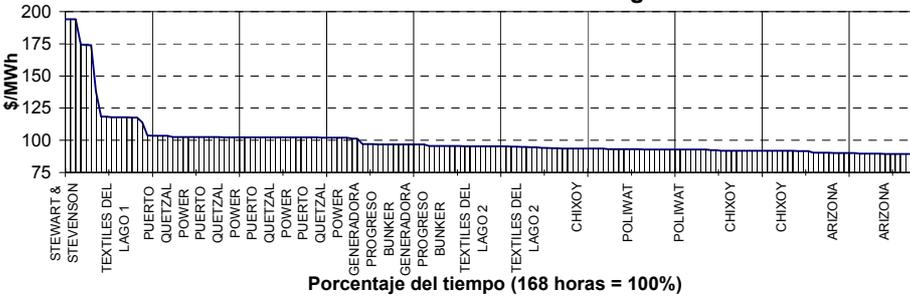
**Demanda Programada Vrs. Real**



**Curva de duración del Precio Spot**



**Identificación de Generador Marginal**



**PROGRAMAS DE GENERACIÓN**

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdespacho se comporta con una **desviación máxima de 8.814%**, una **mínima de 0.006%** y un **promedio de 2.204%** lo cual representa un desvío de **(81.49) MW**, **(0.04) MW** y **(4.36) MW** respectivamente.

El **MAPE de esta semana es 2.2 %**, mientras que el de la semana anterior fue de 2.52 %

Nota: (Un buen pronóstico requiere de un MAPE ≤ 4%)

**PRECIO SPOT**

El **90%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **89.47 y 103.62 \$/MWh**. El **4%** del tiempo, el Spot se situó entre **174.07 y 194.07 \$/MWh**

**PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO**

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **PUERTO QUETZAL POWER con 25%**, **CHIXOY con 17%**, **POLIWAT con 15%**, **Otros generadores 43%\***, de participación en la semana.

\*Cada generador con una participación menor al 13%

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado <sup>1</sup>	Desviación % <sup>2</sup>
MAX	194.07 \$/MWh	1,341.0 MW	616.9 MW	729.1 MW	63.3 MW	1,333.8 MW	8.814%
MIN	89.47 \$/MWh	571.6 MW	142.5 MW	286.6 MW	0.5 MW	578.0 MW	0.006%
PROM	100.29 \$/MWh	904.6 MW	414.8 MW	491.7 MW	11.6 MW	900.9 MW	2.204%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda

**0.4611**

NOTA: Hidro= Generación Hidroeléctrica, Geo = Generación Geotérmica, INT = Intercambio en el mercado regional, S.N.I. = Sistema Nacional Interconectado

1: Demanda programada, 2: Desviación de la demanda Programada vrs. Posdespacho.

Fuente: Programación diaria y posdespachos de AMM

# Eventos

## Resumen de la operación semanal

Demanda	Precio Spot	Indisponibilidades	Otros
<b>Domingo</b>			
Variaciones moderadas de la demanda con respecto a la programada. La máxima variación de 54 MW. La distribución de energía Hidro/Geo y Termo muy similar a lo programado.	Pequeñas variaciones del POE respecto al proyectado, debido a las variaciones de la demanda y al menor aporte de caudales de las centrales hidroeléctricas de pasada.	LVA continúa con degradación de capacidad. ARI-O1, O2, O3, O4, O5, O7 y O8, SID-B3, GEN-B3 con indisponibilidades moderadas a lo largo del día.	Venta de energía de emergencia a Nicaragua. Mantenimientos programados en la red de transmisión y distribución.
<b>Lunes</b>			
La distribución de energía Hidro/Geo y Termo muy similar a lo programado.	Variaciones importantes en banda media y máxima respecto al programa, debido principalmente al descenso de caudales de aporte a las hidroeléctricas y a las variaciones de la demanda.	SJO con degradación de capacidad temporal por falla en alimentador de carbón. LPA-B2, SID, PQP-B15, CON-B1 con indisponibilidades moderadas a lo largo del día.	Eventos menores en el Sur y Occidente del país
<b>Martes</b>			
Variaciones moderadas de la demanda con respecto a la programada. La máxima variación de 45 MW. La generación Hidro/Geo mayor en un 12% y la Termo menor en un 11% respecto al programa.	Variaciones del POE a lo largo de todo el día, debidas principalmente al mayor aporte de las centrales hidroeléctricas y a las variaciones de la demanda respecto al programa.	LPA-B2, PQP-B15, SID-B6, ARI-O8, LPA-B5, SMA-H1 con indisponibilidades moderadas a lo largo del día.	PQP con prueba de disponibilidad. Dispara línea Escuintla - Puerto San José. Trabajos de emergencia en S/E Cocales. Trabajos de emergencia en línea Progreso - Esclavos
<b>Miércoles</b>			
La generación Hidro/Geo mayor en un 10% y la Termo menor en un 8% respecto al programa.	Variaciones del POE principalmente en banda mínima y máxima debidas principalmente al mayor aporte de las centrales hidroeléctricas y a las variaciones de la demanda respecto al programa. El costo total de energía menor en un 7.4%.	LVA con degradación hasta las 18:02 horas. LPA-B3, LPA-B4, SMA-H1, PQP-B10 y B19, ZUN-G4, SID-B4, PWT-B4, AGU-H2 con indisponibilidades de moderada importancia a lo largo del día.	Venta de energía de emergencia a Nicaragua. Los Esclavos con prueba de potencia máxima. Dispara línea Cocales - Sololá. Otros disturbios de corta duración.
<b>Jueves</b>			
Variaciones menores de la demanda respecto al programa. La máxima variación de 40 MW. La generación Hidro/Geo menor en un 5% y la Termo mayor en un 4%.	Variaciones del POE respecto a la demanda debido a los cambios en los caudales de aporte a las hidroeléctricas y a la indisponibilidad de unidades generadoras térmicas. El costo total de energía mayor en un 6.6%	Tampa en línea como RRA. SMA-H1 disponible a partir de las 18:00 horas. SJO-C1 con degradación temporal. LPA-B4, PQP-B19, SID-B4, PWT-B4, LVA-H2, ARI-O4 con indisponibilidades a lo largo del día.	Disturbios menores y mantenimientos programados en la red de transmisión y distribución.
<b>Viernes</b>			
Variaciones moderadas de la demanda respecto a la programada. La máxima variación de 73 MW. La distribución de generación Hidro/Geo y Termo sin variaciones.	Las mayores diferencias del POE se observan en banda media y máxima y se deben principalmente a las variaciones de la demanda, la reducción de aporte de las centrales hidroeléctricas y algunas indisponibilidades.	LPA-B2 y B4 disponibles. LVA nuevamente con degradación por sedimentos en embalse. PQP-B16 y B19, SID-B4 y B8, GEN-B1 con indisponibilidades a lo largo del día.	Disparo de línea GuateSur - Antigua por sobrecarga, esto ocasiona disturbios en el intercambio. Trabajos de emergencia en línea GuateEste - GuateSur. Dispara línea Escuintla - Puerto San José.
<b>Sábado</b>			
Demanda moderadamente más baja que la programada a lo largo de prácticamente todo el día. La generación Hidro/Geo menor en un 6% y la Termo mayor en un 1%.	Variaciones del POE principalmente en banda máxima. El costo total de energía menor en un 4.1%.	LVA y JUR en mantenimiento por trabajos en los embalses. SID-B8 con indisponibilidad de corta duración.	Trabajos menores en la red de distribución.