

# MERCADO ELÉCTRICO

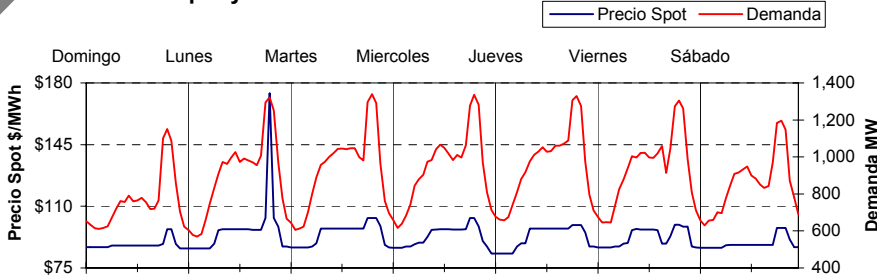
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 10 al 16 de Junio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

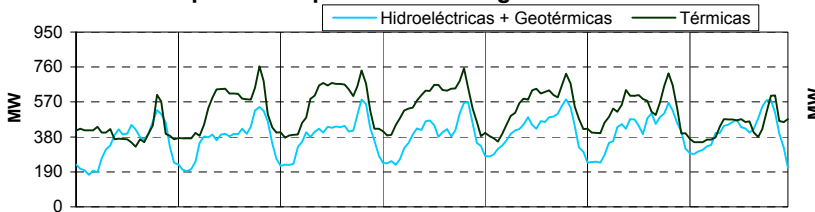
## Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



### PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de **92.31 \$/MWh** con una variación de **\$1 3.55** respecto a la semana anterior, con un máximo de **174.13 \$/MWh**, el **lunes de 19:00 a 20:00 hrs.** El precio Spot tuvo un mínimo de **83.18 \$/MWh** el **miércoles de 23:00 a 24:00 horas.** La demanda SNI tuvo un promedio de **895.82 MW**, la **demanda máxima fue el día martes a las 19:30 horas con 1339.99 MW** y una **mínima de 569.88 MW el día lunes a las 03:00 hrs.** El **coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.4993**

## Generación por fuente primaria de Energía

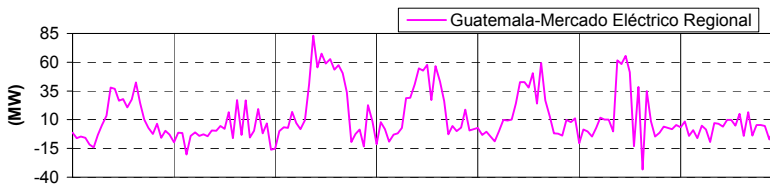


### FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	79.31%	23.67%	52.67%
Térmicas	69.6%	29.81%	46.54%

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



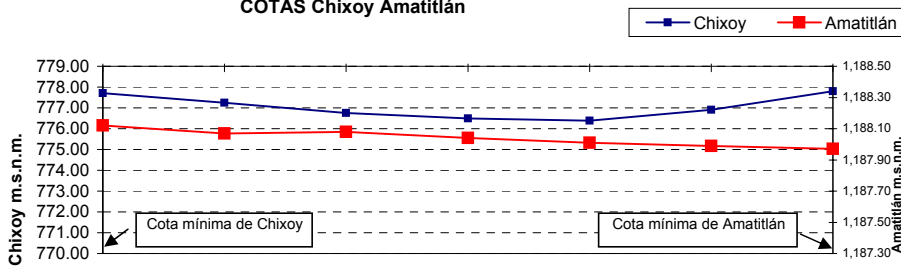
### EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

Guatemala exportó al MER un total de **2.34584 GWh.**

El flujo máximo de intercambio del Sistema Guatemalteco hacia el Mer fue de **82.97 MW** el día **martes a las 10:00 horas.**

Mientras que el flujo máximo del Mer hacia el Sistema Guatemalteco fue de **-33.27 MW** el **viernes a las 16:00 horas.**

