

Informe Estadístico 2011

Mercado Mayorista de Electricidad
de la República de Guatemala
correspondiente al año 2010



Comisión Nacional de Energía Eléctrica
República de Guatemala





Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Informe Anual 2010

Presentación del Informe

El Mercado Mayorista de Electricidad es el ámbito más dinámico del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, y como tal, durante el año 2010 su funcionamiento fue influenciado por diversas variables y los resultados de su operación se vieron reflejados en las diferentes transacciones que sus Participantes efectuaron.

Una de las principales funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es verificar el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, debiendo éste operar en condiciones que incentiven su eficiencia.

Para poder verificar el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad, es necesario conocer cómo se comportan sus principales parámetros y cómo se reflejan los resultados de su operación; tarea que la División de Mercado de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, efectúa mediante la construcción, análisis e interpretación de diferentes indicadores estadísticos.

El presente informe contiene los indicadores estadísticos que consideramos mejor representan las variables y resultados de la operación del Mercado Mayorista Guatemalteco durante el año 2010; así mismo, para cada indicador se desarrolla un análisis que pretende explicar el comportamiento de las variables graficadas y darles alguna interpretación.

Consideramos que la información que podrán analizar, interpretar o simplemente leer en cada una de las cinco secciones que conforman el "Informe Estadístico Anual del Mercado Mayorista de Electricidad Guatemalteco año 2010", constituye una valiosa herramienta de consulta, registro y difusión de información sobre nuestro Mercado Mayorista de Electricidad.

Atentamente,

Ing. Marcello Estrada
Jefe División de Mercado

El "Informe Estadístico Anual del Mercado Mayorista de Electricidad Guatemalteco año 2010" contiene información sumamente valiosa para los participantes del mercado, potenciales inversionistas, usuarios del servicio de electricidad, gremiales y asociaciones, entidades gubernamentales y académicas, y en general para todos aquellos que tengan algún interés en conocer la forma en que operó el Mercado Mayorista de Electricidad Guatemalteco durante el 2010.

El presente informe es el tercero de una serie de trabajos que pretenden documentar, a través de indicadores estadísticos, explicaciones e interpretaciones técnicas, la historia de nuestro Mercado Mayorista de Electricidad; historia que consideramos será base fundamental en decisiones futuras en pro del desarrollo del Sub Sector Eléctrico guatemalteco.

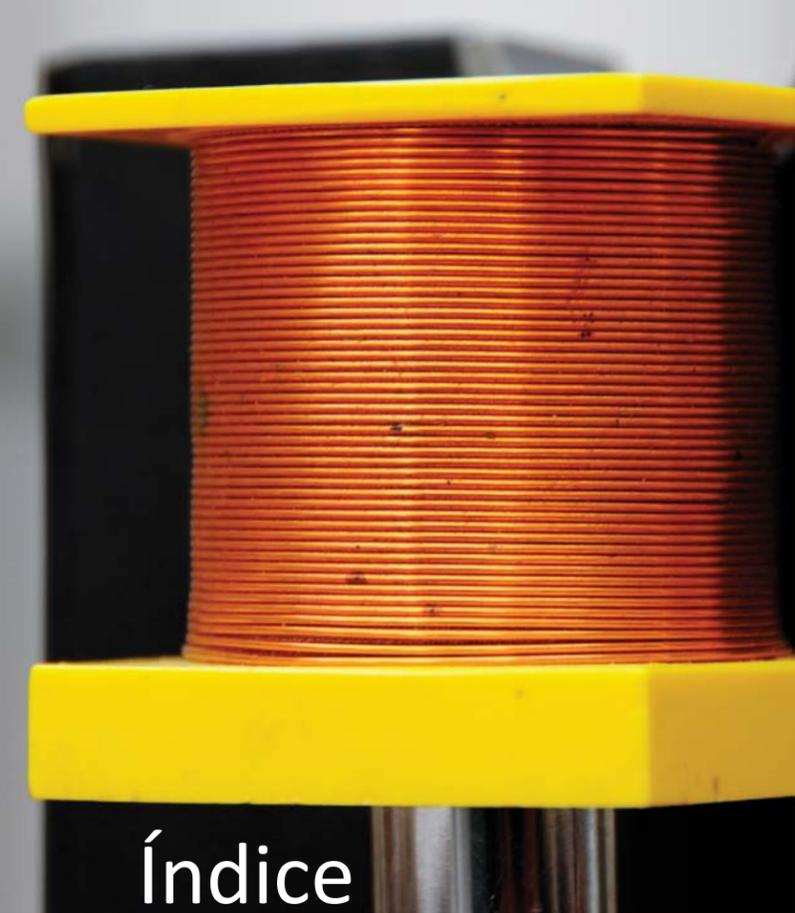
Por lo anterior, el Directorio de esta Comisión está muy complacido con el trabajo que los integrantes de la División de Mercado han efectuado y los insta a continuar desarrollando sus actividades con el profesionalismo, dedicación y excelencia que los ha caracterizado; ya que estamos convencidos que el éxito de una institución depende del esfuerzo de sus integrantes.

Atentamente,

Ing. Carlos Eduardo Colom Bickford
Presidente

Ing. Cesar Augusto Fernández Fernández
Director

Ing. Enrique Moller Hernández
Director



Índice

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

6

Sección 2.
Eventos macro-climáticos y su influencia en el régimen hidrológico en Guatemala en el año 2010

35

Sección 3.
Demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado

52

Sección 4.
Aspectos relevantes del Mercado Mayorista de Electricidad

76

Sección 5.
Transacciones Internacionales

90

Fuentes de Información

El presente informe estadístico fue elaborado con base en los siguientes documentos y reportes que emite el Administrador del Mercado Mayorista (AMM):

- Informes de Transacciones Económicas.
- Postdespachos.
- Programas de despacho diario, semanal y anual.
- Informes de generación.

En los casos donde se utilizó información de otras fuentes, se citan al pie del cuadro o gráfica correspondiente.

Lista de Acrónimos

Administrador del Mercado Mayorista	AMM
Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda	CAD
Desvíos de Potencia	DP
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A.	DEOCSA
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A.	DEORSA
Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.	EEGSA
Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología	INSIVUMEH
Mercado Eléctrico Regional	MER
Sistema Nacional Interconectado	SNI
Comisión Nacional de Energía Eléctrica	CNEE
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Reserva Rápida	RRA
Reserva Rodante Operativa	RRO

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

1.1 Introducción.

El Mercado de Oportunidad de la Energía o Mercado Spot, es un mercado de cierre, donde los vendedores son los Participantes del Mercado que tienen excedentes de energía no comprometidos en contratos, y los compradores son aquellos Participantes que necesitan cubrir sus faltantes de energía no contratada, o aquellos que asumen el riesgo de cubrir su demanda de energía en este mercado.

A diferencia del Mercado a Término, en el Mercado Spot el precio de la energía no es pactado por las partes mediante un contrato, la energía es valorizada al Precio de Oportunidad de la Energía o Precio Spot.

El Precio Spot es fijado cada hora y depende del costo variable de generación de la última unidad que siguiendo la lista de mérito, fue convocada por el AMM a generar para cubrir la demanda. La lista de mérito se conforma apilando las unidades de generación de menor a mayor costo variable, la unidad o central que fija el Precio Spot se conoce como "unidad marginal". Para fijar el precio la unidad marginal tuvo que haber estado generando durante 15 minutos como mínimo durante la hora correspondiente.

Un participante que no tiene cubierta la totalidad de su demanda de energía con contratos y compra energía en el Mercado Spot, debe tomar en cuenta los riesgos asociados a la volatilidad del Precio Spot. A continuación se describen algunos de los riesgos relativos a la compra de energía en el Mercado Spot:

- a) Si se produce una falla en el Sistema Nacional Interconecto (SNI), es probable que sea necesario convocar unidades o centrales de generación de costo variable alto, encareciéndose el Precio Spot.
- b) Si alguna central o unidad de costo variable bajo requiere de un mantenimiento, debe ser reemplazada por unidades de generación más caras, resultado un Precio Spot mayor.
- c) El Precio Spot es altamente influenciado por las condiciones hidrológicas:
 - En condiciones de sequía, la generación hidroeléctrica es limitada y es necesario utilizar generación térmica para cubrir la demanda. Dependiendo de los precios de los combustibles, así es la afectación del Precio Spot.
 - En condiciones de un invierno normal, el Precio Spot se ve favorecido por la generación hidroeléctrica y generalmente su valor baja.
 - En un invierno extremadamente lluvioso, si bien puede pensarse que la generación hidroeléctrica será mayor y esto favorecerá el Precio Spot, pueden presentarse indisponibilidades importantes en centrales hidroeléctricas que son afectadas por exceso de sedimentos en el caudal entrante, inundaciones etc. Dependiendo de la severidad de estas indisponibilidades, pueden llegar a afectar negativamente el Precio Spot con un posible incremento.
- d) Las variaciones internacionales en los precios del búnker, diésel y carbón, guardan una relación directa con los resultados del Precio Spot. Precios altos en estos combustibles implican Precios Spot también altos y viceversa.

- e) El crecimiento en la demanda de energía en el Sistema Nacional Interconectado es otro factor que afecta al Precio Spot. Una demanda creciente, suplida con un parque generador que no crece con inversiones en generación eficiente de bajo costo de producción, resultará en Precios Spot altos.
- f) Otro factor que afecta al Precio Spot de la energía, es la banda horaria en la que se compre. Las bandas horarias en el Mercado Mayorista de Electricidad son tres, la banda mínima está comprendida de las 22:00 a las 06:00 horas, la banda media está comprendida de las 06:00 a las 18:00 horas y la banda máxima de las 18:00 a las 22:00 horas. Generalmente los Precios Spot de la energía son menos susceptibles de riesgo en las horas de baja demanda, horas que generalmente se presentan durante la banda mínima, siempre y cuando no se hayan programado mantenimientos de centrales generadoras importantes que impliquen su indisponibilidad.
- g) La incorporación de nueva generación de costos variables eficientes y las importaciones de energía, conllevan un efecto positivo en los Precios Spot e incentivan la competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad.

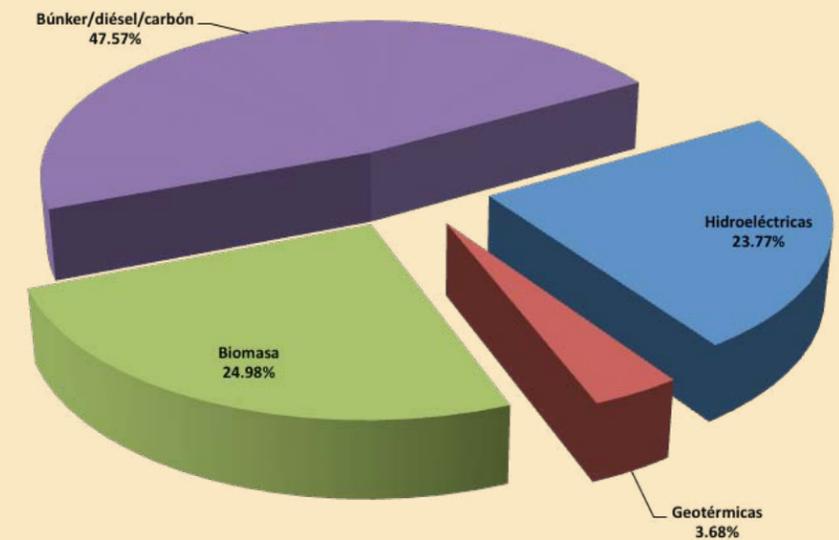
1.2 Abastecimiento de la demanda de energía durante el año 2010 con generación local.

El año 2010 presentó ciertas características climáticas que incidieron en el resultado del Precio Spot. La época seca de enero a abril del 2010 venía influenciada por los escasos aportes hidrológicos del 2009, que se caracterizó por ser un año seco derivado del fenómeno El Niño. La producción hidroeléctrica en este periodo representó un 23.77% de la energía generada localmente (gráfica 1). La mayor parte de la demanda se cubrió con generación térmica a base de combustibles fósiles (carbón, búnker y diésel), que representó un 47.57% de la producción local. Un aporte importante durante la época seca, lo constituyó la generación a base de biomasa, que durante los meses de enero a abril representó un 24.98% de la producción local.

La generación con biomasa se produce utilizando como combustible el bagazo de caña de azúcar. Los ingenios cogeneradores venden su energía al Mercado Mayorista mediante contratos o al Mercado de Oportunidad de la Energía. Existen seis ingenios cogeneradores que tienen contratos existentes (suscritos antes de la vigencia de la Ley General de Electricidad), algunos de los cuales tienen excedentes que se comercializan a precios muy competitivos en el Mercado Mayorista; sin embargo, debido a las condiciones de los contratos existentes, que establecen una indexación de la energía al precio internacional del búnker, no se traslada el beneficio de la producción con biomasa al Precio Spot.

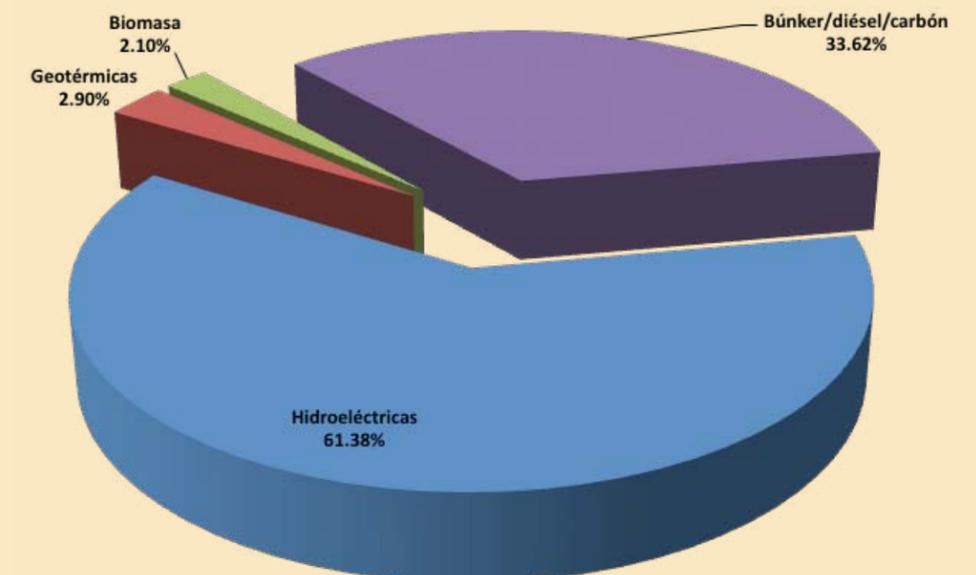
Aunque la generación con biomasa por estar contratada en su mayoría por medio de contratos existentes, no contribuye sustancialmente a reducir el Precio Spot, sí es de gran importancia para el Sistema Nacional Interconectado al incrementar la seguridad del abastecimiento de energía. Esto es posible, porque la zafra azucarera se lleva a cabo en los meses de la época seca, complementándose así con la generación hidroeléctrica, que durante los meses de zafra ve mermado su aporte de energía.

GRÁFICA 1
Producción de energía del SNI
enero - abril 2010

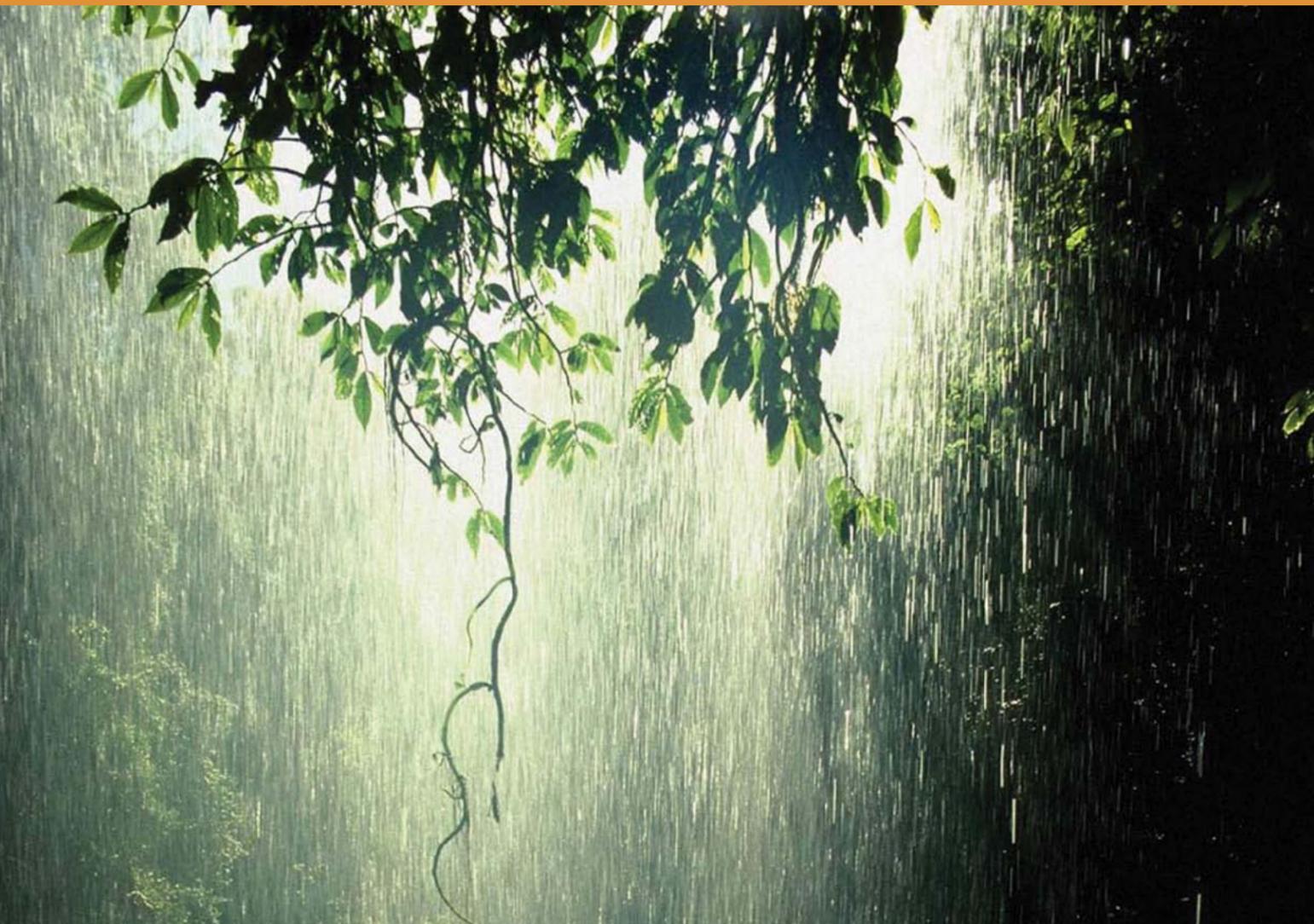


Contrario a lo ocurrido en el año 2009, el invierno del 2010 tuvo la influencia del fenómeno La Niña, caracterizándose por ser extremadamente húmedo (un análisis detallado de las condiciones hidrológicas del 2010 se presenta en la Sección 2 siguiente). Durante el periodo de mayo a octubre, la generación hidroeléctrica representó el 61.38% de la generación local (gráfica 2).

GRÁFICA 2
Producción de energía SNI
mayo - octubre 2010



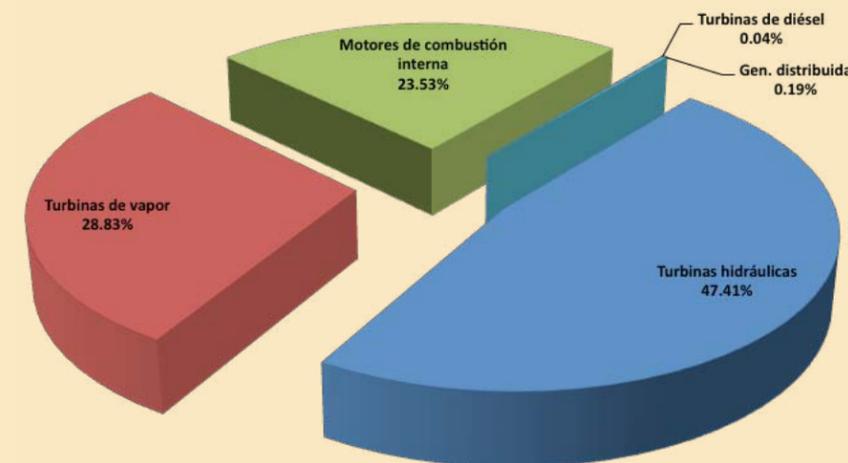
Contrario a lo ocurrido en el año 2009, el invierno del 2010 tuvo la influencia del fenómeno La Niña, caracterizándose por ser extremadamente húmedo



En la gráfica 3 y cuadro 1 siguientes, puede apreciarse que durante el año 2010, la generación hidroeléctrica con centrales generadoras convencionales alcanzó un 47.41% y la Generación Distribuida Renovable con recursos hidroeléctricos representó un 0.19% del total generado localmente. En conjunto, la generación hidroeléctrica representó un 47.60% de la generación local total (gráfica 4 y cuadro 2).

