

MERCADO ELÉCTRICO

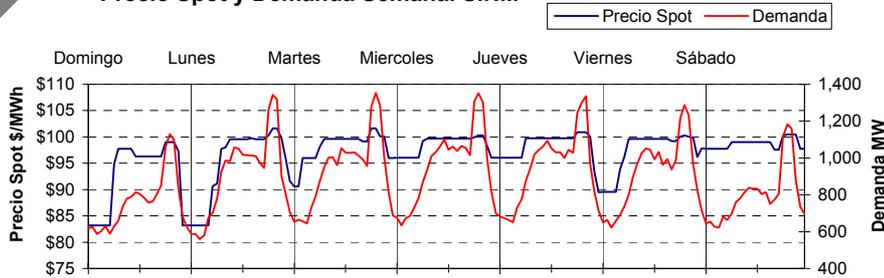
www.cnee.gov.gt



Monitoreo del 24 al 30 de Junio de 2007

DIVISIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO

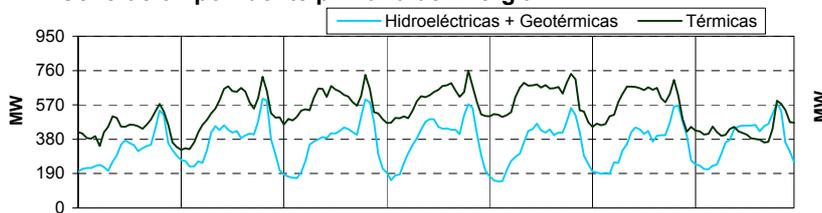
Precio Spot y Demanda Semanal S.N.I.



PRECIO SPOT Y DEMANDA

El Precio Spot tuvo un promedio de 96.91 \$/MWh con una variación de \$1 3.35 respecto a la semana anterior, con un máximo de 101.66 \$/MWh, el lunes de 19:00 a 21:00 horas. El Precio Spot tuvo un mínimo de 83.19 \$/MWh el lunes de 0:00 a 5:00 horas. La demanda SNI tuvo un promedio de 888.96 MW, la demanda máxima fue el día martes a las 19:30 horas con 1353.8 MW y una mínima de 558.68 MW el día lunes a las 3:00 horas. El coeficiente de correlación al cuadrado entre el precio y la demanda fue de 0.4763

Generación por fuente primaria de Energía



FACTOR DE PLANTA DEL SNI

	Máxima	Mínimo	Promedio
Hydro + Geo	81.95%	19.87%	48.64%
Térmicas	69.46%	29.41%	49.51%

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



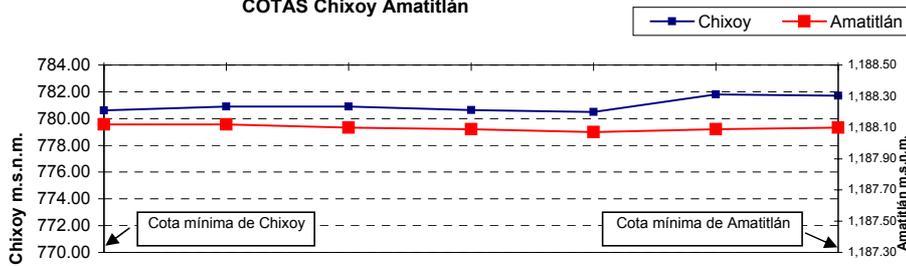
EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

Guatemala exportó al MER un total de 3.6 GWh.

El flujo máximo de intercambio del Sistema Guatemalteco hacia el MER fue de 79.43 MW el día miércoles a las 15:00 horas.

Mientras que el flujo máximo del MER hacia el Sistema Guatemalteco fue de -18.74 MW el sábado a las 19:00 horas.

COTAS Chixoy Amatitlán



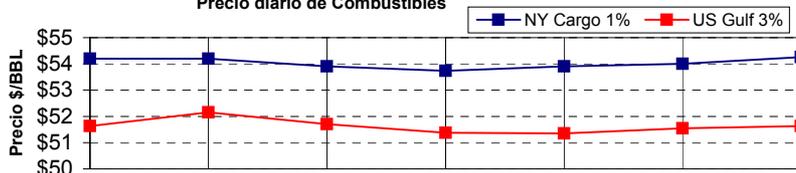
HIDROLOGIA

La cota de Chixoy inició la semana en un valor de 780.62, y la finalizó en 781.71 m.s.n.m. lo que implica una diferencia de 1.09 m para la semana. La cota de Amatitlán estuvo entre los valores de 1188.12 y 1188.1 m.s.n.m. correspondiente a una variación de 0.02 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

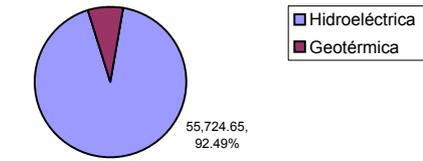
	Anterior	Actual	Dif.
NY Cargo	54.97	53.95	↓ 1.02
US GULF	53.06	51.63	↓ 1.44
NYMEX	69.80	70.98	↑ 1.18

COMBUSTIBLES

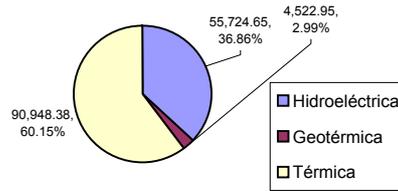
En el mercado de futuros en la semana, el precio del crudo NYMEX se situó en un valor de 70.98 \$/BBL para entrega en Septiembre 2007, observándose una variación de \$1 1.18 respecto a la semana anterior. El promedio del Five Day Rolling Average del Bunker NY Cargo 1% fue 53.95 \$/BBL.