## COTAS Chixoy Amatitlán



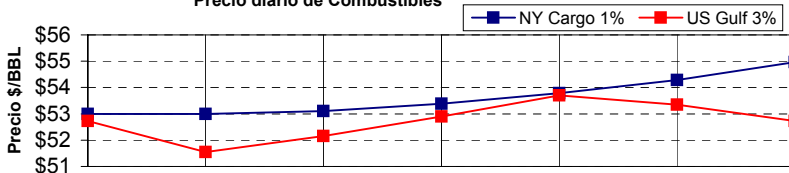
### HIDROLOGIA

La cota de **Chixoy** inició la semana en un valor de **777.7**, y la finalizó en **777.8 m.s.n.m.** lo que implica una diferencia de **0.10 m** para la semana. La cota de **Amatitlán** estuvo entre los valores de **1188.12** y **1187.97 m.s.n.m.** correspondiente a una variación de **0.15 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

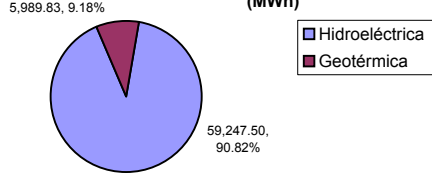
	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	52.69	53.51	↑ 0.82
US GULF	51.70	52.73	↑ 1.03
NYMEX	65.45	68.54	↑ 3.09

### COMBUSTIBLES

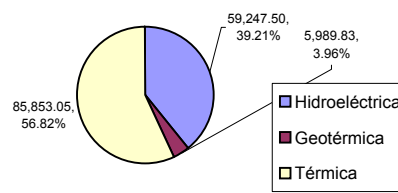
En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de **68.54 \$/BBL para entrega en Agosto 2007**, observándose una variación de **\$1 3.09** respecto a la semana anterior. El promedio del **Five Day Rolling Average** del Bunker NY Cargo 1% fue **53.51 \$/BBL.**

El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de **52.73 \$/BBL.** Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de **\$1 0.82** y **\$1 1.03** respectivamente, comparando con la semana anterior.

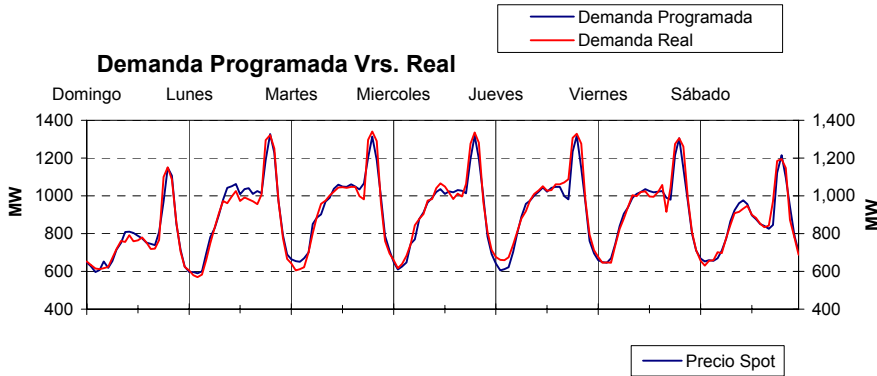
**Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)**



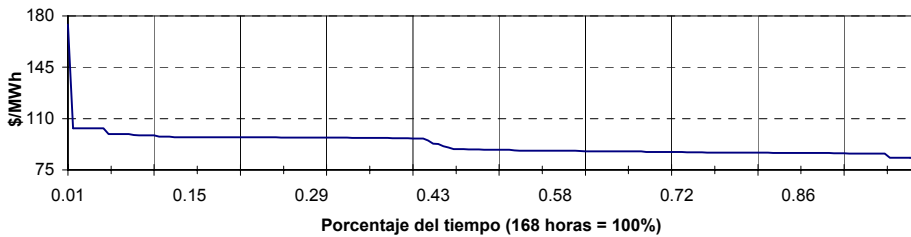
**Por fuente primaria de energía (MWh)**