GRÁFICA 3

Participación en la producción de energía del SNI por tecnología enero - diciembre 2010



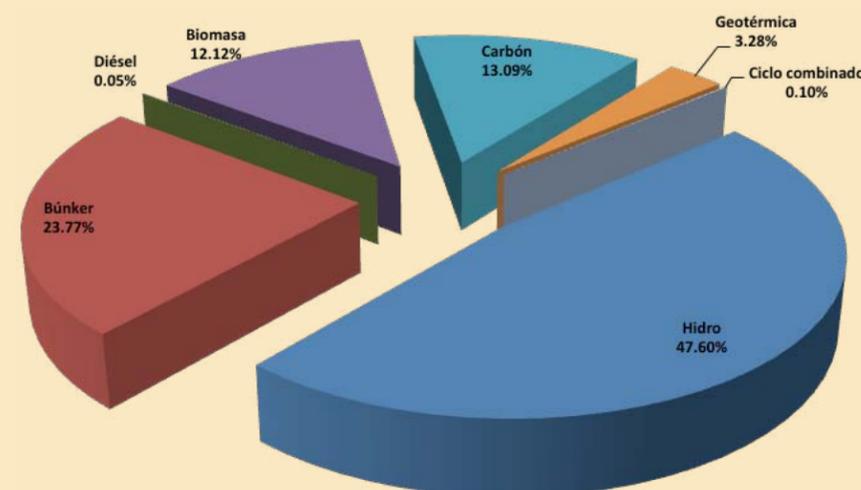
CUADRO 1

Producción de energía enero - diciembre 2010

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	3,751.93
Turbinas de vapor	2,281.64
Motores de combustión interna	1,861.88
Turbinas de diésel	3.53
Gen. distribuida	15.11
Total	7,914.09

GRÁFICA 4

Participación en la generación de energía en el SNI por tipo de combustible enero - diciembre 2010



CUADRO 2
Producción de energía
enero - diciembre 2010

Tecnología	GWH
Hidro	3,767.04
Búnker	1,881.42
Diésel	3.82
Biomasa	959.09
Carbón	1,035.62
Geotérmica	259.31
Ciclo combinado*	7.80
Total	7,914.09

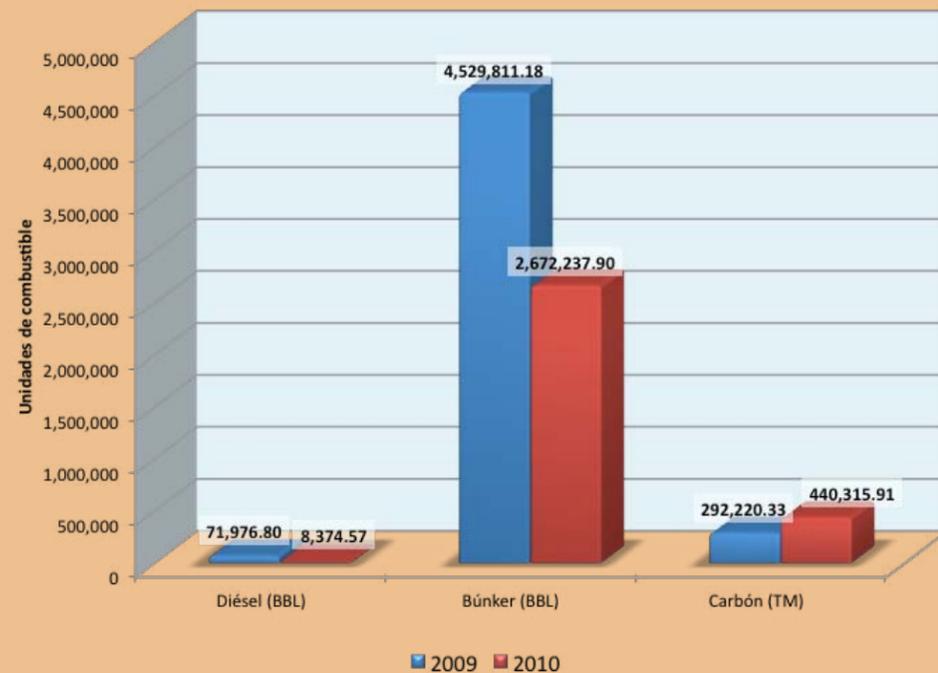
*Esta unidad corresponde a "Arizona vapor", que funciona con los gases de escape de los motores de la central Arizona

El fuerte invierno del 2010 y la entrada en operación comercial de la central hidroeléctrica Hidro Xacbal el 4 de julio del 2010 con una potencia máxima de 97.05 MW, permitió que la generación hidroeléctrica se incrementara, con la consecuente reducción en la utilización de centrales térmicas para cubrir la demanda de energía. Comparado con el 2009, año en el cual la generación hidroeléctrica representó un 36% del total generado localmente, durante el 2010 se redujo el consumo de búnker en un 41.01% y el diésel en un 88.36%. El consumo de carbón se incrementó en un 50.68%, aspecto que se explica por las fallas que sufriera la Central Generadora San José durante el 2009 y que limitaran considerablemente su producción de energía, de tal forma que durante el 2010, cuando operó sin presentar indisponibilidades importantes, se incrementó el consumo de carbón (cuadro 3 y gráfica 5).



CUADRO 3	2009	2010	Diferencia 2010-2009	% respecto 2009
Diésel (BBL)	71,976.80	8,374.57	-63,602.23	-88.36%
Búnker (BBL)	4,529,811.18	2,672,237.90	-1,857,573.28	-41.01%
Carbón (TM)	292,220.33	440,315.91	148,095.58	50.68%

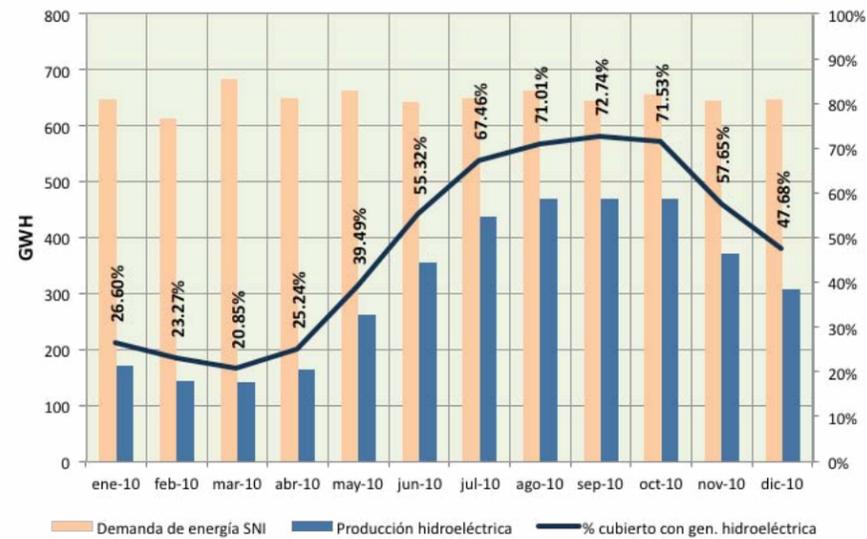
GRÁFICA 5
Consumo estimado de combustible para la producción de energía en el SNI



Durante el 2010 se redujo el consumo de búnker en un 41.01% y el diésel en un 88.36%.

GRÁFICA 6

Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con generación hidroeléctrica



La generación hidroeléctrica durante el 2010, llegó a cubrir hasta un 72.74% de la demanda mensual de energía en septiembre. En la gráfica 6, se presenta la demanda mensual de energía del SNI comparada con la producción hidroeléctrica y el porcentaje de la demanda que esta generación cubrió en cada mes.

1.3 Importación de energía/Oferta total de generación.

Otro factor que tuvo influencia en el Precio Spot de la energía, fue la energía importada de México. La interconexión con México, que inició formalmente su operación comercial el 10 de octubre de 2010, llegó a cubrir hasta un 9.92% de la demanda del SNI en el mes de abril (gráfica 7).

GRÁFICA 7

Porcentaje de la demanda de energía del SNI cubierta con energía importada de México



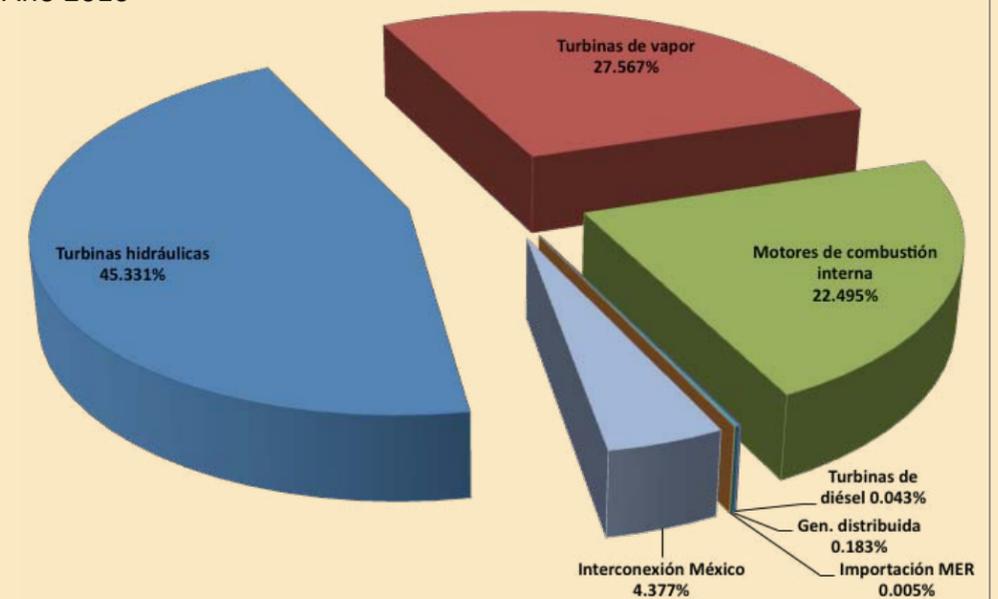
El efecto de la energía importada de México, fue reducir la generación a base de búnker y diésel y como se observa en la gráfica anterior, su contribución mayor fue en los meses secos, cuando la generación hidroeléctrica se reduce. De esta forma, la importación de hasta 120 MWH de México tuvo efectos positivos en el Precio Spot y en la garantía del suministro para el Sistema Nacional Interconectado.

Sumado a los efectos positivos en el Precio Spot, la Interconexión con México ha sido un soporte importante para el Sistema Nacional Interconectado durante eventos y fallas que a lo largo de estos meses han ocurrido, contribuyendo a mantener los niveles de calidad y confiabilidad necesarios para garantizar el suministro. La Interconexión con México también ha contribuido a soportar fallas importantes en los sistemas del resto de países de Centro América, ya que a través de la interconexión Guatemala- El Salvador, la Interconexión con México ha aportado flujos de energía que han ayudado a estabilizar los sistemas del resto de países de Centro América cuando éstos han tenido fallas considerables.

En las gráficas 8 y 9 y en los cuadros 4 y 5 se muestra la oferta total de energía, incluyendo la generación local, la importación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la importación de México. La importación de energía proveniente del MER no fue de mayor importancia y corresponde en su mayor parte a energía inadvertida.

GRÁFICA 8

Oferta total de energía por tecnología Año 2010



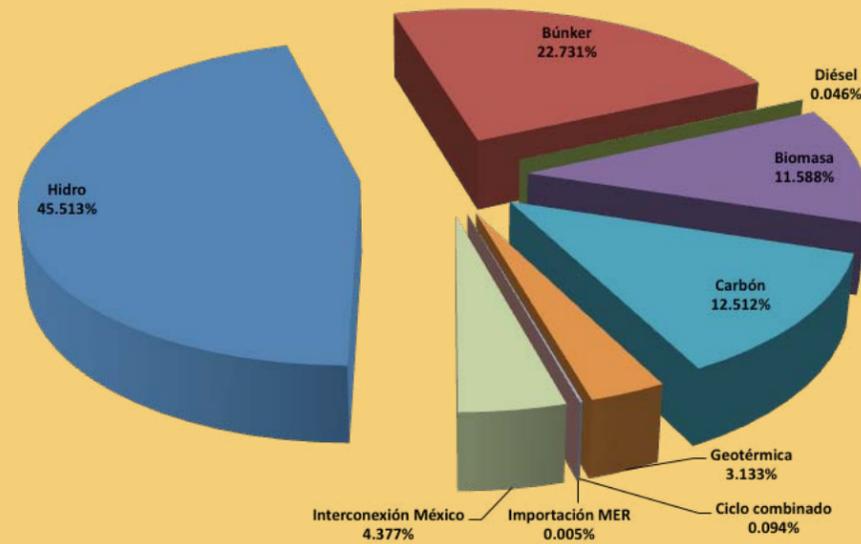
CUADRO 4

Oferta total de energía (año 2010)

Tecnología	GWH
Turbinas hidráulicas	3,751.926
Turbinas de vapor	2,281.640
Motores de combustión interna	1,861.882
Turbinas de diésel	3.533
Gen. distribuida	15.112
Importación MER	0.408
Interconexión México	362.302
Total	8,276.803

GRÁFICA 9

Oferta total de energía por tipo de combustible
Año 2010



CUADRO 5

Oferta total de energía
(año 2010)

Tecnología	GWH
Hidro	3,767.038
Búnker	1,881.422
Diésel	3.821
Biomasa	959.090
Carbón	1,035.618
Geotermica	259.308
Ciclo combinado	7.797
Importación MER	0.408
Interconexión México	362.302
Total	8,276.803



1.4 Costos variables de generación y precios internacionales de los combustibles.

En el Mercado Mayorista guatemalteco, los Participantes Productores tienen que declarar un costo variable de generación en función al cual serán convocados a generar por el Administrador del Mercado Mayorista para cubrir la demanda. El costo variable de generación está asociado al costo del combustible, los costos de operación y mantenimiento, la eficiencia de las unidades generadoras y los costos de arranque y parada.

El parque generador de Guatemala se compone de tecnologías de generación con diferentes costos variables de generación, que influyen en la formación del Precio Spot:

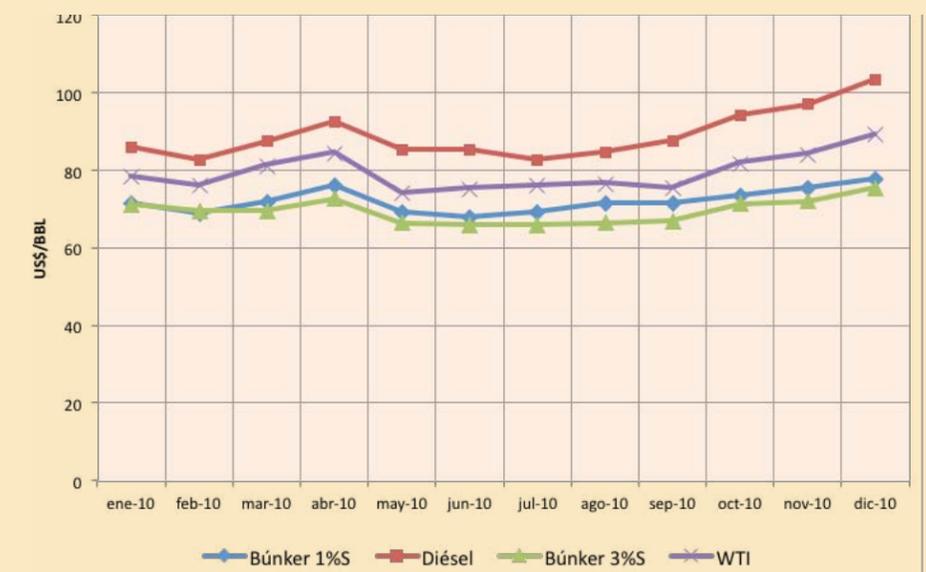
- Hidroeléctricas.
- Geotérmicas.
- Motores de combustión interna.
- Térmicas a base de carbón.
- Cogeneración con biomasa y/o búnker.
- Turbinas de diésel.

Las centrales o unidades generadoras marginales del Sistema Nacional Interconectado, generalmente son aquellas que utilizan búnker y diésel para la generación de energía. Debido a que las centrales generadoras marginales son las que fijan el precio spot, las variaciones en los precios de estos combustibles, trae como consecuencia el incremento o reducción en el costo variable de los generadores que utilizan estas tecnologías y las consiguientes variaciones en el costo marginal del sistema cuando son requeridas dichas tecnologías.

El año 2010 se caracterizó por precios de combustibles bastante estables, presentándose algunos incrementos en los precios internacionales durante los periodos de marzo-abril y octubre-diciembre (gráfica 10 y cuadro 6).

GRÁFICA 10

Promedio mensual del precio de los combustibles
2010



CUADRO 6

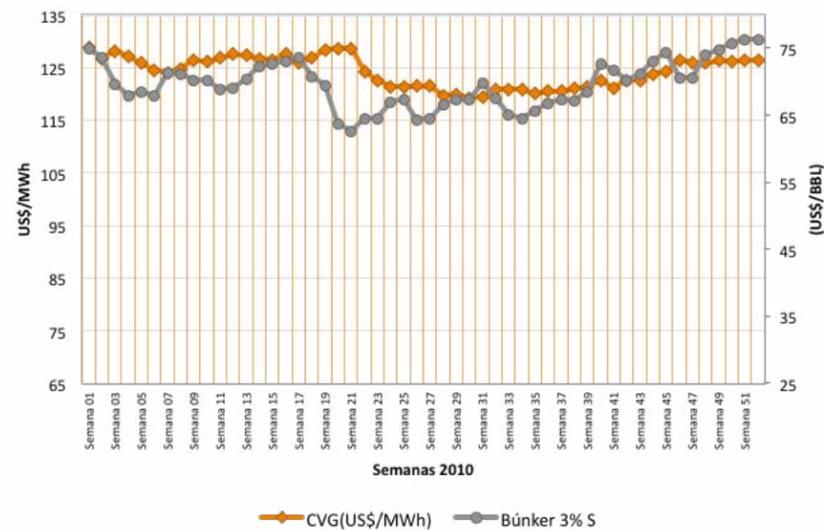
Promedio mensual de precios de combustibles
(\$/barril)

	Búnker 1%S	Diésel	Búnker 3%S	WTI
Ene-10	71.68	86.10	71.49	78.44
Feb-10	68.96	82.88	69.69	76.27
Mar-10	71.98	87.65	69.78	81.35
Abr-10	76.33	92.79	72.84	84.61
May-10	69.44	85.58	66.59	74.30
Jun-10	67.89	85.41	66.04	75.43
Jul-10	69.31	82.98	66.08	76.19
Ago-10	71.56	84.93	66.63	76.68
Sep-10	71.57	87.83	67.16	75.55
Oct-10	73.60	94.41	71.50	82.01
Nov-10	75.60	97.22	72.26	84.27
Dic-10	77.83	103.67	75.74	89.36
Promedio anual	72.15	89.29	69.65	79.54
Máx. anual	77.83	103.67	75.74	89.36
Mín. anual	67.89	82.88	66.04	74.30

La estabilidad en los precios de los combustibles durante el 2010 permitió que los costos variables de generación de unidades o centrales térmicas de búnker o diésel, mantuvieran la misma tendencia a lo largo del año. En las gráficas 11 y 12, se observa el comportamiento de los costos variables de generación promedio de los motores de combustión interna y las turbinas de diésel del parque de generación nacional.

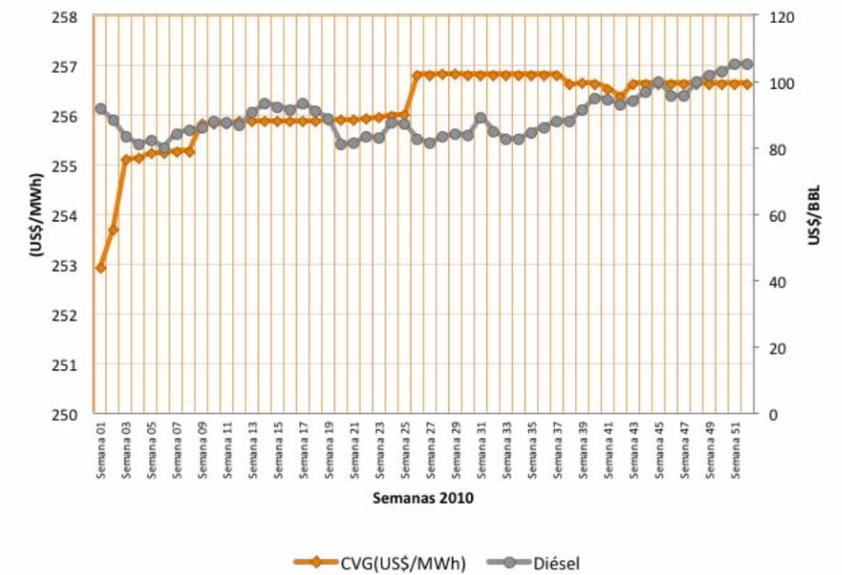
GRÁFICA 11

Costo Variable de generación promedio de motores de combustión interna
precio internacional del búnker 3% S



GRÁFICA 12

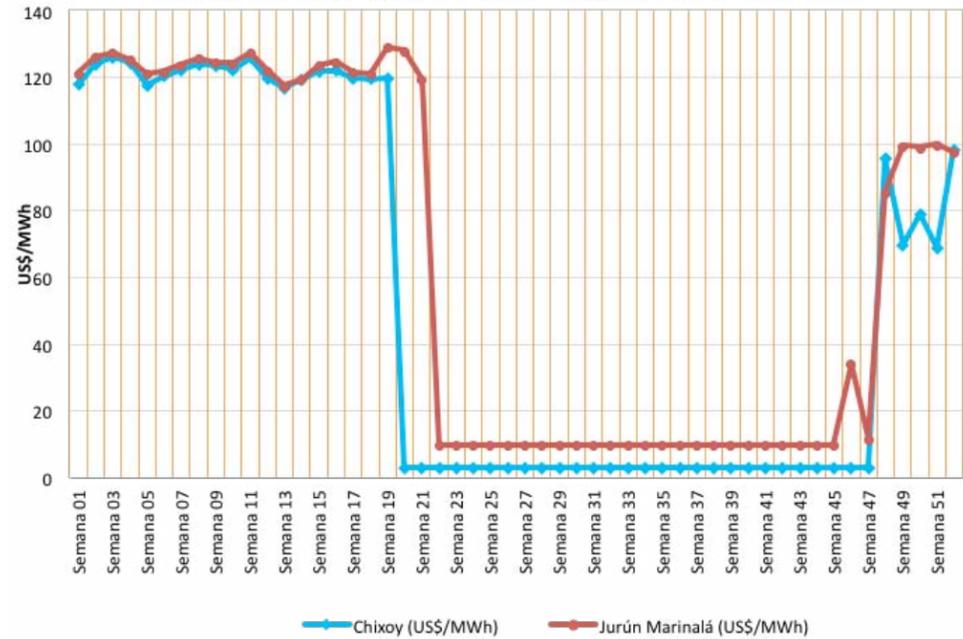
Costo Variable promedio de turbinas de diésel- precio internacional diésel



La estabilidad en los precios de los combustibles durante el 2010 permitió que los costos variables de generación de unidades o centrales térmicas de búnker o diésel, mantuvieran la misma tendencia a lo largo del año.

El valor del agua de las centrales con embalse de regulación anual Chixoy y Jurún Marinalá, durante la época seca fue un reflejo de la escasez de agua derivada de los efectos del fenómeno El Niño durante el 2009. Sin embargo, durante la época lluviosa del 2010, como resultado de un invierno bastante húmedo, el valor del agua de ambas centrales se mantuvo en los valores de operación y mantenimiento (gráfica 13).

GRÁFICA 13
Valor del agua semanal de Chixoy y Jurún Marinalá
2010



I.5 Precios Spot

Durante el 2010, el Precio Spot fue influenciado por varios factores:

- Efectos del fenómeno El Niño en los meses de enero a abril, que redujo considerablemente los aportes hidrológicos y por ende la generación hidroeléctrica, siendo necesario suplir gran parte de la demanda con oferta térmica a base de combustibles fósiles.
- Invierno extremadamente copioso a partir de mayo. Un aspecto interesante del invierno del 2010 y de mucha influencia en el precio spot, lo constituye la tormenta Agatha, que afectó el territorio nacional a finales del mes de mayo. El 29 de mayo, el nivel del embalse de Chixoy estaba en la cota 792.42 m.s.n.m. y para el 30 de mayo (un día después) había alcanzado su valor máximo de 803.17 m.s.n.m, con caudales entrantes promedio de 1,853.63 m³/seg.
- Indisponibilidades de algunas centrales hidroeléctricas como consecuencia de los efectos de la tormenta Agatha. Las hidroeléctricas que sufrieron daños fueron las siguientes:
 - Aguacapa
 - Jurún Marinalá
 - Santa María
 - Los Esclavos
 - El Salto
 - Poza Verde
 - Las Vacas
 - Canadá
 - Montecristo
 - El Recreo
- La mayoría de las centrales pudieron entrar en operación en un tiempo relativamente corto, después de hacer las reparaciones correspondientes, a excepción de la Hidroeléctrica Las Vacas que sufrió daños considerables.
- Unos días antes de la tormenta Agatha, se produjo la erupción del Volcán de Pacaya, que arrojó grandes cantidades de arena volcánica afectando la generadora geotérmica Ortitlán.
- Importación de energía proveniente de México.
- Entrada en operación de la central hidroeléctrica Hidro Xacbal de 97.05 MW.

En la gráfica 14 y cuadro 7 se muestra un comparativo de los Precios Spot mensuales promedio de los años 2009 y 2010. El inicio del 2009 se caracterizó por Precios Spot bajos, resultado de los efectos de un invierno superior al promedio durante el 2008 y precios de combustibles relativamente bajos.

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 diésel 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\$88.60/BBL.