El promedio para el US GULF Waterbone No. 6, 3% fue de 51.63 \$/BBL. Las variaciones para el NY Cargo y el US GULF son de \$1 1.02 y \$1 1.44 respectivamente, comparando con la semana anterior.

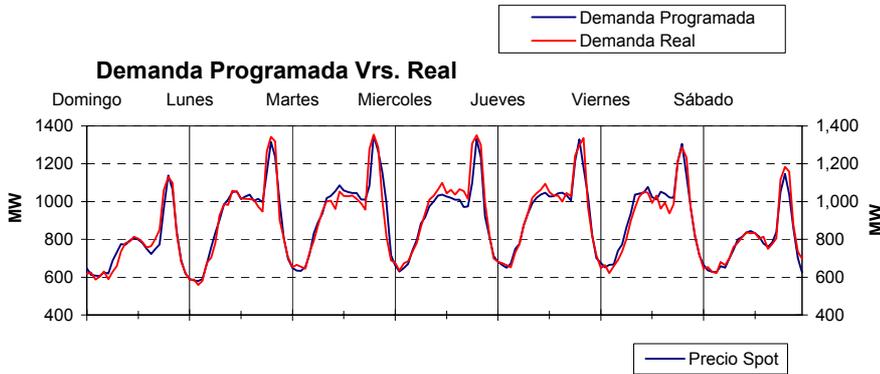
Generación semanal por Recursos Renovables (MWh)



Por fuente primaria de energía (MWh)



Demanda Programada Vrs. Real



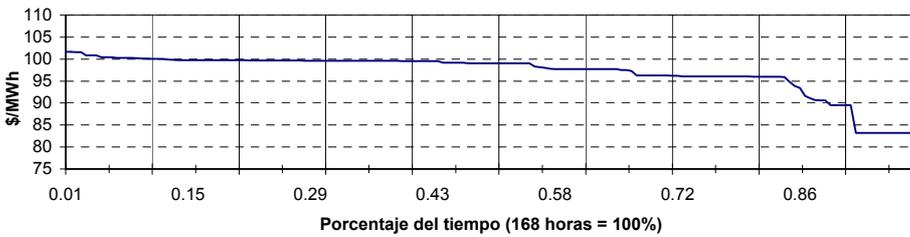
PROGRAMAS DE GENERACIÓN

La relación entre la demanda en el predespacho y el posdespacho se comporta con una **desviación máxima de 21.922%**, una **mínima de 0.003%** y un **promedio de 3.137%** lo cual representa un desvío de **(177.95) MW**, **0.02 MW** y **(6.67) MW** respectivamente.

El **MAPE** de esta semana es **3.14 %**, mientras que el de la semana anterior fue de **2.91 %**

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

Curva de duración del Precio Spot

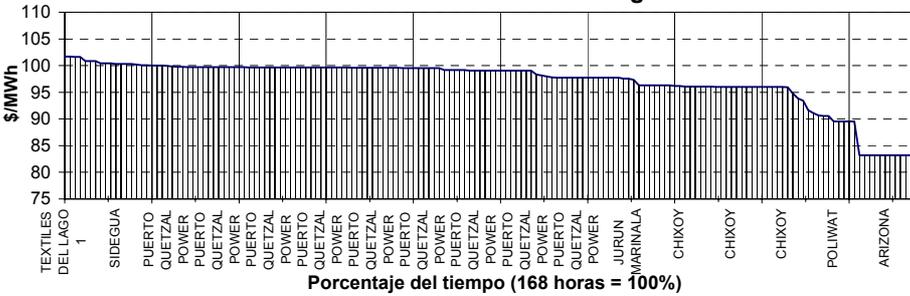


PRECIO SPOT

El **70%** del tiempo durante la semana el precio Spot se situó entre **96.02 y 100.44 \$/MWh**.

El **15%** del tiempo, el Spot se situó entre **83.19 y 90.58 \$/MWh**

Identificación de Generador Marginal



PLANTAS QUE DETERMINARON EL PRECIO

Se puede observar que los generadores que determinaron el precio del Mercado Spot, fueron **PUERTO QUETZAL POWER con 49%**, **CHIXOY con 20%**, **TEXTILES DEL LAGO con 10%**, **Otros generadores 21%**, (Cada generador con una participación menor al 8%) de participación en la semana.