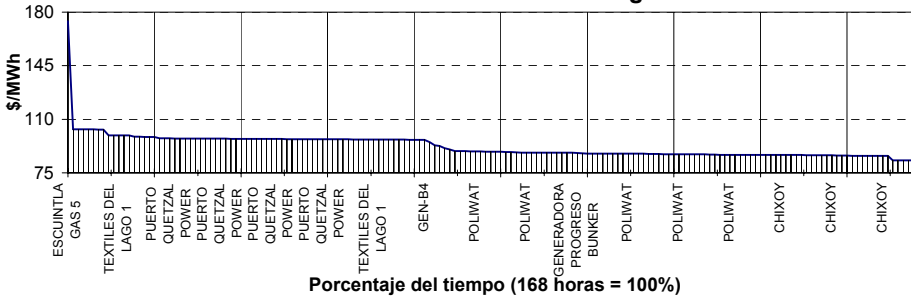
**Demanda Programada Vrs. Real**



**Curva de duración del Precio Spot**



**Identificación de Generador Marginal**



**PROGRAMAS DE GENERACIÓN**

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdeshpacho se comporta con una **desviación máxima de 13.031%**, una **mínima de 0.027%** y un **promedio de 2.723%** lo cual representa un desvío de **126.61 MW**, **0.25 MW** y **(4.96) MW** respectivamente.

El **MAPE de esta semana es 2.72%**, mientras que el de la semana anterior fue de **2.87%**

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

**PRECIO SPOT**

El **55%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **83.18 y 89.15 \$/MWh**. El **30%** del tiempo, el Spot se situó entre **96.45 y 98.48 \$/MWh**

**PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO**

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **POLIWAT con 32%**, **PUERTO QUETZAL POWER con 25%**, **CHIXOY con 17%**, **Otros generadores 26%**, (Cada generador con una participación menor al 10%) de participación en la semana.

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado <sup>1</sup>	Desviación % <sup>2</sup>
MAX	174.13 \$/MWh	1,340.0 MW	584.8 MW	764.1 MW	83.0 MW	1,327.3 MW	13.031%
MIN	83.18 \$/MWh	569.9 MW	174.5 MW	327.3 MW	(33.3)MW	589.2 MW	0.027%
PROM	92.31 \$/MWh	895.8 MW	388.3 MW	511.0 MW	12.0 MW	892.9 MW	2.723%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda

**0.4993**

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. Posdeshpacho.

Fuente: Programación diaria y posdeshpachos de AMM

## Eventos

### Transformador 230/69 kV

El transformador 230 / 69 kV en la Subestación Escuintla 1 llegó a una carga máxima de 97% a las 19:30 horas, los días 14, 15 y 16 de junio, razón por la cual fue convocado el Generador Gas S&S para disminuir el flujo de potencia y evitar la sobrecarga.

### Análisis diario de las proyecciones en el programa.

**Domingo:** Se observa una demanda inferior a lo programado, principalmente en banda media y máxima. La máxima variación de demanda observada fue de 115 MW (11.3%). La distribución de energía hidro/termo permanece sin mayores cambios. El POE se mantiene en los valores proyectados excepto en banda máxima donde varía levemente. El costo operativo total es levemente menor al proyectado.

**Lunes:** Se observa una demanda en promedio 27MW inferior a lo programado, principalmente en banda media. La máxima variación observada fue de 81 MW (7.7%). La distribución de energía hidro/termo permanece sin mayores cambios. En el redespacho R1, no se hizo una proyección de POE, se utilizó entonces la proyección del programa original. El POE se mantiene en los valores programados en la mayor parte del día. El costo operativo total es menor en un 2%.

**Martes:** Se observa una demanda inferior a lo programado, principalmente en banda media y máxima. La máxima variación de demanda observada fue de 85 MW (7.9%). La generación hidro 7% mayor a lo programado y la termo 6% menor a lo programado.

**Miércoles:** Se observa una demanda en promedio 20MW inferior a lo programado, principalmente en banda media. La máxima variación observada fue de 75 MW (7.4%). La distribución de energía hidro/termo permanece sin mayores cambios.

**Jueves:** Se observa una demanda en promedio 20MW inferior a lo programado, principalmente en banda media. La máxima variación observada fue de 107 MW (10.9%). La generación hidro superior en un 8% y la termo inferior en un 2%.

**Viernes:** Se observan variaciones de demanda respecto a lo programado. La máxima variación de demanda observada fue de 97 MW (8.3%). La generación hidro 7% mayor a lo programado y la termo 6% menor a lo programado.

**Sábado:** Se observan variaciones de demanda respecto a lo programado a lo largo de todo el día. La máxima variación de demanda observada fue de 130 MW (15%). La generación hidro 6% mayor a lo programado y la termo 5% menor a lo programado.