A partir de mayo del 2010 los efectos del fenómeno La Niña se hacen notar en la generación hidroeléctrica, la cual aumentó considerablemente



Si bien, los precios de los combustibles tuvieron incrementos a lo largo del año 2009, el factor que más afectó el Precio Spot fue un invierno caracterizado por bajas precipitaciones resultado del fenómeno el Niño. Condiciones similares a las del 2009 se mantuvieron durante los meses de enero a abril del 2010. Tal como se aprecia en la gráfica, los valores promedio mensuales del Spot durante estos meses del 2010 siguen la misma tendencia que los meses de agosto a diciembre del 2009.

A partir de mayo del 2010 los efectos del fenómeno La Niña se hacen notar en la generación hidroeléctrica, la cual aumentó considerablemente y que junto con la puesta en operación de la central Hidro Xacbal, contribuyeron a que el Precio Spot se redujera considerablemente, llegando a tener el valor mínimo promedio en septiembre (\$74.626/MWH). Otro factor importante fue la estabilidad de los precios de los combustibles que permitió que las unidades marginales térmicas tuvieran costos variables de generación igualmente estables.

GRÁFICA 14
Comparativo precio spot promedio mensual
2009 -2010

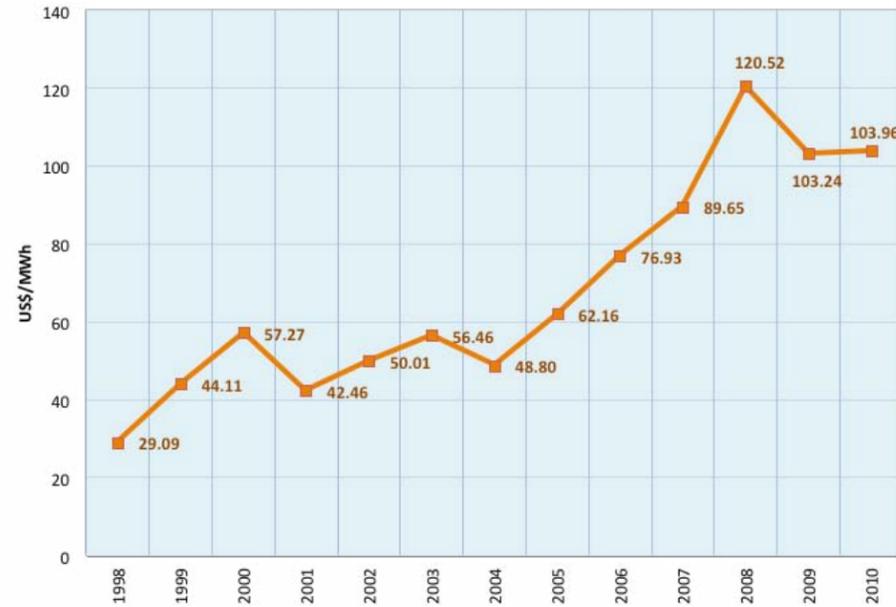


CUADRO 7

	Precios spot promedio mensuales US\$/MWH		Diferencia 2010-2009	% variación respecto 2009
	2009	2010		
Enero	61.996	124.122	62.126	100.21%
Febrero	69.870	124.758	54.888	78.56%
Marzo	71.774	123.766	51.992	72.44%
Abril	80.576	122.119	41.544	51.56%
Mayo	107.390	121.939	14.549	13.55%
Junio	109.388	111.733	2.345	2.14%
Julio	107.733	95.609	-12.124	-11.25%
Agosto	121.898	76.294	-45.604	-37.41%
Septiembre	123.663	74.626	-49.036	-39.65%
Octubre	134.230	77.474	-56.756	-42.28%
Noviembre	126.947	96.165	-30.783	-24.25%
Diciembre	123.445	98.919	-24.527	-19.87%

En la gráfica 15 se muestra el promedio anual del Precio Spot desde el inicio del Mercado Mayorista de Electricidad. Se aprecia que a partir del 2004, el Precio Spot ha ido en aumento como consecuencia de los incrementos en los precios internacionales de los combustibles, llegando al punto máximo en el año 2008. El 2008, como se dijo anteriormente, tuvo un invierno arriba de lo normal, sin embargo, el precio del búnker utilizado para generación alcanzó valores de \$135/barril, lo que incidió en los costos variables de generación y provocó el máximo histórico anual del Precio Spot.

GRÁFICA 15
Precio spot promedio anual



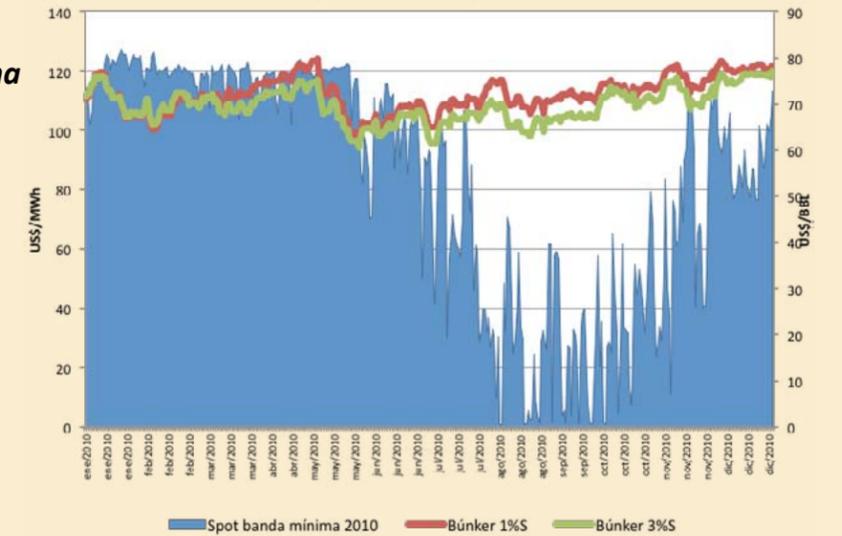
El cuadro 8 presenta un resumen de los Precios Spot promedio mensuales registrados desde 1998 hasta el 2010.

CUADRO 8 Precio promedio mensual de la energía en el Mercado de Oportunidad (US\$/MWH)

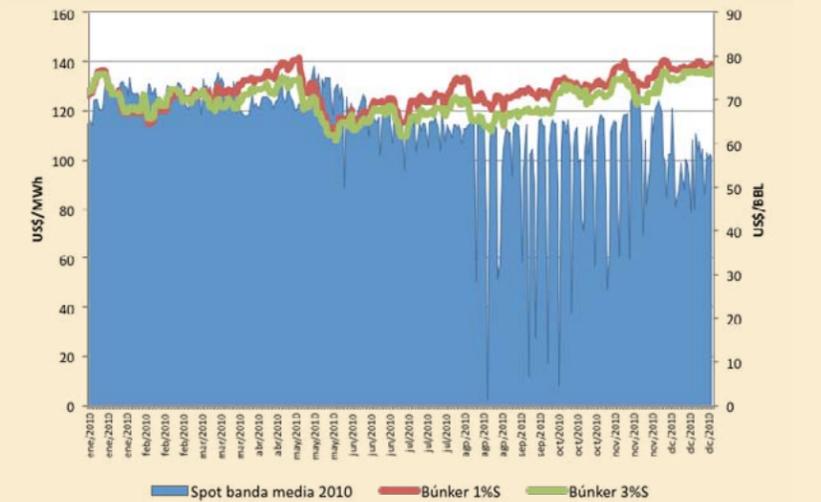
Año/mes	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Promedio mensual
Enero		28.46	52.31	38.63	44.98	53.07	43.38	47.21	65.43	73.49	119.17	62.00	124.12	62.69
Febrero		36.73	54.31	33.59	37.32	60.61	44.22	49.77	68.59	72.48	117.32	69.87	124.76	64.13
Marzo		34.85	61.41	30.71	38.05	63.67	45.14	52.37	74.79	74.81	119.26	71.77	123.77	65.88
Abril		43.93	82.08	44.36	48.3	57.65	47.1	61.3	81.24	77.72	123.91	80.58	122.12	72.52
Mayo		59.27	70.96	52.58	55.34	64.26	49.86	90.38	92.87	96.54	138.29	107.39	121.94	83.31
Junio		58.67	54.21	41.13	47.91	53.99	50.18	89.74	79.39	97.08	138.5	109.39	111.73	77.66
Julio		42.44	56.75	50.07	54.91	51.95	46.87	55.55	78.67	109.64	129.51	107.73	95.61	73.31
Agosto		41.24	63.96	47.98	55.14	55.65	53.31	59.36	80.41	99.36	131.27	121.90	76.29	73.82
Septiembre		43.05	51.76	40.63	54.02	58	57.1	55.01	76.89	78.54	118.72	123.66	74.63	69.33
Octubre		40.29	58.47	42.9	52.48	58.85	49.09	49.48	75.51	81.86	109.37	134.23	77.47	69.17
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	96.16	71.54
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	98.92	65.63
Promedio anual	29.085	44.11	57.27	42.46	50.01	56.46	48.80	62.16	76.93	89.65	120.52	103.24	103.96	

En las gráficas 16, 17 y 18, puede observarse para cada una de las bandas horarias, mínima, media y máxima respectivamente; el comportamiento del Precio Spot comparado con los precios internacionales del búnker.

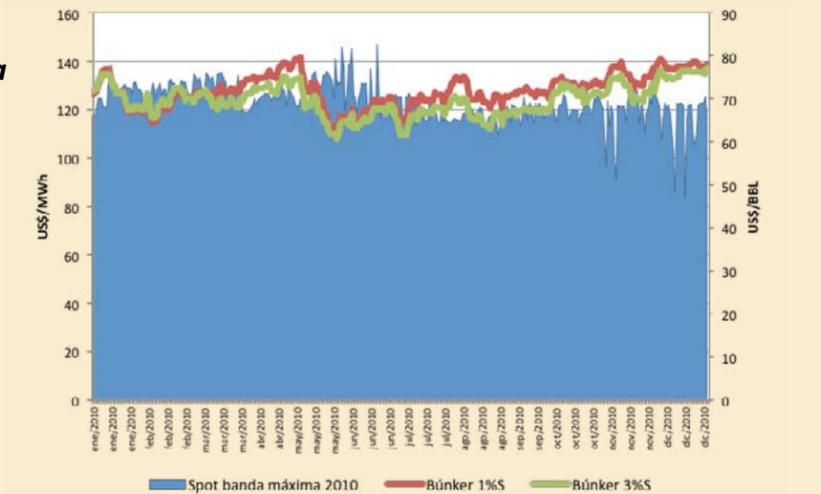
GRÁFICA 16
Precio spot banda mínima precios del búnker 2010



GRÁFICA 17
Precio spot banda media precios del búnker 2010



GRÁFICA 18
Precio spot banda máxima precios del búnker 2010



En las gráficas 16 y 17, puede observarse que entre los meses de julio y octubre, el Precio Spot tuvo periodos de precios bastante bajos, llegándose a tener valores de \$0.878/MWH. Estos valores se obtuvieron cuando la demanda del SNI fue cubierta en su totalidad con generación hidroeléctrica y como resultado del vertimiento existente en dichas centrales. Así, la normativa vigente establece que en estas condiciones, el Precio Spot corresponde al costo de operación y mantenimiento más bajo del conjunto de hidroeléctricas que se encuentran generando. En la banda media, estas condiciones imperaron principalmente en los días de baja carga.

En la gráfica 18, se aprecia que en la banda máxima, el Precio Spot es fijado en la mayor parte del tiempo por tecnologías que utilizan búnker, derivado que la demanda de energía no puede ser cubierta sólo con centrales hidroeléctricas y de carbón, siendo necesario convocar motores de combustión interna.

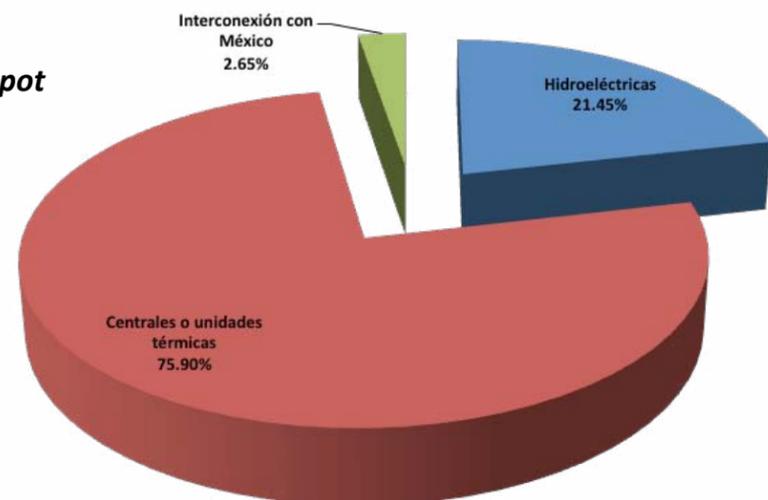
1.6 Tecnologías de generación que fijaron el Precio de Oportunidad de la Energía

De los factores que determinaron e influyeron en el Precio Spot expuestos anteriormente, durante los meses de enero a abril (y parte de mayo) el Precio Spot fue fijado por unidades o centrales generadoras que utilizan búnker y por centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, las que, por la metodología establecida para calcular el valor del agua, también determinan el Precio Spot en un porcentaje considerable del tiempo. En los siguientes meses del 2010, derivado de lo copioso del invierno, las centrales hidroeléctricas tuvieron una participación importante en la fijación del Precio Spot, especialmente en la banda de demanda mínima. En el cuadro 9 puede observarse para cada una de las bandas horarias, el porcentaje del tiempo que fijaron el Precio Spot o Precio de Oportunidad de la Energía, durante el año 2010, las tecnologías de generación hidroeléctrica y térmica. Se incluye además la Interconexión con México, que empezó a participar en la fijación del Precio Spot a partir del inicio de su operación comercial en octubre del 2010:

CUADRO 9. Tipo de tecnología que fijó el precio de oportunidad de la energía		
Año 2010		
Banda de demanda	Tipo de tecnología	% de tiempo
Banda Mínima	Hidroeléctricas	35.38%
	Térmicas	60.96%
	Interconexión con México	3.66%
Banda Media	Hidroeléctricas	15.21%
	Térmicas	82.05%
	Interconexión con México	2.74%
Banda Máxima	Hidroeléctricas	12.33%
	Térmicas	87.33%
	Interconexión con México	0.34%

En la gráfica 19 siguiente, se muestra que durante el 2010, el Precio Spot fue fijado en un 75.90% de las horas del año, por centrales o unidades térmicas, las hidroeléctricas fijaron el precio durante el 21.45% de las horas y la Interconexión con México el 2.65% del tiempo.

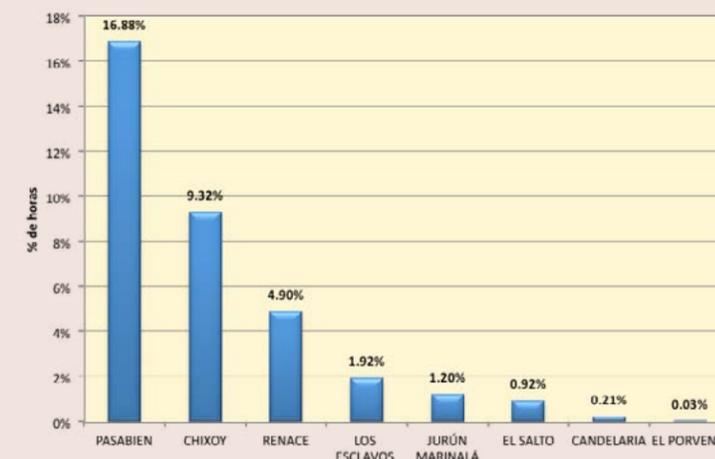
GRÁFICA 19
Composición del precio spot 2010



En las siguientes gráficas y cuadros se muestra por banda horaria, el porcentaje de participación de las centrales generadoras hidroeléctricas que fijaron el Precio Spot de la energía durante el año 2010:

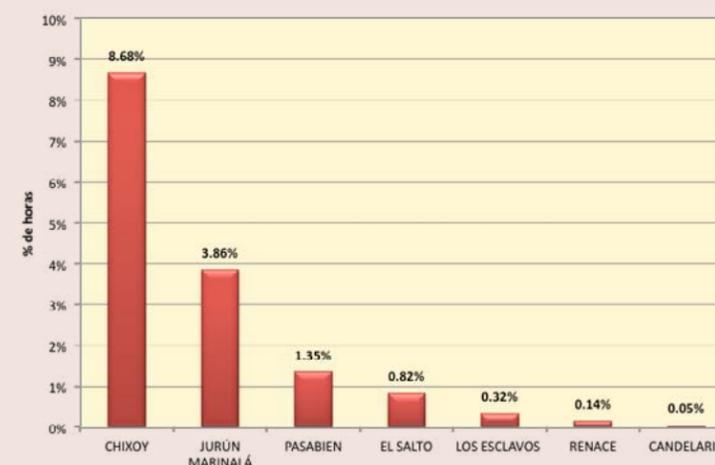
GRÁFICA 20
Hidroeléctricas que fijaron el precio spot en la banda mínima 2010

CUADRO 10. Banda mínima 2010		
Central	# de horas	% de tiempo
Pasabien	493	16.88%
Chixoy	272	9.32%
Renace	143	4.90%
Los Esclavos	56	1.92%
Jurún Marinalá	35	1.20%
El Salto	27	0.92%
Candelaria	6	0.21%
El Porvenir	1	0.03%
Total	1,033	35.38%



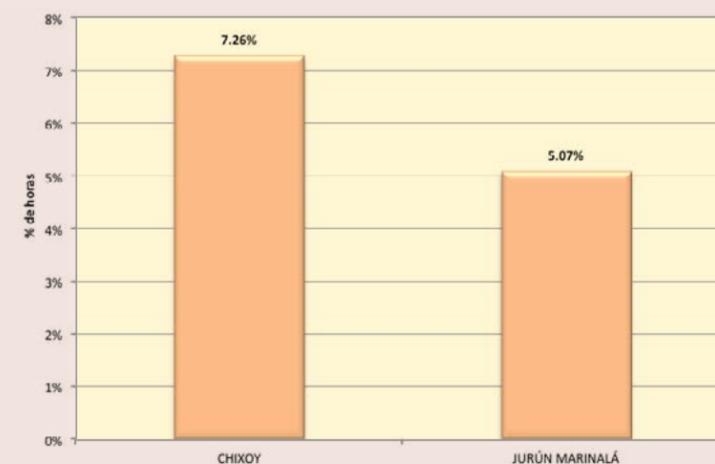
GRÁFICA 21
Hidroeléctricas que fijaron el precio spot en la banda media 2010

CUADRO 11. Banda media 2010		
Central	# de horas	% de tiempo
Chixoy	380	8.68%
Jurún Marinalá	169	3.86%
Pasabien	59	1.35%
El Salto	36	0.82%
Los Esclavos	14	0.32%
Renace	6	0.14%
Candelaria	2	0.05%
Total	666	15.21%



GRÁFICA 22
Hidroeléctricas que fijaron el precio spot en la banda máxima 2010

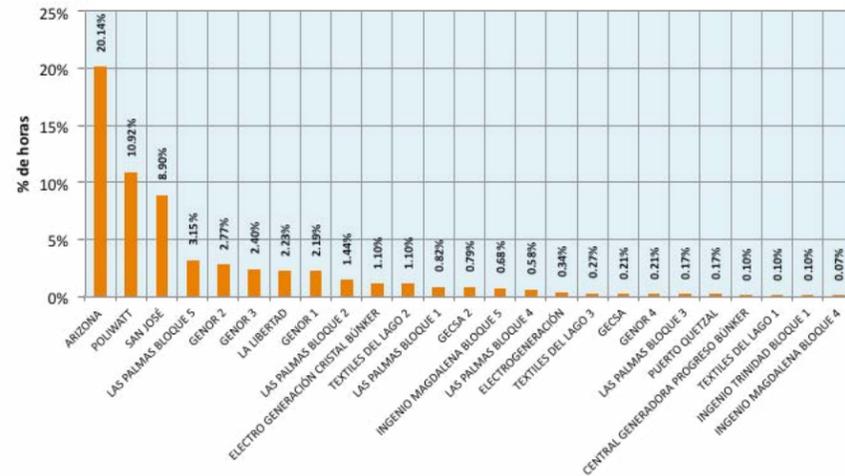
CUADRO 12. Banda máxima 2010		
Central	# de horas	% de tiempo
Chixoy	106	7.26%
Jurún Marinalá	74	5.07%
Total	180	12.33%



Las gráficas y cuadros siguientes muestran por banda horaria, el porcentaje de participación de las centrales generadoras térmicas que fijaron el Precio Spot durante el año 2010:

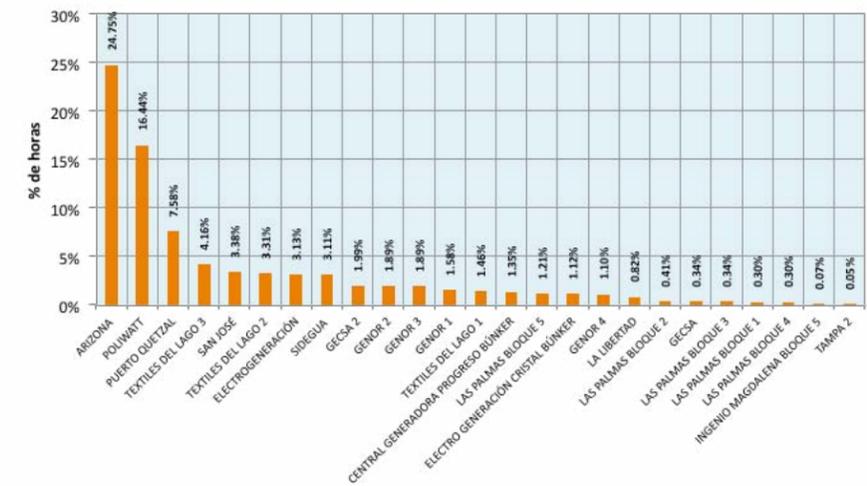
GRÁFICA 23

Centrales o unidades térmicas que fijaron el precio spot en la banda mínima 2010



GRÁFICA 24

Centrales o unidades térmicas que fijaron el precio spot en la banda media 2010



CUADRO 13. Banda mínima 2010

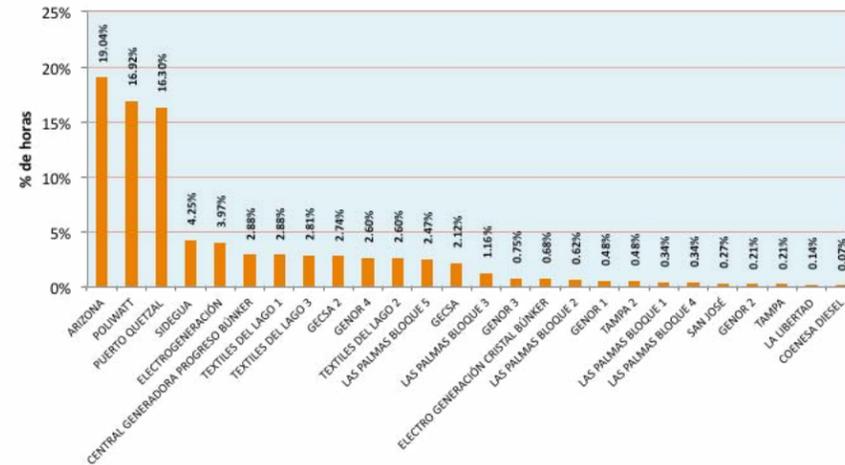
Unidad o central	# de horas	% de tiempo
Arizona	588	20.14%
Poliwatt	319	10.92%
San José	260	8.90%
Las Palmas Bloque 5	92	3.15%
Genor 2	81	2.77%
Genor 3	70	2.40%
La Libertad	65	2.23%
Genor 1	64	2.19%
Las Palmas Bloque 2	42	1.44%
Electro Generación Cristal Búnker	32	1.10%
Textiles Del Lago 2	32	1.10%
Las Palmas Bloque 1	24	0.82%
Gecsa 2	23	0.79%
Ingenio Magdalena Bloque 5	20	0.68%
Las Palmas Bloque 4	17	0.58%
Electrogeneración	10	0.34%
Textiles Del Lago 3	8	0.27%
Gecsa	6	0.21%
Genor 4	6	0.21%
Las Palmas Bloque 3	5	0.17%
Puerto Quetzal	5	0.17%
Central Generadora Progreso Búnker	3	0.10%
Textiles Del Lago 1	3	0.10%
Ingenio Trinidad Bloque 1	3	0.10%
Ingenio Magdalena Bloque 4	2	0.07%
Total	1780	60.96%