RESUMEN	Precio Spot	Demanda SNI	Hidro+Geo	Térmica	INT	Programado ¹	Desviación % ²
MAX	101.66 \$/MWh	1,353.8 MW	604.2 MW	759.5 MW	79.4 MW	1,350.9 MW	21.922%
MIN	83.19 \$/MWh	558.7 MW	146.5 MW	321.6 MW	(18.7)MW	579.7 MW	0.003%
PROM	96.91 \$/MWh	889.0 MW	358.6 MW	541.4 MW	20.3 MW	886.9 MW	3.137%

Coefficiente de Correlación al cuadrado entre Precio y Demanda

0.4763

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 de Energía	Precio Spot	Indisponibilidades	Otros
A lo largo de la semana se observa un 41% de los valores de demanda fuera del rango. El rango esta definido por el valor de la demanda programada más/menos la RRO en cada hora.	Se observan Precios de Oportunidad de Energía (POE) menores a los programados a lo largo de la semana, debido principalmente al incremento de las lluvias y los caudales de aporte a las hidroeléctricas	Las lluvias también causan problemas en los embalses de algunas hidroeléctricas por los residuos arrastrados por la corriente, principalmente Las Vacas. Chixoy-H3 degradada por problemas de alta temperatura.	Disturbios en la red de transmisión debidos en gran parte a las fuertes lluvias durante la semana.
Domingo			
Variaciones de la demanda respecto al programa, la mayor variación de 78 MW. Generación Hidro/Geo mayor en un 16% y la termo menor en un 9% respecto al programa debido a la disponibilidad de recurso hidráulico.	Se observan valores menores a los programados a lo largo de todo el día, debidos a la disponibilidad de generación hidráulica adicional. El costo operativo total menor en un 5%.	ARI-O10, LPA-B3, GEN-B2 y otras de corta duración	Disturbios de corta duración debido a las lluvias.
Lunes			
Variaciones de la demanda respecto al programa, la mayor variación de 95 MW. Generación Hidro/Geo mayor en un 6% y la termo menor en un 7% respecto al programa debido a la disponibilidad de recurso hidráulico.	Se observan valores menores a los programados en banda mínima debidos a la disponibilidad de generación hidráulica adicional. El costo operativo total menor en un 4%	Genor con disponibilidad de combustible a partir de las 06:00 horas. Indisponibilidades de corta duración de unidades térmicas	Venta de energía de emergencia a Nicaragua en banda media
Martes			
Se observan valores de demanda menores a los programados a lo largo de todo el día, la mayor variación de 178 MW al final del día. Generación Hidro/Geo menor en un 6%.	Valores de POE programados altos en banda máxima con respecto al real. El costo operativo total menor al programado en un 10%	Indisponibilidades de corta duración de unidades térmicas	Pérdida de carga en zonas de Occidente alteran el programa de intercambio en horas de la mañana. Por la tarde se observa pérdida de carga en Oriente por disturbios en el sistema de transmisión.
Miércoles			
Se observan valores de demanda mayores a los programados a lo largo de casi todo el día, la mayor variación de 84 MW. Generación Termo mayor en un 5%.	Los valores de POE se mantienen en valores cercanos a los programados. El costo operativo total mayor en un 3%	CHX-H3 (degradación), SMA-H3, ARI-O10 y LPA-B3. Otras de corta duración y bajo impacto en el despacho.	Disturbios en el sistema de transmisión debido a las condiciones atmosféricas.
Jueves			
Variaciones positivas y negativas de los valores de demanda respecto a los programados. La mayor variación de 84 MW. La generación Hidro/Geo menor en un 4% y la Termo mayor en un 3%.	Los valores de POE y el costo operativo total se mantienen en los valores programados.	CHX-H3 (degradación), LVA (degradación), SMA-H3 y LPA-B3 continúan indisponibles. Otras de corta duración y bajo impacto en el despacho.	Dispara línea Escuintla - Santa Ana en banda media. Otros disturbios de corta duración debido a las fuertes lluvias. Desconexión manual de carga en Oriente por bajo voltaje.
Viernes			
Se observan valores de demanda menores a los programados a lo largo de todo el día, la mayor variación de 89 MW. Generación Hidro/Geo mayor en un 6%, Termo menor en un 9%.	Se observan valores de POE menores a lo programado solo en banda mínima, debido a la disponibilidad de recurso hidráulico. El costo operativo total menor en un 5%.	LVA (degradación), SMA-H3 continúan indisponibles. PNT-B1 con degradación de capacidad. Otras de corta y mediana duración.	Dispara línea Guadalupe3 - GuateEste, afectando la carga servida por la Subestación Próceres. Se realiza traslado manual de carga. Otros disturbios en varias regiones del país por las fuertes lluvias.
Sábado			
Los valores de demanda con oscilaciones respecto a la programada, la mayor variación 71 MW. Se observa una generación Hidro/Geo mayor en un 16% respecto al programa y la Termo 6% menor a lo programado.	Se observan valores de POE muy cercanos a los programados. El costo operativo total muy cercano al programado.	TAM-G2 entra línea como RRa por indisponibilidades. TAM-G1 falla al ser convocada.	Disturbios en el sistema de transmisión de Occidente.