CUADRO 14. Banda media 2010

Unidad o central	# de horas	% de tiempo
Arizona	1084	24.75%
Poliwatt	720	16.44%
Puerto Quetzal	332	7.58%
Textiles Del Lago 3	182	4.16%
San José	148	3.38%
Textiles Del Lago 2	145	3.31%
Electrogeneración	137	3.13%
Sidegua	136	3.11%
Gecsa 2	87	1.99%
Genor 2	83	1.89%
Genor 3	83	1.89%
Genor 1	69	1.58%
Textiles Del Lago 1	64	1.46%
Central Generadora Progreso Búnker	59	1.35%
Las Palmas Bloque 5	53	1.21%
Electro Generación Cristal Búnker	49	1.12%
Genor 4	48	1.10%
La Libertad	36	0.82%
Las Palmas Bloque 2	18	0.41%
Gecsa	15	0.34%
Las Palmas Bloque 3	15	0.34%
Las Palmas Bloque 1	13	0.30%
Las Palmas Bloque 4	13	0.30%
Ingenio Magdalena Bloque 5	3	0.07%
Tampa 2	2	0.05%
Total	3594	82.05%

GRÁFICA 25

Centrales o unidades térmicas que fijaron el precio spot en la banda máxima 2010



CUADRO 15. Banda máxima 2010

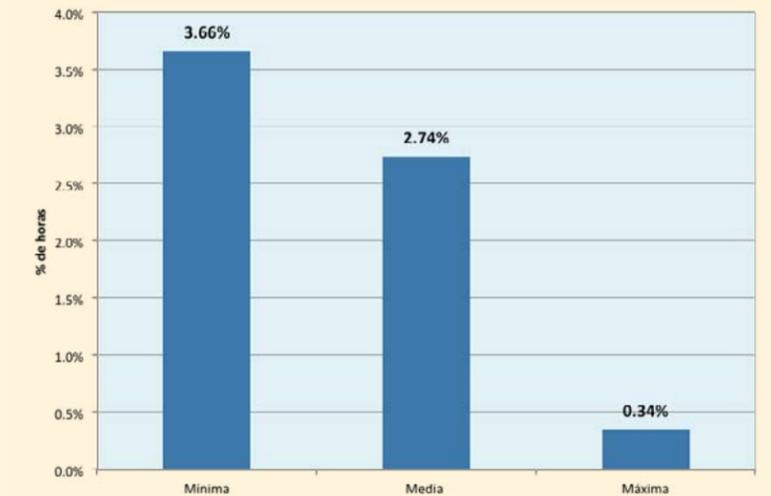
Unidad o central	# de horas	% de tiempo
Arizona	278	19.04%
Poliwatt	247	16.92%
Puerto Quetzal	238	16.30%
Sidegua	62	4.25%
Electrogeneración	58	3.97%
Central Generadora Progreso Búnker	42	2.88%
Textiles Del Lago 1	42	2.88%
Textiles Del Lago 3	41	2.81%
Gecsa 2	40	2.74%
Genor 4	38	2.60%
Textiles Del Lago 2	38	2.60%
Las Palmas Bloque 5	36	2.47%
Gecsa	31	2.12%
Las Palmas Bloque 3	17	1.16%
Genor 3	11	0.75%
Electro Generación Cristal Búnker	10	0.68%
Las Palmas Bloque 2	9	0.62%
Genor 1	7	0.48%
Tampa 2	7	0.48%
Las Palmas Bloque 1	5	0.34%
Las Palmas Bloque 4	5	0.34%
San José	4	0.27%
Genor 2	3	0.21%
Tampa	3	0.21%
La Libertad	2	0.14%
Coenesa Diésel	1	0.07%
Total	1275	87.33%

En la gráfica 26 y el cuadro 16, se muestra la participación en la fijación del Precio Spot de la Interconexión con México a partir del 10 de octubre de 2010, fecha en que, como se dijo anteriormente, inició su operación comercial.

GRÁFICA 26

Fijación del precio spot por la Interconexión con México

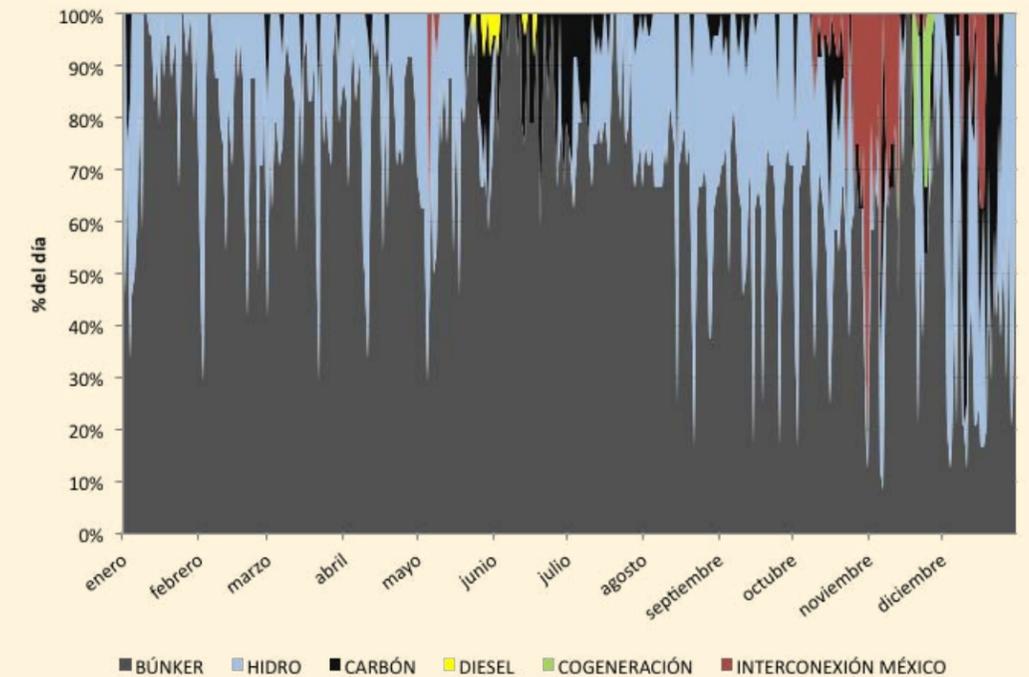
CUADRO 16. Interconexión con México		
Banda	# de horas	% de tiempo
Mínima	107	3.66%
Media	120	2.74%
Máxima	5	0.34%
Total	232	2.65%



La siguiente gráfica muestra, en porcentaje de tiempo en cada día, la composición del Precio Spot. El 100% representa las 24 horas de cada día.

GRÁFICA 27

Plantas marginales por tipo de combustible 2010



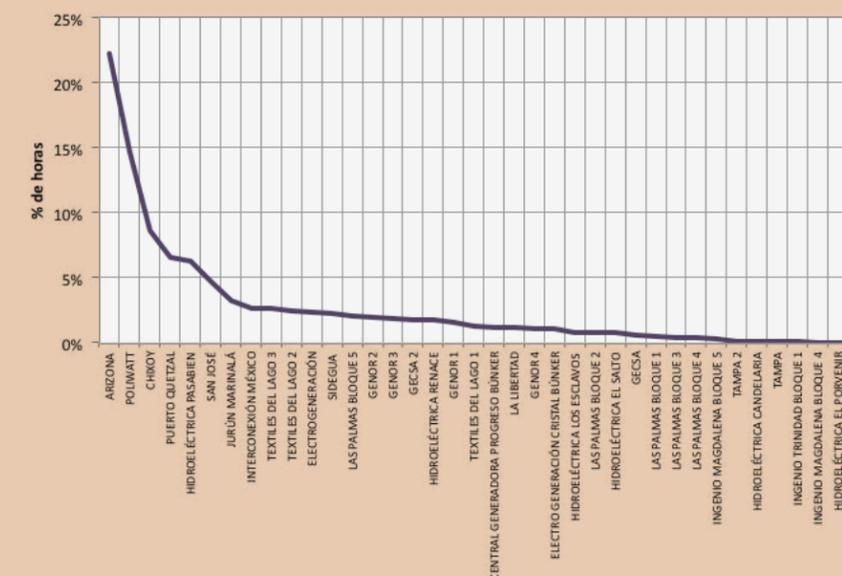
La tecnología que más participó en la fijación del Precio de Oportunidad de la Energía es la que utiliza búnker, y en segundo plano la energía hidroeléctrica. La participación de la generación con diésel fue mínima, dándose en los meses de junio y julio. Se observa también alguna participación importante de la generación con carbón, y la Interconexión con México.



La tecnología que más participó en la fijación del Precio de Oportunidad de la Energía es la que utiliza búnker, y en segundo plano la energía hidroeléctrica.

En la gráfica 28 se muestra el porcentaje de tiempo durante el año 2010, 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 generadora Arizona, seguida por Poliwatt Ltda y la central hidroeléctrica Chixoy.

GRÁFICA 28
Unidades o centrales que fijaron el precio spot 2010



I.7 Curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía.

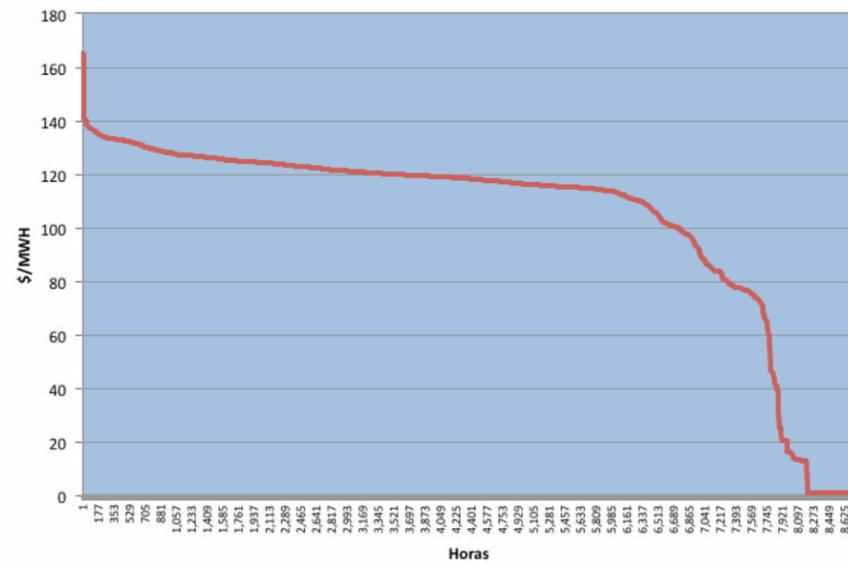
En la gráfica 29 se muestra la curva de duración del Precio de Oportunidad de la Energía. El precio máximo observado durante el año, correspondió a \$165.09/MWH, habiéndose registrado el 2 de junio a las 20:00 horas, siendo fijado por Tampa (turbina de diésel). Es importante notar que posterior a la tormenta Agatha y la erupción del Volcán de Pacaya a finales de mayo, varias centrales hidroeléctricas y una central geotérmica sufrieron daños considerables en sus instalaciones de generación. El 2 de junio, se tenían indisponibles las siguientes centrales:

- a) Los Esclavos (hidro),
- b) Santa María (hidro),
- c) Las Vacas (hidro),
- d) El Canadá (hidro),
- e) Montecristo (hidro),
- f) El Recreo (hidro),
- g) y la central geotérmica Ortitlán.

La potencia indisponible en este día, correspondiente a las centrales indicadas, fue 163.50 MW. Esta situación, junto con las indisponibilidades habituales del parque de generación térmico, provocaron que una unidad de diésel (Tampa) fijara el Precio Spot, aún cuando las condiciones de lluvia imperantes en el país hubieran permitido cubrir gran parte de la demanda con generación hidroeléctrica sin tener que recurrir a unidades térmicas de costo variable alto.

GRÁFICA 29

Curva de duración del precio spot



I.8 Comparación de precios de mercado de la energía

En la gráfica 30, 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 una tendencia similar, siendo Guatemala la que tuvo los precios de la energía más bajos.

GRÁFICA 30

Comparativo de precios spot de energía

CUADRO 17. US\$/MWH			
Mes	El Salvador (1)	Panamá (2)	Guatemala
Enero	61.996	124.122	62.126
Febrero	69.870	124.758	54.888
Marzo	71.774	123.766	51.992
Abril	80.576	122.119	41.544
Mayo	107.390	121.939	14.549
Junio	109.388	111.733	2.345
Julio	107.733	95.609	-12.124
Agosto	121.898	76.294	-45.604
Septiembre	123.663	74.626	-49.036
Octubre	134.230	77.474	-56.756
Noviembre	126.947	96.165	-30.783
Diciembre	123.445	98.919	-24.527
Promedio	126.32	178.27	103.96



(1) Fuente: Unidad de Transacciones, S. A. de C. V.

(2) Fuente: Centro Nacional de Despacho Panamá

SECCIÓN 2

Eventos macro-climáticos y su influencia en el régimen hidrológico en Guatemala en el año 2010



2.1 Fenómenos climatológicos.

El año calendario 2010 se caracterizó por ser un año muy lluvioso, llegándose a registrar en muchas regiones del país, acumulados de lluvia mensual por encima del promedio y en otras regiones, llegaron a superar los registros históricos. Las causas principales que este año haya presentado estas características hidrológicas, se deben principalmente a la presencia de un evento más del fenómeno “La Niña”, a las altas temperaturas registradas en las aguas superficiales del océano Atlántico, las cuales sobrepasaron el récord de los últimos 30 años y a que actualmente nos encontramos en un época multi-década de huracanes. Estas últimas dos son las razones principales de la alta actividad ciclónica que se presentó en el océano Atlántico para el año 2010 (Gray, 2010).

Las altas temperaturas en el Océano Atlántico Tropical y Norte están asociadas con factores dinámicos y termodinámicos que conducen a temporadas activas de huracanes. Asimismo, se registraron presiones débiles en la región de Altas Presiones de Azores, lo cual también está asociado con actividades ciclónicas. Un total de 19 actividades ciclónicas se presentaron en el Océano Atlántico y en el Mar Caribe, de las cuales, de acuerdo al Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología (INSIVUMEH), únicamente cuatro tuvieron una influencia directa y/o indirecta sobre el territorio nacional (Alex, Karl, Mathew y Richard). En el Océano Pacífico solamente fueron 7 los ciclones en total que se desarrollaron, siendo únicamente, Agatha el que mostró influencia directa en el régimen de lluvias a nivel Nacional. En las figuras 1 y 2 se muestra la actividad ciclónica y su recorrido en los Océanos Atlántico y Pacífico respectivamente.

FIGURA 1.

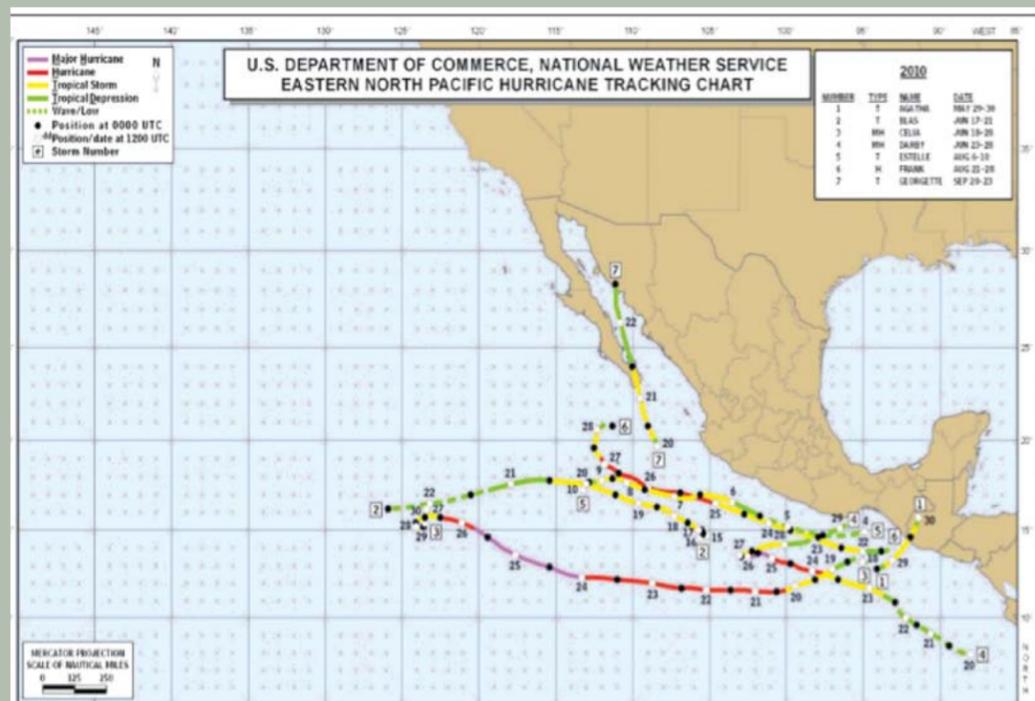
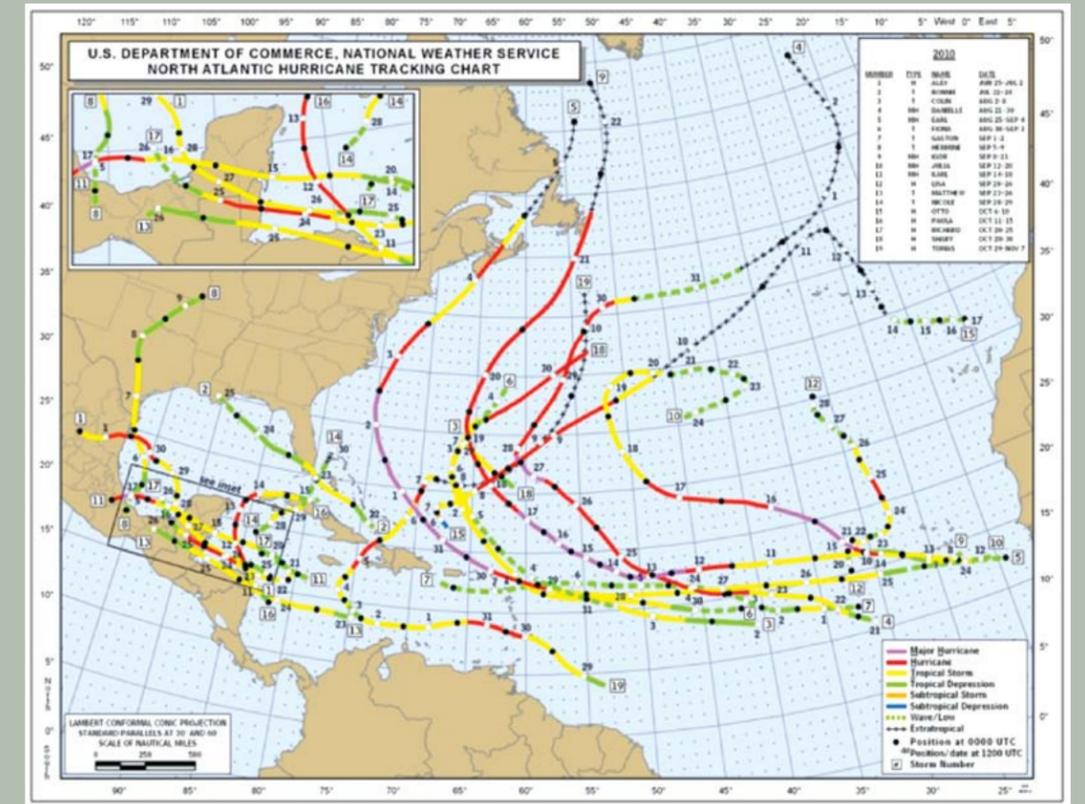


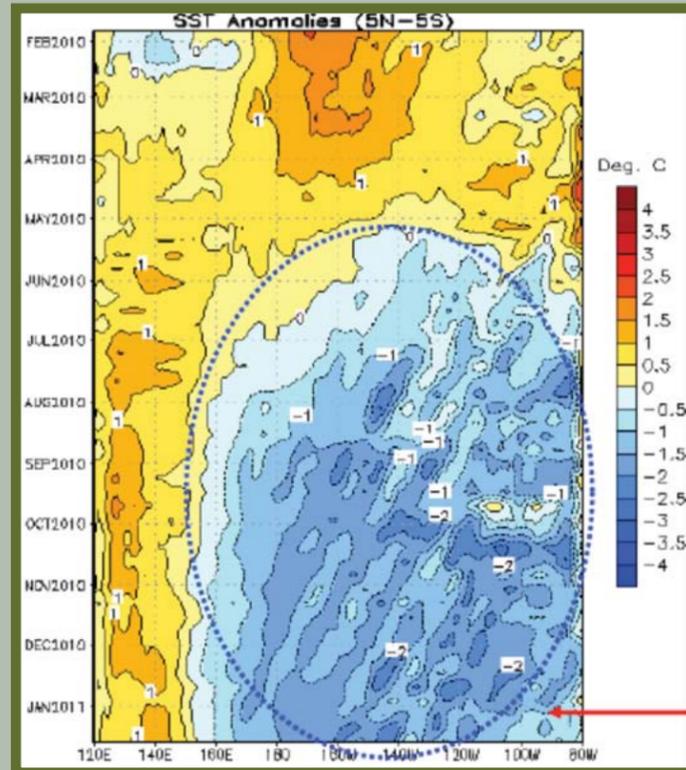
FIGURA 2.



En lo que corresponde al Océano Pacífico, se presentó un cambio brusco en las temperaturas superficiales del Océano Pacífico Tropical, variando de positivas a negativas. Entre el trimestre de Marzo-Abril-Mayo y Junio-Julio-Agosto, éstas tuvieron una variación de $+0.8^{\circ}\text{C}$ a -0.6°C con relación al promedio, en la región Niño 3.4 (50N-50S, 120o-170oW). Temperaturas superiores a los 0.5°C sobre el promedio corresponden a la presencia de un evento de El Niño, mientras que por el contrario, temperaturas inferiores a los 0.5°C corresponde a La Niña. En la figura 3 se esquematiza el comportamiento de las temperaturas en la superficie del Océano Pacífico Tropical durante el año 2010.



FIGURA 3.



Anomalías negativas comenzaron a presentarse durante el mes de Mayo

Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration <http://www.cpc.ncep.noaa.gov>

La influencia del fenómeno de La Niña en la actividad hidro-climatológica en Guatemala y la región, ha sido ampliamente documentada tanto por el INSIVUMEH como por otras agencias meteorológicas internacionales. Es sabido que durante este evento de tipo océano-atmosférico, la época de lluvia en Guatemala (mayo-octubre) la humedad y la temperatura ambiental presentan niveles por encima del promedio, tal y como lo fue el caso del año en análisis. Según la Organización Mundial de Meteorología (OMM), los indicadores atmosféricos califican al actual fenómeno de La Niña como el más intenso del último siglo, mientras que los indicadores oceánicos lo clasifican como un evento de moderado a fuerte.

2.2 Régimen hidrológico en embalses hidroeléctricos.

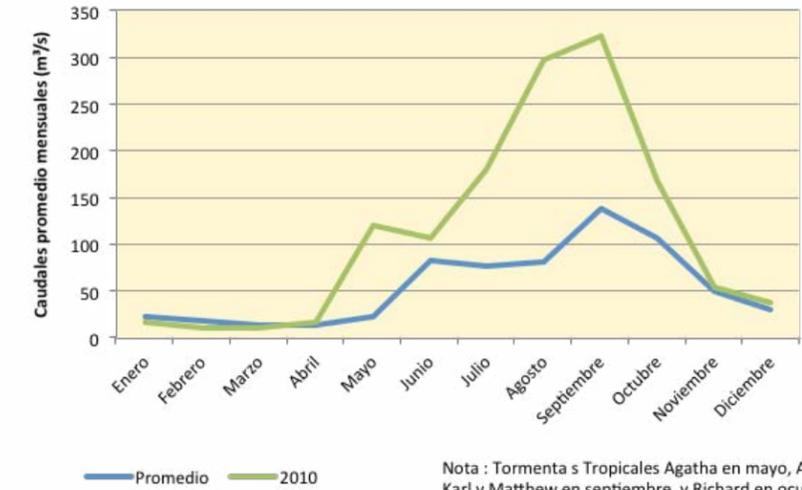
Debido a las características meteorológicas del año 2010 mencionadas en la sección 2.1, los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas, alcanzaron valores que superan los registros históricos. Como ejemplo se analiza la operación de los embalses de las centrales hidroeléctricas de Chixoy, Aguacapa y Jurún Marinalá.

En el embalse de Chixoy durante los meses de mayo, agosto y septiembre los caudales registrados son los más altos reportados durante la historia del funcionamiento de la misma, llegándose a tener valores del 418%, 134% y 266% respecto al promedio de los respectivos meses. En general, durante todos los meses se registraron caudales arriba del promedio, con excepción de los primeros cuatro meses

del año (enero, febrero, marzo y abril), ya que los mismos aún se encontraban influenciados por la sequía proveniente del fenómeno de "El Niño" 2009-2010. En la gráfica 31 se muestra un comparativo de los caudales mensuales entrantes promedio registrados en el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy en el año 2010 y el promedio para el período 1979-2008.

GRÁFICA 31

Caudales promedio (1979-2008) vrs caudales 2010 -embalse Chixoy-

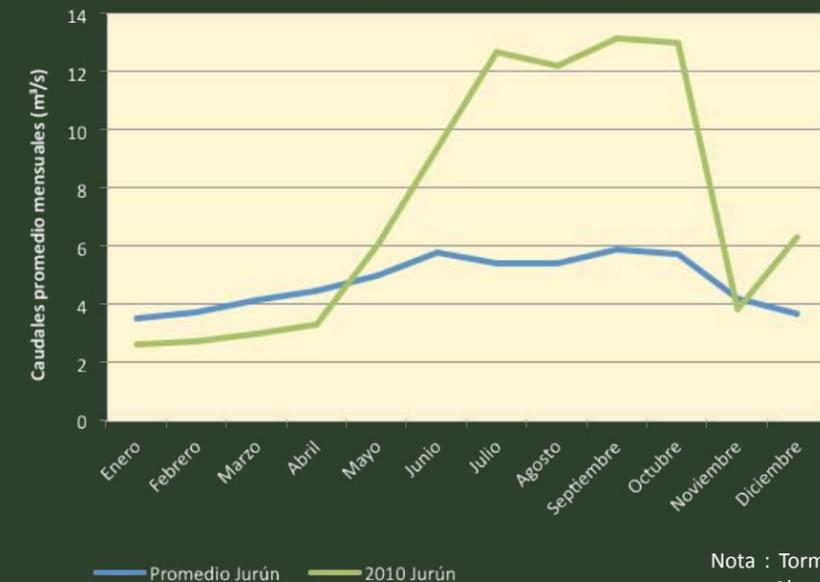


Nota : Tormentas Tropicales Agatha en mayo, Alex en junio, Karl y Matthew en septiembre y Richard en octubre.

En el caso de Jurún Marinalá, fue durante los meses de julio, agosto septiembre y diciembre donde se reportaron los caudales más altos. En estos meses se reportaron caudales de 12.2, 12.7, 13.17 y 6.3 m3/s respectivamente, alcanzando valores de 133%, 126%, 123% y 72% por arriba del promedio correspondiente al período 1979-2008 para los respectivos meses. En la gráfica 32 se muestra un comparativo de los caudales mensuales promedios registrados entrantes en el embalse Jurún Marinalá en el año 2010 y el promedio para el período 1979-2008.

GRÁFICA 32

Caudales promedio (1979-2008) vrs caudales 2010 -embalse Jurún Marinalá-



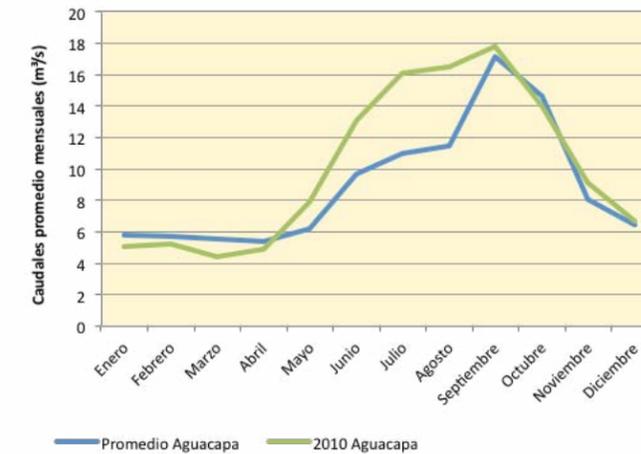
Nota : Tormentas Tropicales Agatha en mayo, Alex en junio, Karl y Matthew en septiembre y Richard en octubre.

En el embalse de Chixoy durante los meses de mayo, agosto y septiembre los caudales registrados, son los más altos reportados durante la historia del funcionamiento de la misma



GRÁFICA 33

Caudales promedio (1979-2008) vrs caudales 2010 -embalse Aguacapa-



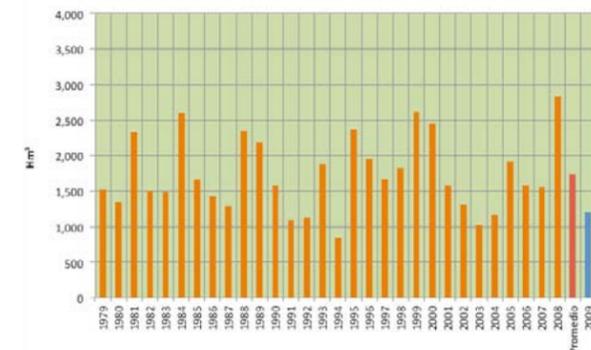
Nota : Tormenta s Tropicales Agatha en mayo, Alex en junio, Karl y Matthew en septiembre y Richard en octubre.

Finalmente los volúmenes totales de agua acumulados en los embalses en estudio, durante el año 2010 fueron considerablemente elevados en comparación con los volúmenes promedio para el período 1979-2008.

En las gráficas 34 y 35 se presentan los volúmenes acumulados de agua históricos en los embalses de Chixoy y Jurún Marinalá, donde para el año 2010, se registraron valores superiores al promedio en un 104% y 56%, respectivamente.

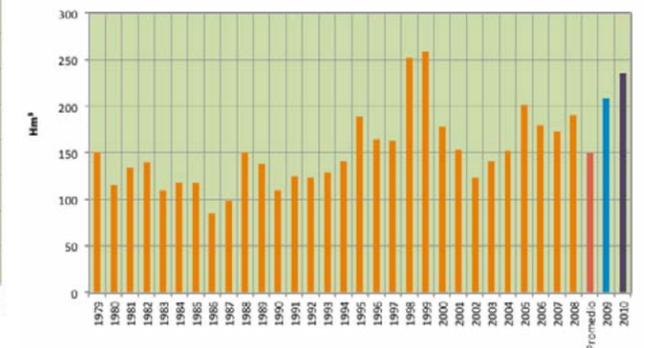
GRÁFICA 34

Volumen acumulado -Chixoy- 1979-2010



GRÁFICA 35

Volumen acumulado -Jurún Marinalá- 1979-2010

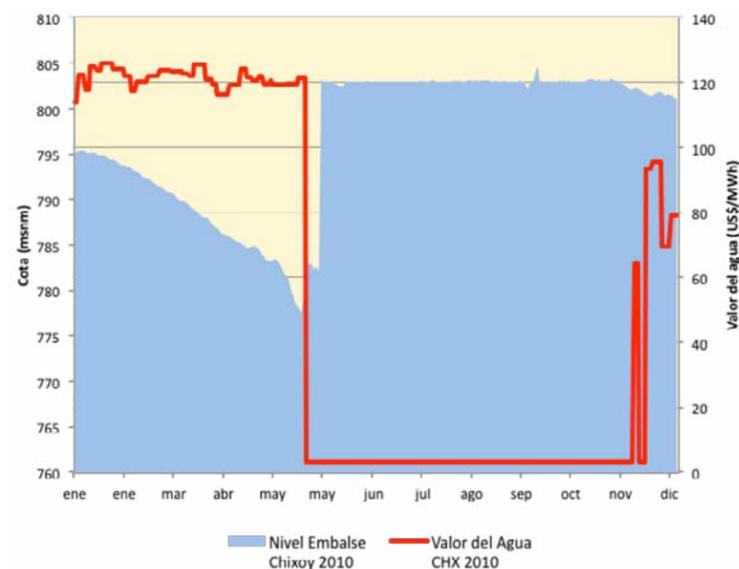


2.3 Generación hidroeléctrica.

Como consecuencia de los elevados caudales registrados en los distintos ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas, la generación a nivel nacional proveniente de éste recurso, también fue considerablemente alta. Si comparamos la energía hidroeléctrica total generada para los años 2009 y 2010 con respecto al total generado a nivel nacional, podemos observar una diferencia significativamente mayor para éste último año. La generación hidroeléctrica para el 2009 representó el 36% del total nacional, mientras que para el 2010 ésta fue de 47.6% (ver Sección 1).

Durante el 2010 la generación a partir del recurso hídrico tuvo un incremento alrededor del 11% con respecto al año 2009. Esto trajo como resultado una reducción del Precio Spot durante la época de lluvia del 2010 (mayo-octubre) tal como se describe en la Sección 1 precedente, mientras que durante la época seca, el mismo fue mayor para el 2010, ya que el inicio de éste estaba afectado por la sequía resultante del fenómeno de El Niño del año 2009. Otro beneficio que tuvo el incremento de la generación hidroeléctrica fue la reducción de emisión de gases de efecto de invernadero que normalmente se hubiesen producido a partir de energía con base de combustibles fósiles. Las condiciones hidrológicas también se ven reflejadas en el valor del agua, tal como se describió en la sección 1.4 (gráfica 13). En las gráficas 36 y 37 puede observarse un comparativo entre el valor del agua para las centrales hidroeléctricas Chixoy y Jurún Marinalá, y el nivel del embalse de Chixoy y la cota del Lago de Amatitlán para Jurún Marinalá. En la gráfica 38 se muestra un comparativo del nivel del embalse de Chixoy desde el año 2007 hasta el 2010. Es importante notar en el 2010, el incremento abrupto del nivel del embalse a finales de Mayo, consecuencia de la tormenta tropical Agatha y las variaciones en el valor del agua en función del nivel del embalse de esta central hidroeléctrica.

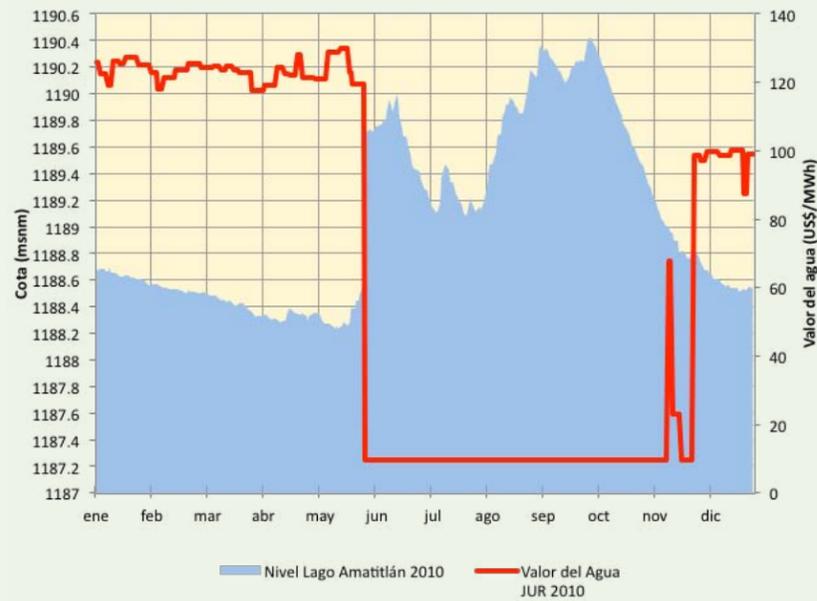
GRÁFICA 36
Nivel embalse Chixoy - valor del agua



Durante el 2010 la generación a partir del recurso hídrico tuvo un incremento alrededor del 11% con respecto al año 2009

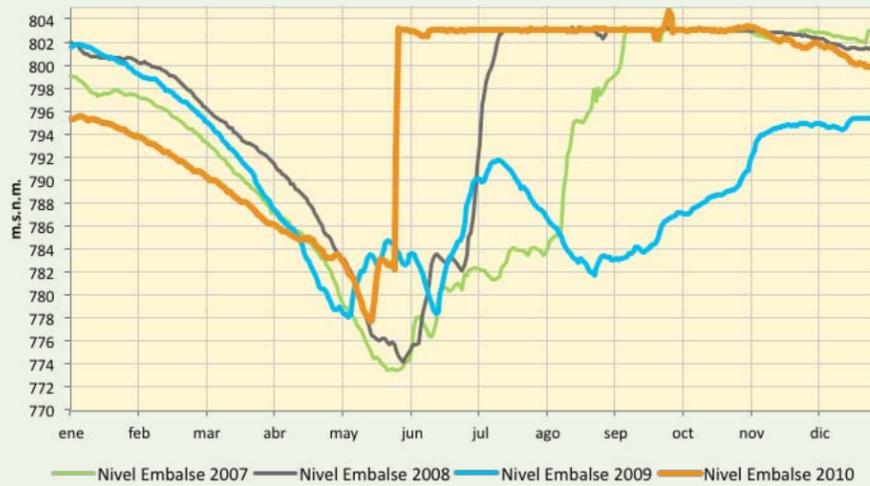
GRÁFICA 37

Nivel Lago Amatitlán - valor del agua



GRÁFICA 38

Nivel del embalse de Chixoy 2007-2010



En los cuadros 18 y 19, se muestra un resumen de los valores del agua máximo, mínimo y promedio anual para los dos embalses en mención durante el 2010.

Cuadro 18. Valor del agua Chixoy 2010 US\$/MWh		
Máximo	126.07	(17 al 23 enero)
Mínimo	3.31	(23 mayo - 11 noviembre)
Promedio	53.97	Promedio anual

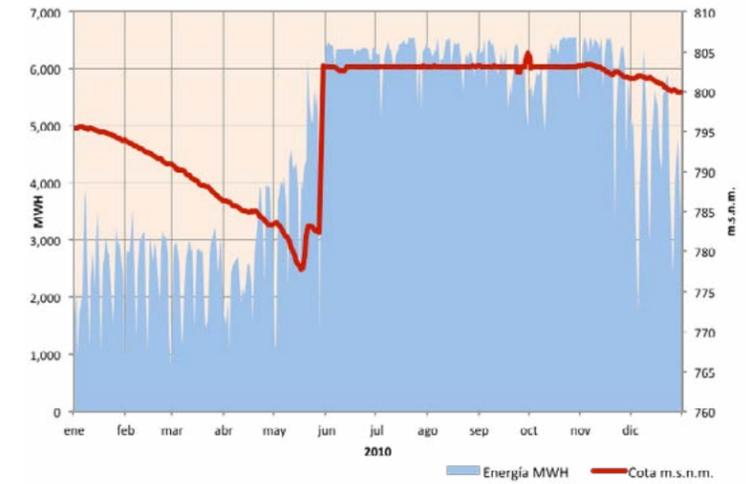
Cuadro 19. Valor del agua Jurún Marinalá 2010 US\$/MWh		
Máximo	128.83	(16 al 20 mayo)
Mínimo	9.61	(30 mayo al 13 noviembre)
Promedio	64.39	Promedio anual

El valor del agua mínimo en ambas centrales corresponde al costo de operación y mantenimiento, habiéndose tenido este valor durante la mayor parte del invierno.

En la gráfica 39 se presenta la generación de Chixoy comparándola con el nivel del embalse. La generación máxima de esta central se obtuvo a partir del 30 de mayo, cuando el embalse llegó a su nivel máximo como consecuencia de los efectos de la tormenta Agatha.

GRÁFICA 39

Chixoy: generación y nivel del embalse



En la gráfica 40 se presenta la generación de Jurún Marinalá comparándola con el nivel del Lago de Amatitlán.

GRÁFICA 40

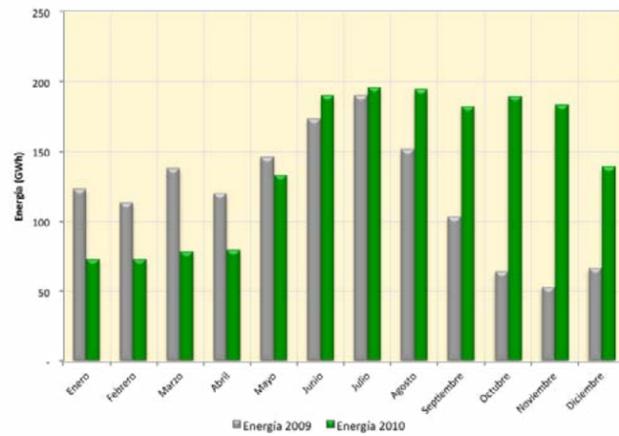
Jurún Marinalá: generación y nivel del Lago de Amatitlán



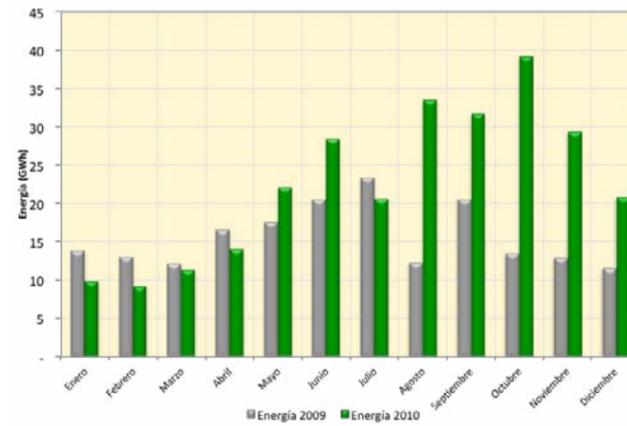
En la gráfica anterior, se observan períodos donde no hubo generación de Jurún Marinalá. Durante el 2010, esta central estuvo fuera de operación totalmente durante 20 días, siendo el periodo de indisponibilidad más grande registrado del 7 al 21 de julio, derivado de exceso de sedimentos en el embalse.

En las gráficas 41 y 42, se muestra un comparativo de la energía generada por Chixoy y Jurún Marinalá durante el 2009 y 2010. En estas gráficas puede notarse el incremento de la generación de ambas hidroeléctricas a partir de mayo del 2010. Como se dijo anteriormente, la generación de los meses de enero a abril fue menor durante el 2010, derivado de los efectos de la sequía del 2009.

GRÁFICA 41
Comparativo energía generada Chixoy 2009-2010



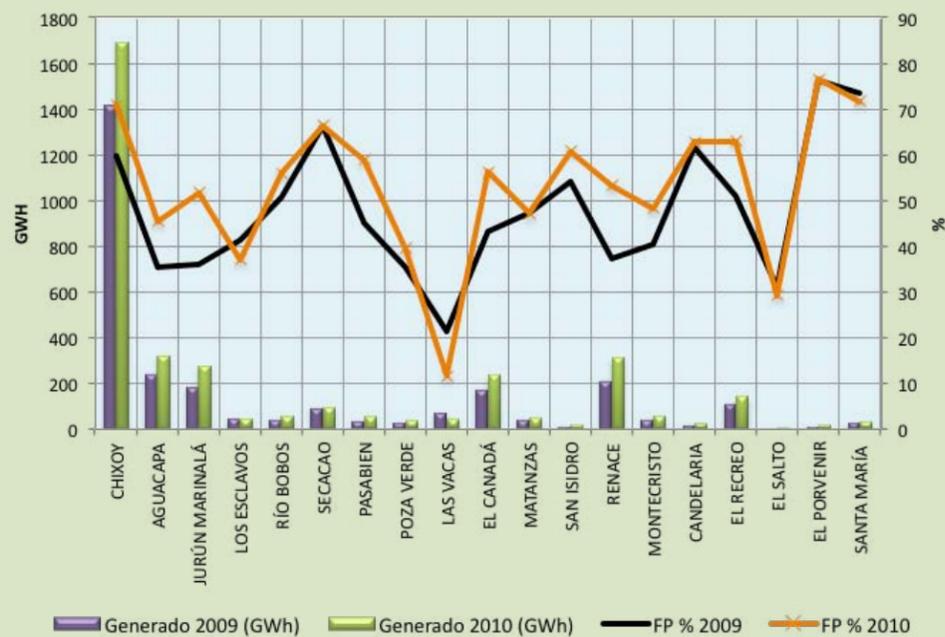
GRÁFICA 42
Comparativo energía generada Jurún Marinalá 2009-2010



2.4 Factor de planta de centrales hidroeléctricas

Al evaluar los factores de planta por cada central hidroeléctrica, también se pudo observar que la mayoría de las mismas presentaron una diferencia marcada en comparación con los factores de planta del año 2009. En general se ve que las hidroeléctricas más cercanas a la costa y bocacosta del Pacífico son las que más se ven influenciadas durante los eventos de El Niño/La Niña. En la gráfica 43 se comparan los factores de planta para los años 2009 y 2010, junto con la producción de energía para ambos años.

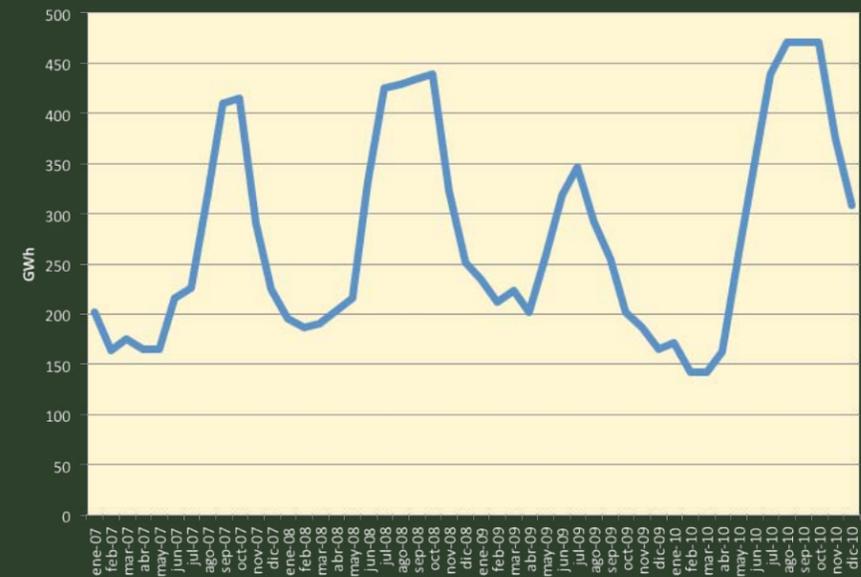
GRÁFICA 43
Energía generada - factor de planta



Las fuertes lluvias durante el año 2010 también tuvieron impactos negativos en la generación hidroeléctrica, ya que las mismas ocasionaron inundaciones y arrastre de sedimentos, que tuvieron como consecuencia el daño a la infraestructura de algunas centrales. La tormenta Agatha fue la que mayores daños causó, afectando a las centrales Aguacapa, Jurún Marinalá, Santa María, Los Esclavos, El Salto, Poza Verde, Las Vacas, Canadá, Montecristo y El Recreo, además de la central Geotérmica Ortitlán que también sufrió daños como consecuencia de la erupción del Volcán de Pacaya. La mayoría de las centrales retornó a operación en un tiempo relativamente corto, a excepción de la hidroeléctrica Las Vacas que sufrió daños considerables por dicha tormenta, afectando su factor de planta.

En general la generación hidroeléctrica durante el año 2010 estuvo muy por encima de los valores registrados en los últimos años, incluyendo el año 2008, el cual se caracterizó por altas precipitaciones pluviales registradas. En la gráfica 44, se muestra la producción hidroeléctrica durante los últimos 4 años, pudiéndose apreciar las diferencias o comparación entre un año seco como lo fue el 2009 y un año húmedo como el 2008 y 2010.

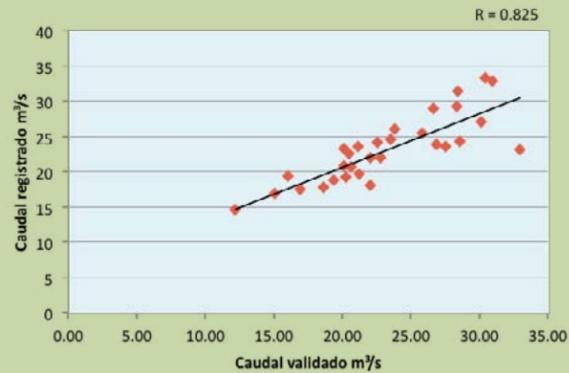
GRÁFICA 44
Producción hidroeléctrica total 2007-2010



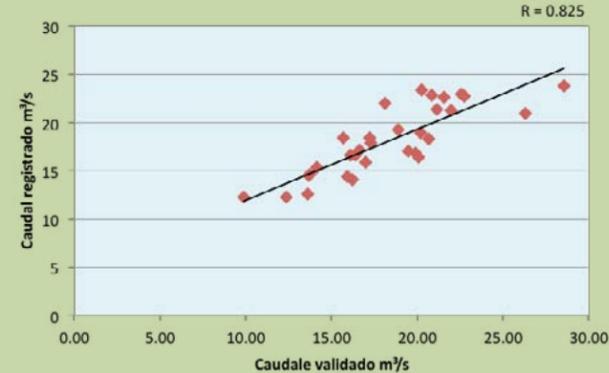
2.5 Pronóstico de caudales entrantes en el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica desarrolló modelos estadísticos para pronosticar caudales entrantes en el embalse de la central hidroeléctrica Chixoy. El objetivo de los modelos estadísticos desarrollados, es poder estimar con cierto tiempo de anticipación el volumen futuro de agua disponible, planteando así distintos escenarios para la generación de electricidad. Los modelos desarrollados son del tipo de regresión lineal múltiple y tablas de contingencia. Ambos modelos usan como variables independientes los distintos índices macro-climáticos utilizados para monitorear la Oscilación del Sur El Niños (ENSO por sus siglas en inglés) y, como variables dependientes los caudales trimestrales promedio entrantes en el embalse. Los modelos fueron calibrados usando los registros históricos de los últimos 30 años y a continuación fueron validados mediante el método de validación cruzada. En ambos casos se revisaron los estadísticos t student y el estadístico F, entre otros, con un valor significativo del 95%. Los modelos obtenidos corresponden a los trimestres DEF-EFM-FMA-SON-OND-NDE¹. Al comparar los caudales registrados y los pronosticados, se puede observar que la correlación entre los mismos se encuentra entre el rango de R=0.74-0.86. En las gráficas 45 a 50, se muestra la distribución de puntos comparando los caudales registrados y los validados obtenidos de los modelos, indicando así la correlación (R) entre los mismos. Los registros utilizados corresponden al período 1979-2009.

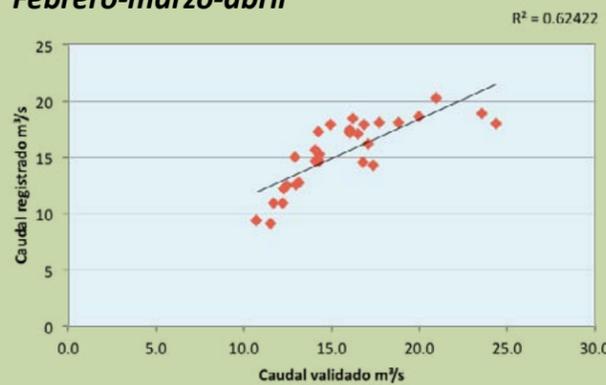
GRÁFICA 45
Diciembre-enero-febrero



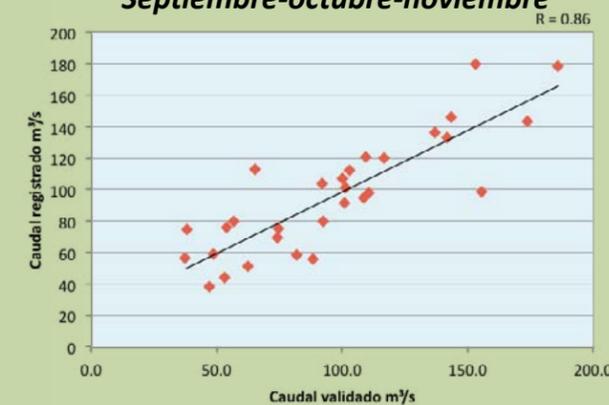
GRÁFICA 46
Enero-febrero-marzo



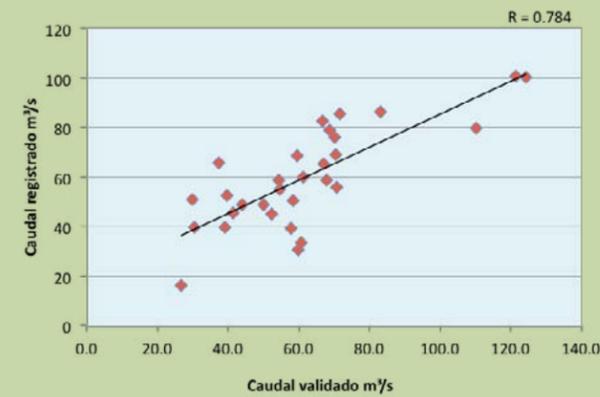
GRÁFICA 47
Febrero-marzo-abril



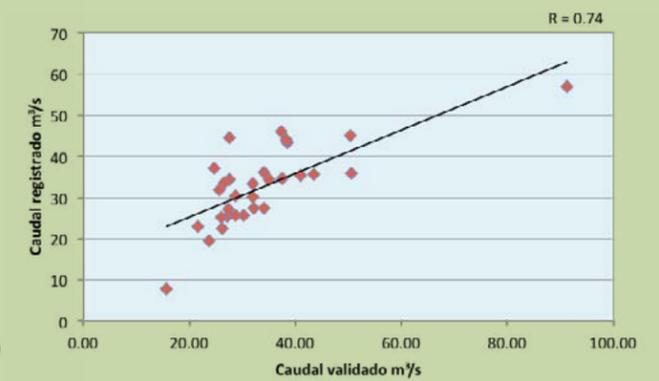
GRÁFICA 48
Septiembre-octubre-noviembre



GRÁFICA 49
Octubre-noviembre-diciembre

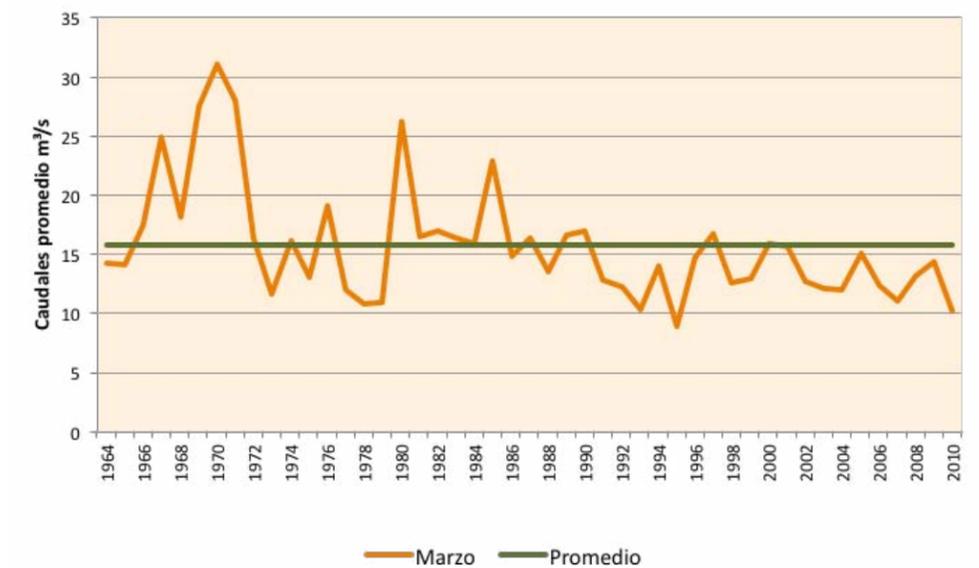


GRÁFICA 50
Noviembre-diciembre-enero



La opción modelos de regresión lineal múltiple fue elegida debido a la limitación de la información hidroclimatológica y morfológica y, a que éste tipo de modelo es capaz de capturar cambios en el comportamiento hidrológico dentro de una cuenca. Como se puede observar en las gráficas 51 y 52 los caudales muestran tendencias; la época seca ha demostrado una tendencia a disminuir el valor de los mismos, mientras que en la época de lluvia los picos se han vuelto más pronunciados.

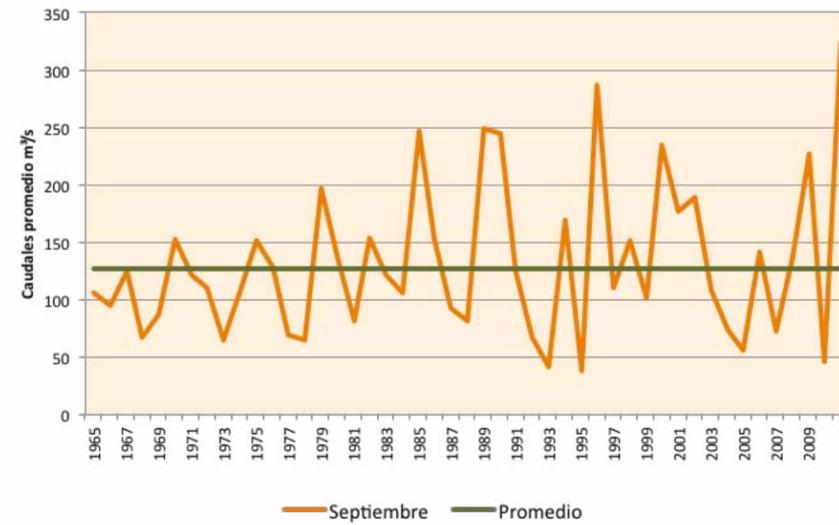
GRÁFICA 51
Caudales promedio de marzo
1964-2010



¹ Diciembre-Enero-Febrero, Enero-Febrero-Marzo, Febrero-Marzo-Abril, Septiembre-Octubre-Noviembre, Octubre-Noviembre-Diciembre y Noviembre-Diciembre-Enero

GRÁFICA 52

Caudales promedio septiembre 1964-2010



Este comportamiento hidrométrico puede tener como posible explicación el desarrollo urbano y el cambio de uso de suelos a nivel de cuenca en general. Por ejemplo la deforestación, el incremento de áreas pavimentadas y drenajes, entre otros, hacen que la impermeabilidad de los suelos se incremente. Al incrementarse la impermeabilidad, la recarga de los mantos acuíferos se reduce de igual forma, y con esto el aporte hídrico subterráneo hacia los ríos durante la época seca disminuye. Por otro lado, durante la época de lluvia, al tener más área con poca permeabilidad la escorrentía superficial fluye con mayor facilidad hacia los ríos, incrementando de ésta manera los caudales instantáneos.

Los modelos de regresión lineal múltiple fueron probados por primera vez durante el año 2010 para los trimestres descritos anteriormente. Los resultados son bastante aceptables, con error mínimo de 0.3% y un máximo de 27.9%, el promedio de error es de 7.5%. En el cuadro 20, se muestran los valores de los caudales (Q) pronosticados y los registrados, así como la diferencia y error de los mismos.

Cuadro 20.	Q observado 2010	Q pronóstico 2010	Diferencia	ERROR %
EFM	12.3	12.3	0.0	0.3
FMA	12.6	10.3	-2.3	-18.3
SON	181.8	184	2.2	1.2
OND	86.5	101	14.5	16.8
NDE	39.1	50	10.9	27.9
DEF	28.1	32.9	4.8	17.1

Por el constante desarrollo a nivel de cuenca y las actuales variaciones climáticas, los modelos actualmente utilizados deben ser re-validados continuamente, posiblemente cada tres años.



SECCIÓN 3

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

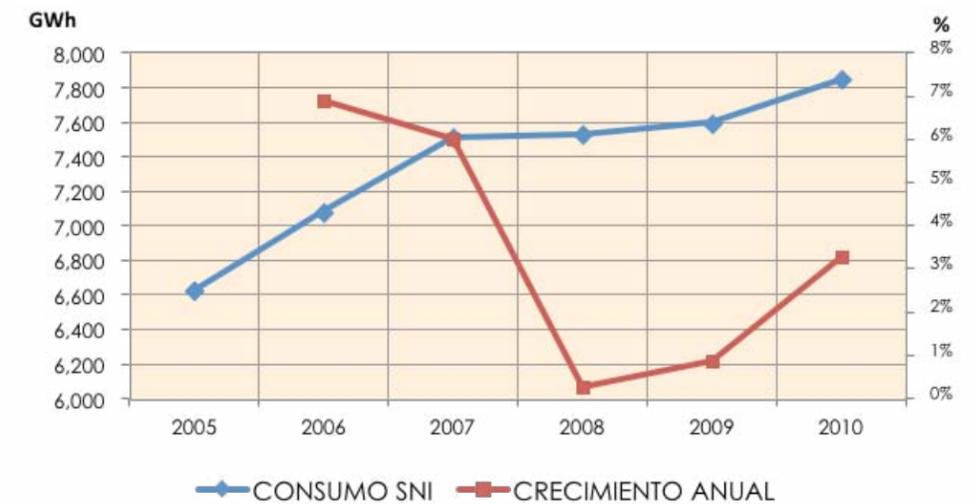
3.1 Resultados de demanda de potencia y energía eléctrica globales del país para el año 2010.

En términos generales, durante el año 2010 el consumo de energía del SNI manifestó una tendencia al alza, alcanzando un crecimiento del 3.29 % con relación al año anterior. No obstante la tendencia mostrada, se observa un crecimiento moderado que si bien supera el crecimiento de los años de la crisis económica global (2008, 2009), apenas alcanza a superar el 50% del crecimiento observado en los años previos a la referida crisis.

Para el año 2010 el consumo de energía del SNI fue de 7,847.89 GWh. La gráfica 53 muestra los resultados del consumo de energía del período 2005-2010 y los porcentajes de crecimiento observados con relación al año anterior.

GRÁFICA 53

Consumo total anual de energía SNI (GWh) 2005-2010 y crecimiento porcentual anual del consumo de energía



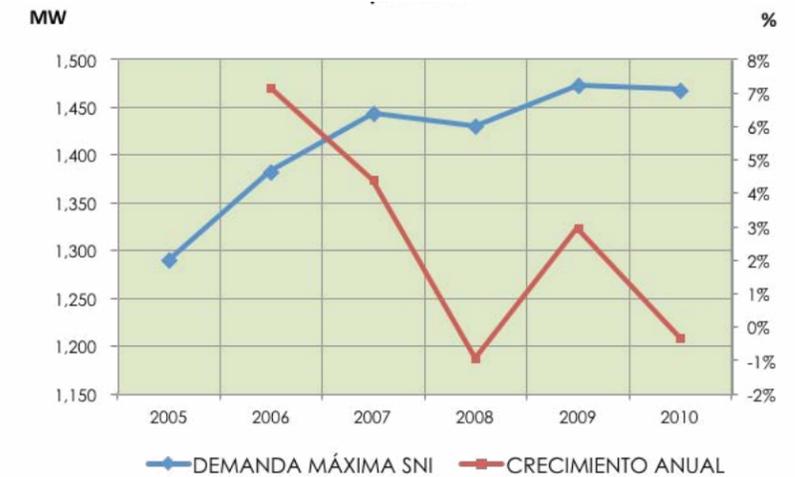
Respecto a la demanda máxima de potencia, durante el año 2010 esta manifestó un decremento con relación a la demanda máxima de potencia registrada durante el año 2009. En el año 2009, la demanda máxima de potencia registrada fue de 1,472.47 MW mientras que en el año 2010 fue de 1,467.88 MW, lo que significó una reducción de 4.59 MW, es decir, una reducción de 0.31%. La gráfica 54 muestra los registros históricos de la demanda máxima de potencia del período 2005-2010 y los crecimientos anuales observados.



En términos generales, durante el año 2010 el consumo de energía del SNI manifestó una tendencia al alza, alcanzando un crecimiento del 3.29 % con relación al año anterior.

GRÁFICA 54

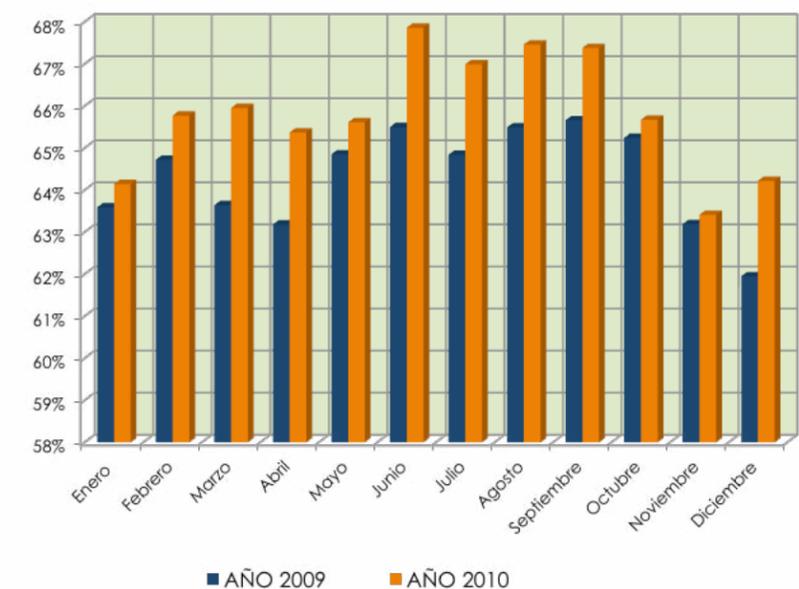
Demanda máxima anual de potencia SNI (MW) 2005-2010 y crecimiento porcentual anual de la demanda de potencia



Con base en los registros mostrados en las gráficas 53 y 54, se observa que con relación al año 2009, en el año 2010 ocurrió un incremento en el consumo de energía y una reducción en la demanda máxima de potencia, lo que por sí solo implica que en 2010 el factor de carga del SNI debió haber aumentado con relación al año 2009. Efectivamente, dicho aumento ocurrió, lo cual es mostrado en la gráfica 55 donde se presenta el factor de carga mensual del SNI para los años 2009 y 2010. En dicha gráfica se observa que el factor de carga mensual del SNI fue mayor para todos los meses del año 2010 con relación a los meses del año 2009; en cuanto al factor de carga anual promedio, para el año 2010 fue de 65.82%, mientras que para el año 2009 que fue de 64.32%, lo que significó un incremento de 1.50%.

GRÁFICA 55

Factor de carga mensual del SNI años 2009 y 2010

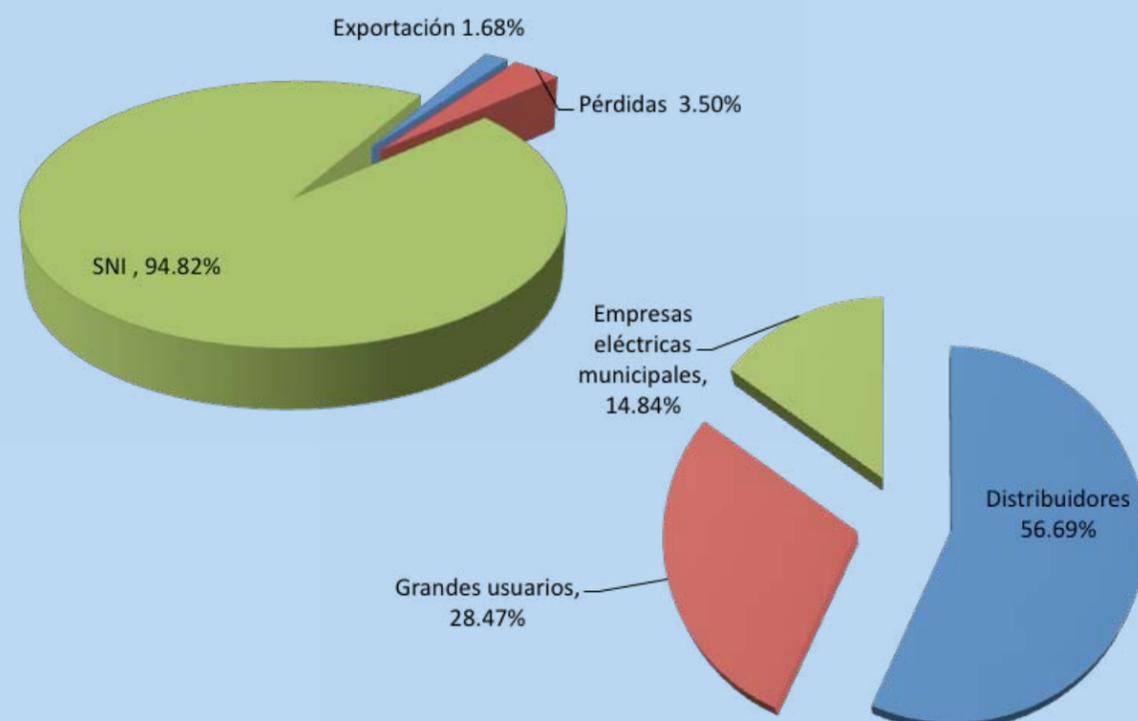


El factor de carga mensual del SNI fue mayor para todos los meses del año 2010 con relación a los meses del año 2009.

El comportamiento global observado en el consumo de energía y demanda máxima de potencia del SNI durante el año 2010, puede ser explicado a partir de cambios en los hábitos y patrones de consumo de los usuarios, en especial de los Grandes Usuarios, quienes derivado de las modificaciones normativas del año 2007, tienen el incentivo económico para consumir fuera de la banda de punta. También es importante mencionar las campañas de ahorro de energía eléctrica, la preferencia creciente por el uso de lámparas ahorradoras, y una actividad económica que se encuentra en aparente recuperación. También tuvieron efectos en la demanda de energía y potencia algunos eventos climáticos que se presentaron en el 2010, tales como la tormenta Agatha y la erupción del Volcán de Pacaya.

La demanda de energía eléctrica registrada en el año 2010 ascendió a 8,276.21 GWh, de los cuales el 94.82% correspondió a consumo del SNI, 3.50% correspondió a pérdidas de energía y 1.68% correspondió a exportaciones. De los 7,847.89 GWh consumidos en el SNI, 56.69% fueron consumidos por Distribuidores, 28.47% por Grandes Usuarios y 14.84% por Empresas Eléctricas Municipales. Estas participaciones se representan en la gráfica 56.

GRÁFICA 56
Consumo de energía total y consumo del SNI 2010



El comportamiento global observado en el consumo de energía y demanda máxima de potencia del SNI durante el año 2010, puede ser explicado a partir de cambios en los hábitos y patrones de consumo de los usuarios, en especial de los Grandes Usuarios, quienes derivado de las modificaciones normativas del año 2007

3.2 La demanda de potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista, caracterización y mercados para su abastecimiento.

La oferta de electricidad en el SNI está constituida por la producción de generadores locales y por las importaciones de electricidad, provenientes tanto del Mercado Eléctrico Regional –MER– como de la Interconexión Guatemala-México. Las importaciones de energía de México son las que mayor importancia tienen, mientras que las importaciones del MER, son en su mayor parte energía inadvertida.

La demanda de electricidad se integra del consumo local –consumo SNI–, de las exportaciones –principalmente al MER– y de las pérdidas de energía del sistema. Los Participantes de Mercado Mayorista que conforman la demanda de electricidad son los Distribuidores, los Exportadores y los Grandes Usuarios.

La legislación vigente establece los mecanismos y procedimientos comerciales y operativos para que la demanda pueda ser abastecida al menor costo, cumpliendo con los requisitos de calidad y garantía del suministro. De esa cuenta, con el objetivo de establecer un balance entre la demanda y la oferta de energía eléctrica en el corto y largo plazo y de dar una señal económica que permita alcanzar el objetivo de garantía de suministro, la legislación vigente establece la obligación de contratación anticipada de la capacidad (potencia), asociada al suministro eléctrico por parte de los Participantes Consumidores del Mercado Mayorista.

Potencia:

Los Participantes Consumidores tienen la obligación de cubrir sus requerimientos de potencia a través de contratos con generadores que tengan Oferta Firme Eficiente.

El requerimiento de potencia de largo plazo de los Participantes Consumidores corresponde a su Demanda Firme, que es la demanda de potencia calculada para cada Participante Consumidor por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), coincidente con la Demanda Máxima Proyectada para el sistema en el Año Estacional correspondiente.

El requerimiento de potencia de corto plazo de los Participantes Consumidores corresponde a su Demanda Firme Efectiva, que es la máxima demanda de potencia registrada durante un mes en los períodos de máxima demanda diaria del SNI más las pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el AMM. Dichas pérdidas y reservas necesarias se expresan como un porcentaje denominado “Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda” o “CAD” el cual es determinado por el AMM en la Programación de Largo Plazo.

Tanto la Demanda Firme como la Demanda Firme Efectiva incorporan las pérdidas y reservas en que se incurre en la operación del SNI para abastecer a la demanda.

Energía:

Los requerimientos de energía de los Participantes Consumidores pueden ser cubiertos mediante contratos a término donde las partes estipulan las cantidades, plazos y precios, o pueden ser cubiertos a través del Mercado de Oportunidad de la Energía, donde los precios se fijan horariamente y las cantidades de energía a comprar en este mercado corresponden a la demanda del Participante Consumidor.

Cada Participante Consumidor, cuenta así con los mecanismos que le permiten cubrir sus requerimientos de potencia y de energía en el Mercado Mayorista, debiendo informar al AMM las modalidades de abastecimiento que haya seleccionado de acuerdo a los contratos tipo habilitados en el Mercado Mayorista para tales efectos. Con dicha información el AMM puede asignar y liquidar las transacciones de energía y potencia de los Participantes del Mercado.

3.3 Requerimientos de potencia y energía eléctrica de los Participantes Consumidores en el Mercado Mayorista durante el año 2010 y comparativos con el año 2009.

Derivado que los Distribuidores y Grandes Usuarios representan la mayor parte de la demanda de energía y potencia del SNI, a continuación se presentan los resultados relativos a los requerimientos potencia y energía eléctrica durante el año 2010 de estos Participantes del Mercado Mayorista.



3.3.1 Distribuidores

Los Distribuidores son Agentes del Mercado Mayorista con personería individual o jurídica, que poseen o son titulares de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica y que poseen un mínimo de quince mil usuarios. En el Mercado Mayorista guatemalteco realizan transacciones tres Distribuidoras, cuyas áreas de concesión comprenden las regiones central, occidental y oriental-norte del país; estas tres Distribuidoras son, en ese orden: Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA), Distribuidora de Occidente, S.A. (DEOCSA) y Distribuidora de Oriente, S.A. (DEORSA).

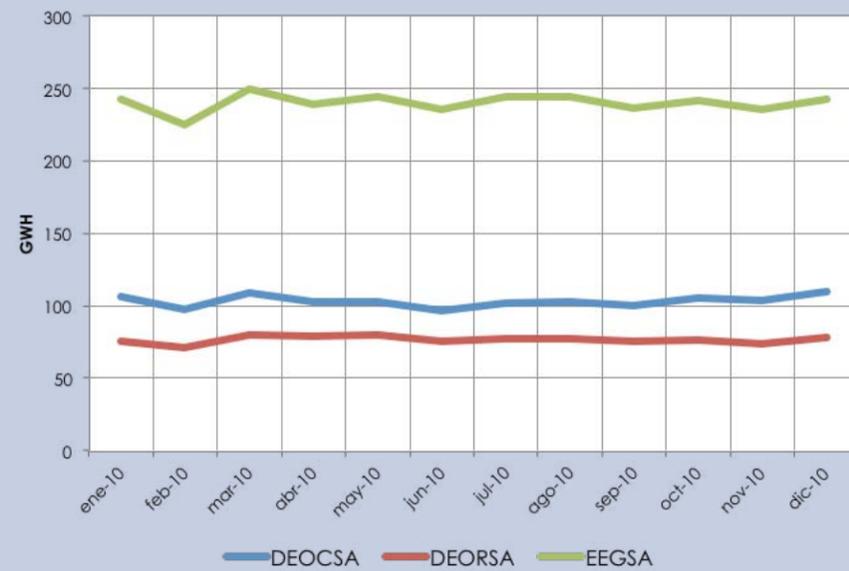
a. Requerimiento de energía para el año 2010

Para dar cumplimiento del Decreto 96-2000 el Congreso de la República de Guatemala, “Ley de la tarifa social para el suministro de energía eléctrica”, los usuarios del servicio de distribución final son clasificados en dos grandes grupos, en función que su consumo exceda o no de 300 kWh al mes. Los usuarios con consumo mensual igual o menor a 300 kWh entran en el grupo de usuarios afectos a la tarifa social para el suministro de energía eléctrica, y los que excedan de 300 kWh quedan fuera de dicha categoría y constituyen el grupo de “tarifa no social”. A cada uno de estos dos grupos de usuarios del servicio de distribución final de cada Distribuidor le corresponde una Demanda Firme y Demanda Firme Efectiva que debe cubrirse mediante contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente de los generadores, así como un consumo de energía asociado.

A continuación, la gráfica 57 presenta el volumen de energía total mensual (tarifa social y no social) demandada por los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el año 2010.

GRÁFICA 57

Energía total demandada (tarifa social y no social)



La gráfica anterior permite observar que el volumen de energía consumido por EEGSA superó en más del 100% al de cada uno de los dos Distribuidores DEOCSA y DEORSA, pues el consumo promedio mensual de EEGSA fue 240.43 GWh, mientras el de DEOCSA fue 103.36 GWh y el de DEORSA fue 76.94 GWh.

Con relación al consumo anual, EEGSA consumió 2,885.19 GWh, DEOCSA 1,240.34 GWh y DEORSA 923.29 GWh, lo que muestra que, con relación al volumen de energía consumida en el país durante 2010 por los Distribuidores, el que más energía demandó fue EEGSA, con una participación del 57.15%, seguido por DEOCSA con una participación del 24.57% y finalmente DEORSA con una participación del 18.29%.

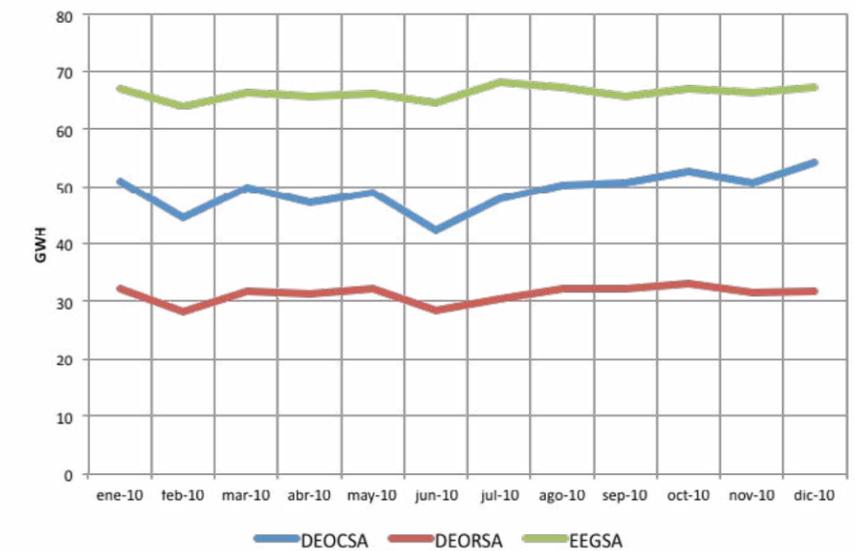
La gráfica 57 también permite observar la ocurrencia de dos picos de consumo durante el año, los cuales se presentaron en marzo y diciembre, y que conjuntamente representaron un consumo integrado de los Distribuidores de 439.01 GWh y 422.19 GWh, respectivamente.

Con relación al consumo de energía de cada Distribuidor que corresponde a tarifa social y tarifa no social, las gráficas 58 y 59 muestran, respectivamente, los valores que se registraron mensualmente durante el año 2010.

El volumen de energía consumido por EEGSA superó en más del 100% al de cada uno de los dos Distribuidores DEOCSA y DEORSA

GRÁFICA 58

Energía demandada tarifa social

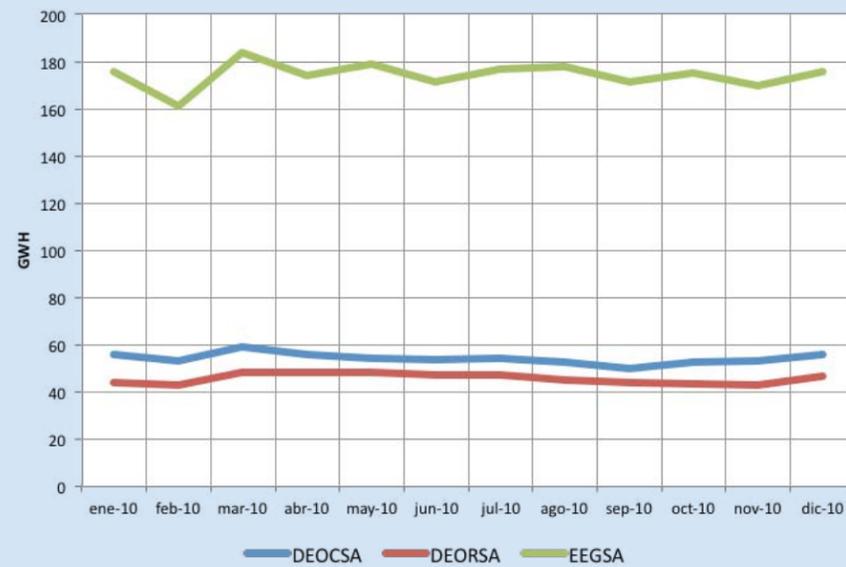


Con los registros mostrados en la gráfica 58 se obtiene que mensualmente, en promedio, el consumo de los usuarios que están dentro de la tarifa social fue de 66.33 GWh para EEGSA, 49.25 GWh para DEOCSA y 31.21 GWh para DEORSA; así mismo, con el acumulado de los registros mostrados en dicha gráfica se tiene que el consumo anual de la tarifa social de los Distribuidores fue 795.96 GWh para EEGSA, 590.98 GWh para DEOCSA y 374.54 GWh para DEORSA, lo que representó el 28% del consumo de EEGSA, el 48% del consumo de DEOCSA y el 41% del consumo de DEORSA.



GRÁFICA 59

Energía demandada tarifa no social



Con los registros mostrados en la gráfica 59 se obtiene que mensualmente, en promedio, el consumo de los usuarios que están fuera de la tarifa social fue de 174.10 GWh para EEGSA, 54.11 GWh para DEOCSA y 45.73 GWh para DEORSA; así mismo, con el acumulado de los registros mostrados en dicha gráfica se tiene que el consumo anual de la tarifa no social de los Distribuidores fue 2,089.23 GWh para EEGSA, 649.37 GWh para DEOCSA y 548.75 GWh para DEORSA, lo que representó el 72% del consumo de EEGSA, el 52% del consumo de DEOCSA y el 59% del consumo de DEORSA.

b. Evolución 2009-2010 del requerimiento de energía

La evolución del volumen de energía consumida en el año 2010 respecto al año 2009 muestra una tendencia incremental en los tres Distribuidores en ambos segmentos de usuarios (los de tarifa social y los de tarifa no social), habiéndose registrado en el 2010 un incremento de 116.05 GWh que representa un 2.35% más de consumo que el año 2009.

El mayor incremento se registró en DEOCSA tarifa social con un diferencial de 40.53 GWh que representó un incremento del 7.36% respecto al año 2009. El menor incremento se registró en DEOCSA tarifa no social, donde el diferencial fue de 4.53 GWh, que representó un incremento de 0.70% respecto al año 2009.

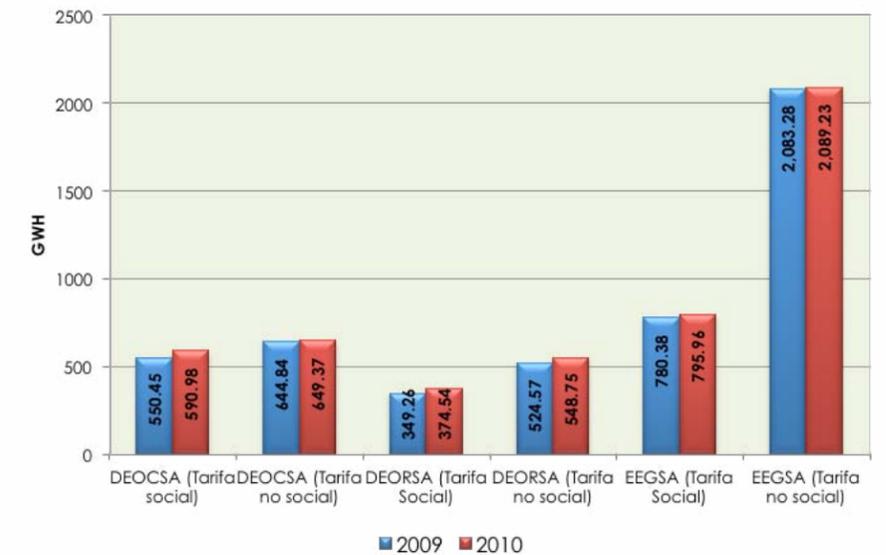
Por su parte, DEORSA tuvo un incremento de 25.28 GWh en el consumo de tarifa social, que representa un incremento del 7.24% respecto al año 2009, y un incremento de 24.18 GWh en el consumo de tarifa no social, que representa un incremento de 4.61% con relación al consumo del año 2009.

EEGSA registró un incremento de 15.58 GWh en el consumo de tarifa social, equivalente a 2.00% más que en el año 2009, y un aumento de 5.95 GWh en el consumo de tarifa no social que representa un aumento de 0.29% con relación al consumo del año 2009.

A continuación, la gráfica 60 presenta comparativamente los consumos registrados por los tres Distribuidores tanto en tarifa social como en tarifa no social, en los años 2009 y 2010.

GRÁFICA 60

Comparativo de demanda de energía Distribuidores



La información presentada en la gráfica 60 permite observar que los mayores incrementos porcentuales en consumo (ocurridos en el año 2010 respecto al año 2009) se registraron en el segmento de tarifa social de los tres Distribuidores, y que los mayores incrementos absolutos ocurrieron en el segmento de tarifa social que geográficamente se localiza en las áreas occidental y norte-oriental del país, que son atendidas respectivamente por DEOCSA y DEORSA.

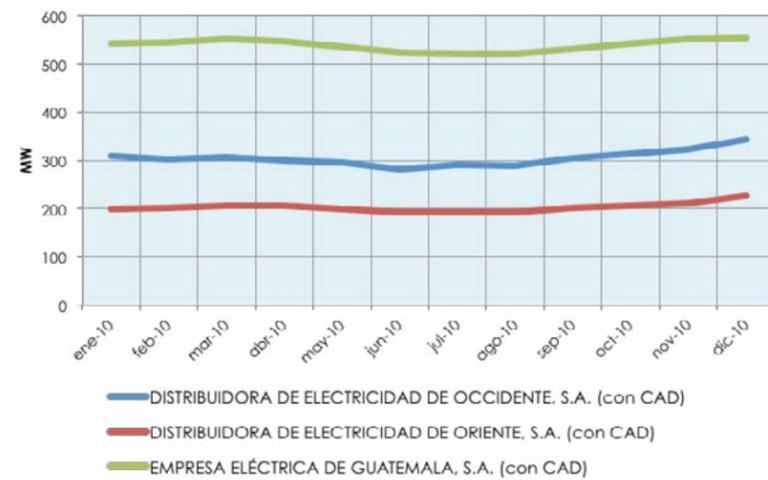
c. Requerimiento de potencia para el año 2010

Los Distribuidores requieren tener disponible y asignada una capacidad que permita garantizar que sus máximos requerimientos de energía podrán ser suplidos cuando el consumo de los usuarios que atienden lo requiera.

A continuación, la gráfica 61 presenta los requerimientos totales de potencia de corto plazo (mensuales) de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA, es decir, su Demanda Firme Efectiva, la cual comprende tanto la tarifa social como la tarifa no social. Los valores presentados incluyen el Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda o CAD (porcentaje de pérdidas y reservas necesarias, determinadas por el AMM en la Programación de Largo Plazo). El CAD definido para el Año Estacional 2009-2010 fue de 1.091157 (9.1157%) y el definido para el Año Estacional 2010-2011 fue 1.091166 (9.1166%), por lo que durante el año 2010 se aplicaron los siguientes valores de CAD: 1.091157 (de enero a abril) y 1.091166 (de mayo a diciembre).

GRÁFICA 61

Demanda firme efectiva total (tarifa social y no social, incluyendo CAD)



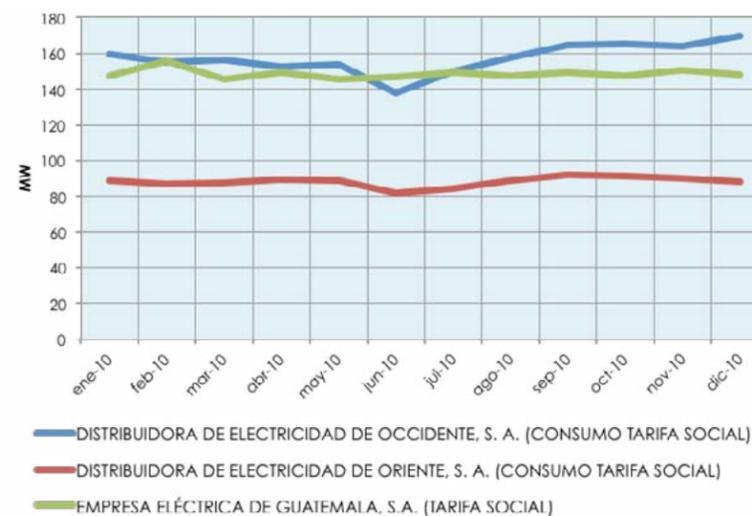
El máximo requerimiento de potencia de los tres Distribuidores representado por su Demanda Firme Efectiva total (tarifa social y no social) ocurrió para todos los casos en el mes de diciembre. Dicho requerimiento totalizó 1,123.62 MW, con la siguiente participación porcentual de los Distribuidores: EEGSA 49.23% (553.20 MW), DEOCSA 30.49% (342.89 MW) y DEORSA 20.28% (227.84 MW).

Respecto a la Demanda Firme Efectiva correspondiente a tarifa social, fue DEOCSA quien registró el máximo valor de Demanda Firme Efectiva dentro de este segmento tarifario, en diciembre 2010, con una magnitud de 169.83 MW, mientras EEGSA lo registró en febrero 2010 con una magnitud de 155.80 MW y DEORSA lo registró en septiembre 2010 con una magnitud de 92.25 MW.

La gráfica 62 muestra los resultados descritos anteriormente; además en dicha gráfica se observa que DEOCSA mantuvo una clara tendencia al alza –la más pronunciada de los tres Distribuidores– en su Demanda Firme Efectiva a partir de Junio 2010 –mes en que registró su mínimo anual con 137.62 MW–, con un incremento promedio de 5.37 MW mensuales, hasta alcanzar su máximo registrado en diciembre 2010.

GRÁFICA 62

Demanda Firme Efectiva tarifa social (incluye CAD)

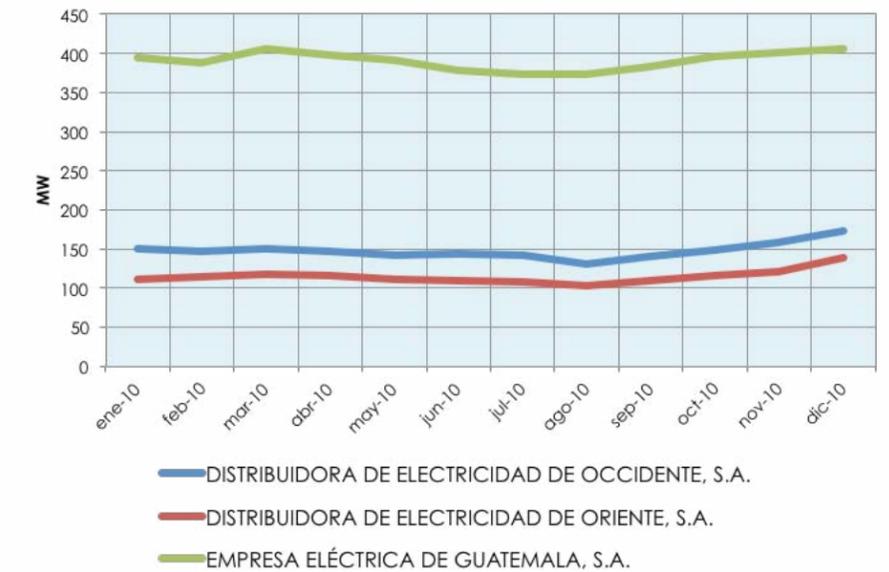


Considerando los registros del consumo de energía y demanda de potencia correspondientes a tarifa social que fueron presentados en las gráficas 58 y 62, se observa que el factor de carga respecto de la demanda registrada de dicho segmento de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA es mayor para EEGSA (en el orden de 58%), seguido por DEORSA (en el orden de 46%) y luego por DEOCSA (en el orden de 40%), lo cual denota una importante característica del consumo de los usuarios en cada una de las regiones geográficas del país que son atendidas por los Distribuidores mencionados.

Con relación a la Demanda Firme Efectiva correspondiente a tarifa no social, durante el año 2010, los máximos requerimientos fueron 405.25 MW para EEGSA, 172.76 MW para DEOCSA y 139.46 MW para DEORSA, todos ellos ocurridos en el mes de Diciembre 2010. Los registros de Demanda Firme Efectiva correspondientes a tarifa no social para el año 2010 son presentados a continuación en la gráfica 63.

GRÁFICA 63

Demanda Firme Efectiva tarifa no social (incluye CAD)



Considerando los registros del consumo de energía y demanda de potencia correspondientes a tarifa no social que fueron presentados en las gráficas 59 y 63, se observa que el factor de carga respecto de la demanda registrada de dicho segmento de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA es mayor para EEGSA (en el orden de 59%), seguido por DEORSA (en el orden de 45%) y luego por DEOCSA (en el orden de 43%). Esta es la misma tendencia observada en el segmento de tarifa social, con lo cual, en su conjunto, el factor de carga respecto a la demanda registrada define las mismas características para los dos segmentos de usuarios.

En los cuadros 21 a 23, se resume los requerimientos de Demanda Firme Efectiva mensual de los tres Distribuidores y adicionalmente se muestra el porcentaje que representa la tarifa social y no social del total de potencia demandada incluyendo CAD.

CUADRO 21 DEOCSA: Demanda Firme Efectiva (con CAD) MW					
Mes	Tarifa social	Tarifa no social	Total	% social	% no social
Ene-10	159.46	149.87	309.33	51.55%	48.45%
Feb-10	155.03	147.43	302.47	51.26%	48.74%
Mar-10	156.39	149.65	306.04	51.10%	48.90%
Abr-10	152.87	146.69	299.56	51.03%	48.97%
May-10	153.59	141.65	295.23	52.02%	47.98%
Jun-10	137.62	143.86	281.48	48.89%	51.11%
Jul-10	149.92	140.99	290.90	51.54%	48.46%
Ago-10	157.74	130.91	288.64	54.65%	45.35%
Sep-10	164.42	139.80	304.22	54.05%	45.95%
Oct-10	165.14	148.49	313.62	52.65%	47.35%
Nov-10	164.05	158.83	322.88	50.81%	49.19%
Dic-10	169.83	172.76	342.59	49.57%	50.43%

CUADRO 22 DEORSA: Demanda Firme Efectiva (con CAD) MW					
Mes	Tarifa social	Tarifa no social	Total	% social	% no social
Ene-10	89.32	111.29	200.62	44.52%	55.48%
Feb-10	87.18	115.08	202.25	43.10%	56.90%
Mar-10	87.86	118.60	206.47	42.56%	57.44%
Abr-10	89.59	116.73	206.32	43.43%	56.57%
May-10	89.26	110.97	200.23	44.58%	55.42%
Jun-10	81.49	110.47	191.95	42.45%	57.55%
Jul-10	84.68	109.11	193.79	43.69%	56.31%
Ago-10	89.24	102.69	191.93	46.50%	53.50%
Sep-10	92.25	109.88	202.12	45.64%	54.36%
Oct-10	91.73	115.88	207.61	44.18%	55.82%
Nov-10	90.15	121.51	211.66	42.59%	57.41%
Dic-10	88.37	139.46	227.84	38.79%	61.21%

CUADRO 23 EEGSA: Demanda Firme Efectiva (con CAD) MW					
Mes	Tarifa social	Tarifa no social	Total	% social	% no social
Ene-10	147.49	393.91	541.40	27.24%	72.76%
Feb-10	155.80	388.04	543.85	28.65%	71.35%
Mar-10	145.82	404.98	550.80	26.47%	73.53%
Abr-10	149.33	396.54	545.86	27.36%	72.64%
May-10	145.26	390.32	535.58	27.12%	72.88%
Jun-10	146.60	377.67	524.27	27.96%	72.04%
Jul-10	149.66	372.49	522.15	28.66%	71.34%
Ago-10	147.70	372.47	520.16	28.39%	71.61%
Sep-10	149.16	382.05	531.21	28.08%	71.92%
Oct-10	147.27	395.21	542.48	27.15%	72.85%
Nov-10	150.50	400.43	550.93	27.32%	72.68%
Dic-10	147.95	405.25	553.20	26.74%	73.26%

d. Evolución 2009-2010 del requerimiento de potencia

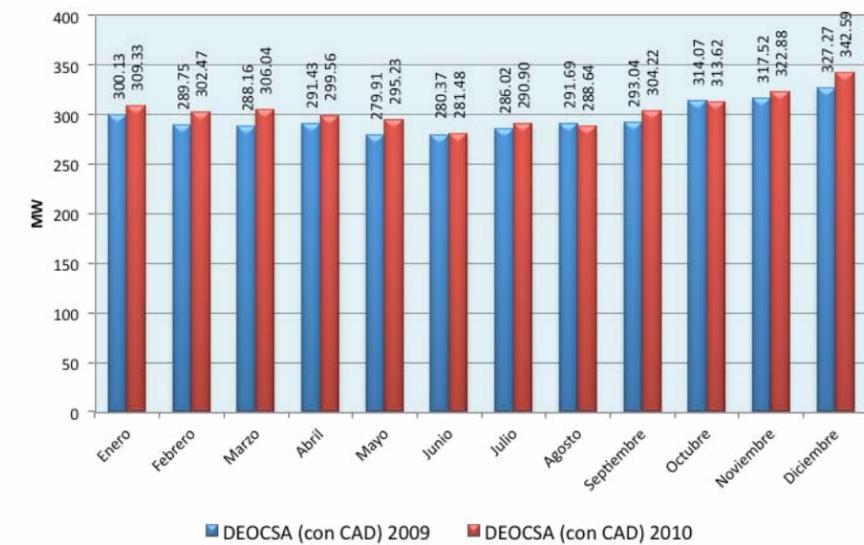
En la gráfica 64, se observa que DEOCSA durante el año 2010 tuvo una tendencia de crecimiento en sus requerimientos de potencia, a excepción de los meses de agosto y octubre, durante los cuales se registró una menor Demanda Firme Efectiva con relación al año 2009.

DEORSA, por su parte, según se aprecia en la gráfica 65, también tuvo una tendencia incremental en sus requerimientos de potencia durante el año 2010, excepto para los meses de junio, agosto y septiembre, durante los cuales registró una menor Demanda Firme Efectiva con relación al año 2009.

Para el caso del Distribuidor EEGSA se observa en general una tendencia decremental, ya que según los registros y lo mostrado en la gráfica 66, a excepción del trimestre marzo-abril-mayo 2010, los demás meses el requerimiento de potencia de EEGSA fue menor en el 2010 que en el 2009.

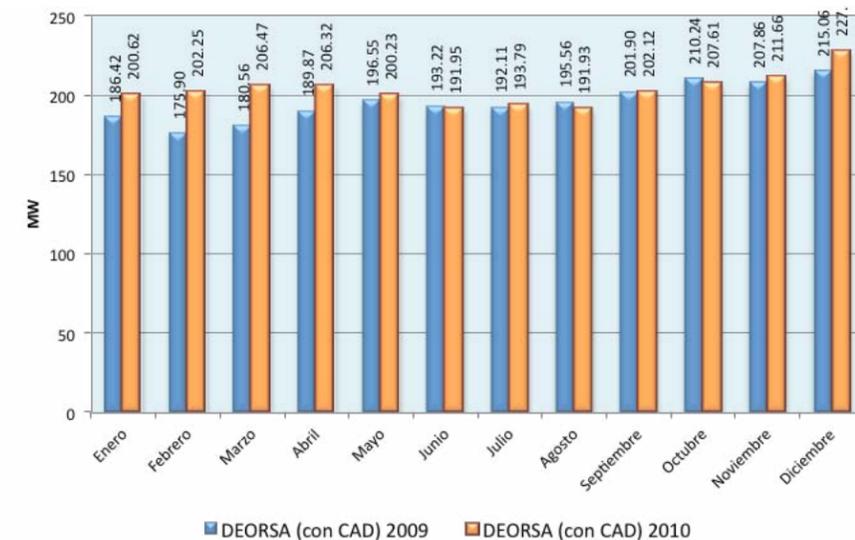
GRÁFICA 64

DEOCSA. Demanda firme efectiva tarifa social y no social comparativo 2009 - 2010



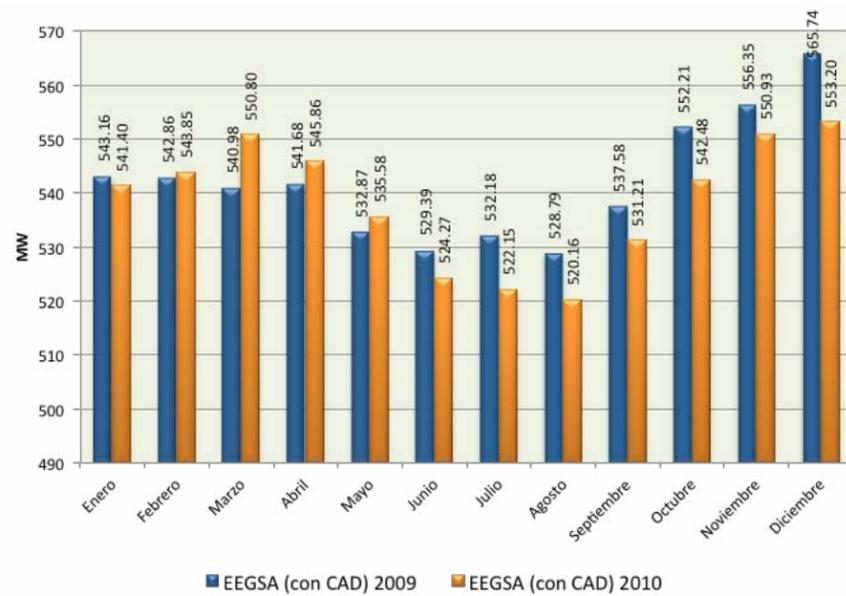
GRÁFICA 65

DEORSA. Demanda firme efectiva tarifa social y no social comparativo 2009 - 2010



GRÁFICA 66

EEGSA: Demanda firme efectiva tarifa social y no social comparativo 2009 - 2010



3.3.2 Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios son Participantes del Mercado Mayorista cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad; actualmente ese límite es de 100 kW. El Gran Usuario tiene la característica que el precio de la electricidad que consume no está sujeto a regulación, es decir, no es fijado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y que las condiciones de su suministro son pactadas libremente con el suministrador.

La legislación vigente contempla dos tipos de Grandes Usuarios: Gran Usuario con Representación (o Gran Usuario Representado) y Gran Usuario Participante.

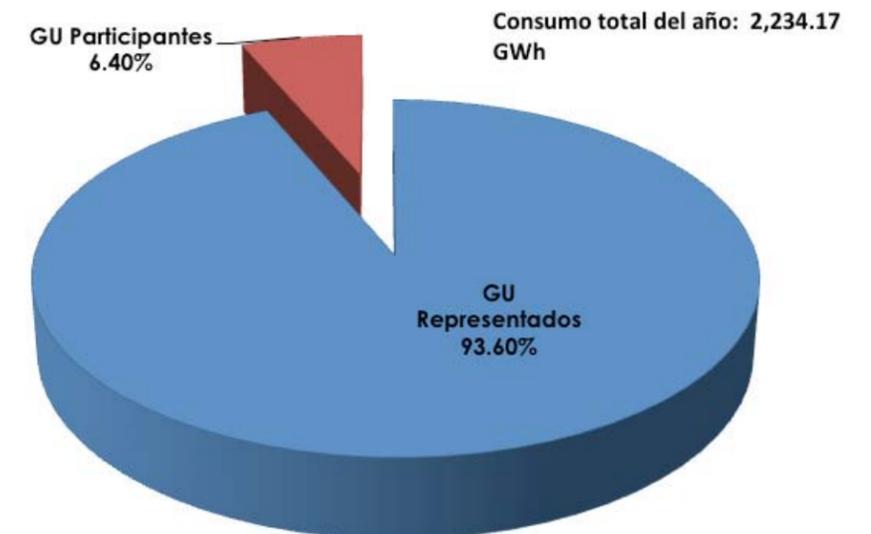
El Gran Usuario con Representación es aquel que celebra un Contrato de Comercialización con un Comercializador, mientras que el Gran Usuario Participante es el que participa directamente en el Mercado Mayorista realizando sus compras de potencia y energía.

a. Requerimiento de energía para el año 2010

Durante el año 2010 los Grandes Usuarios (participantes y representados) registraron un consumo de energía de 2,234.17 GWh, cifra que representó el 28.47% del consumo total del SNI. De esos 2,234.17 GWh, 2,091.18 GWh fueron consumidos por Grandes Usuarios Participantes (6.40%) y 142.99 GWh (93.60%) fueron consumidos por Grandes Usuarios Representados. Los porcentajes de participación en el consumo total de energía por cada tipo de Gran Usuario son presentados en la gráfica 67.

GRÁFICA 67

Demanda de energía de Grandes Usuarios (enero - diciembre 2010)

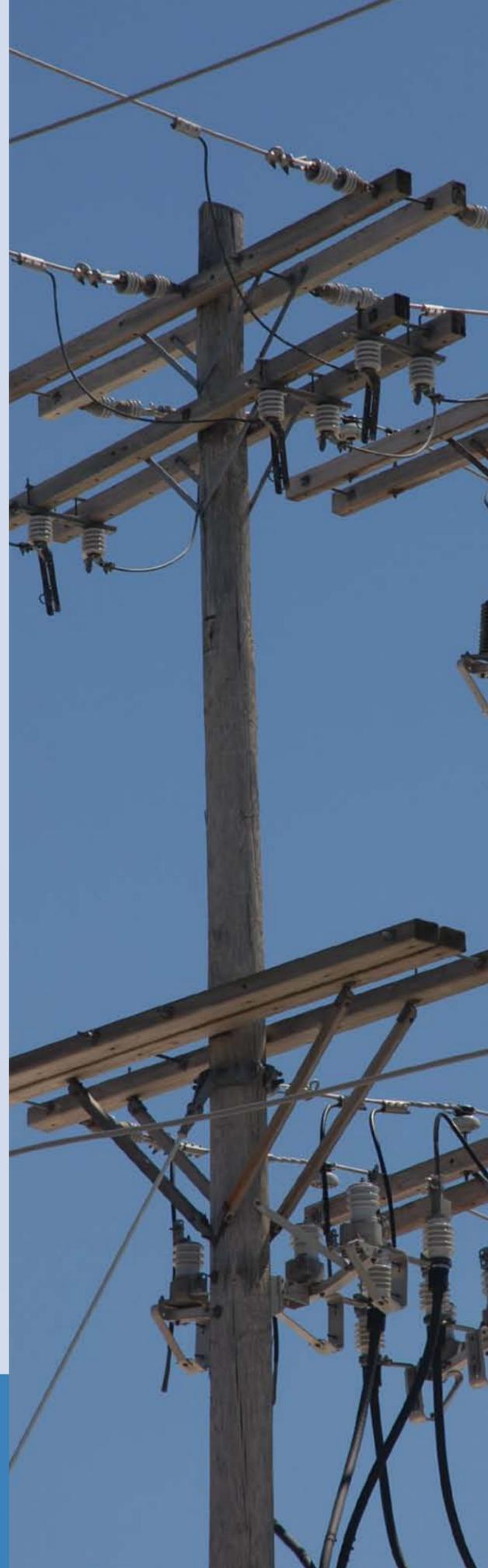
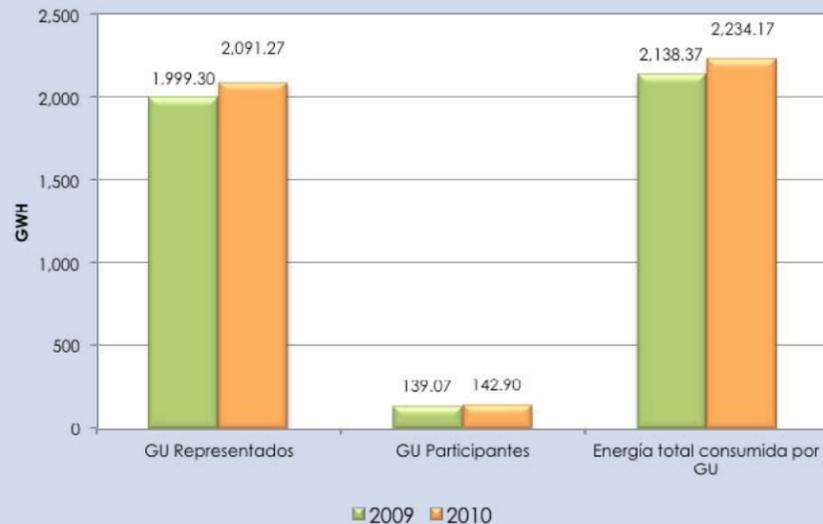


b. Evolución 2009-2010 del requerimiento de energía

La evolución del volumen de energía consumida en el año 2010 por los Grandes Usuarios respecto al año 2009 mostró un incremento de 95.80 GWh, que significa un aumento de 4.48%. El mayor incremento porcentual ocurrió en el grupo de Grandes Usuarios con Representación, ya que aumentó en 4.60% su consumo al pasar de 1,999.30 GWh en el 2009 a 2,091.27 GWh en el 2010, mientras que el grupo de Grandes Usuarios Participantes lo hizo en un 2.75% al pasar de 139.07 GWh en el 2009 a 142.90 GWh en el 2010. De esta forma, entre el año 2009 y el año 2010 el incremento en el consumo de energía del grupo de Grandes Usuarios con Representación fue de 91.97 GWh mientras que el de Grandes Usuarios Participantes fue de 3.83 GWh.

A continuación la gráfica 68 presenta comparativamente, los consumos registrados por los Grandes Usuarios en los años 2009 y 2010, mostrando los consumos anuales por tipo de Gran Usuario y el consumo total anual de todos los Grandes Usuarios en su conjunto.

GRÁFICA 68
Comparativo de demanda de energía de los Grandes Usuarios
2009-2010

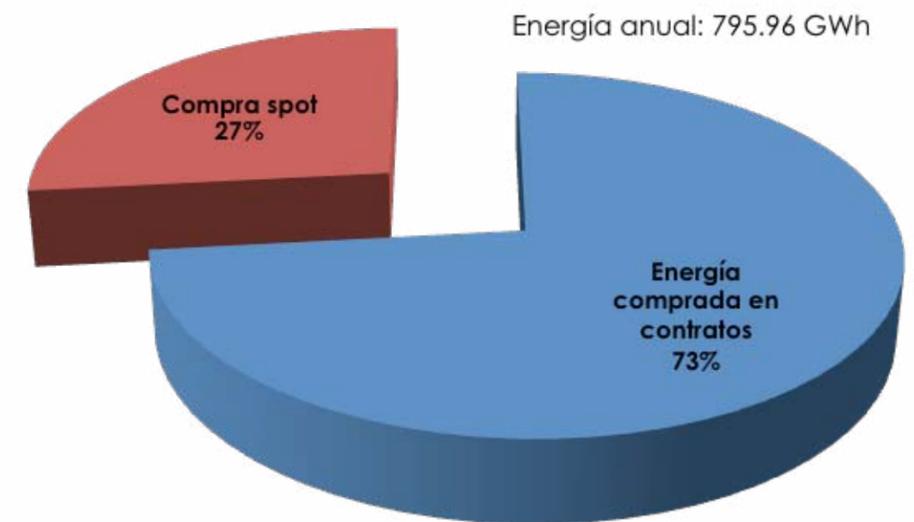


3.4 Cobertura de los requerimientos de energía eléctrica de los Distribuidores en el Mercado Mayorista durante el año 2010.

A continuación se presentan los resultados del abastecimiento de energía de los Distribuidores EEGSA, DEOCSA y DEORSA durante el año 2010, tanto para tarifa social como para tarifa no social. Los resultados que se presentan indican los porcentajes de compra que se realizaron en el Mercado de Oportunidad y en el Mercado a Término para satisfacer los requerimientos de energía de cada Distribuidor; tales requerimientos corresponden a lo presentado en el apartado 3.4.1 a. de esta sección.

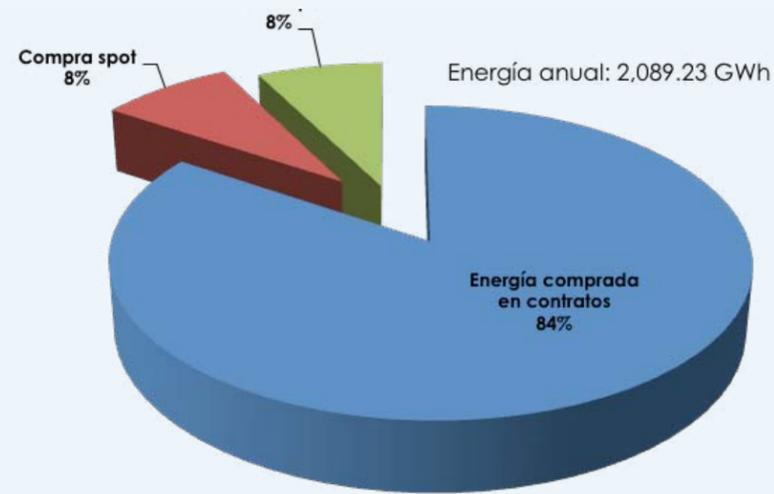
Durante el año 2010 EEGSA adquirió el 27% de la energía de su segmento de tarifa social en el Mercado de Oportunidad y el 73% en el Mercado a Término, lo que significó respectivamente, la compra de 212.40 GWh en el Mercado de Oportunidad y 583.55 GWh en el Mercado a Término. Estos resultados son mostrados en la gráfica 69.

GRÁFICA 69
Compras de energía 2010 EEGSA tarifa social



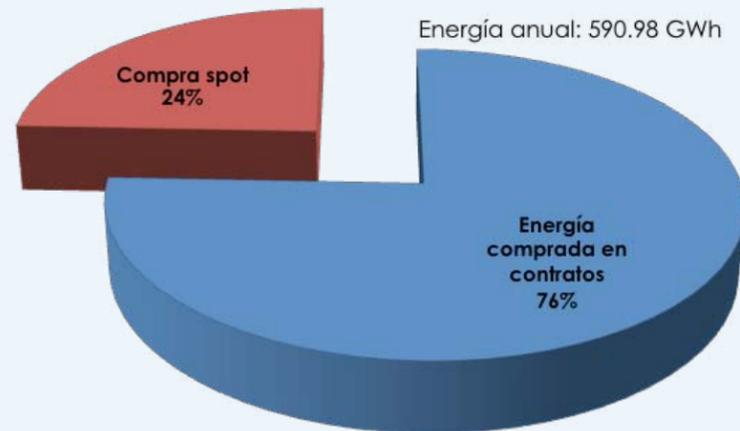
Respecto al segmento de tarifa no social, EEGSA adquirió el 8% de la energía en el Mercado de Oportunidad y el 84% en el Mercado a Término, lo que significó la compra de 206.76 GWh en el Mercado de Oportunidad y 2,162.86 GWh en el Mercado a Término, respectivamente. También vendió 193.10 GWh en el Mercado de Oportunidad, la cual es energía excedente proveniente de los contratos existentes, que no fue consumida por la demanda de este segmento tarifario. La gráfica 70 presenta los resultados antes indicados.

GRÁFICA 70
Compras de energía 2010 EEGSA tarifa no social



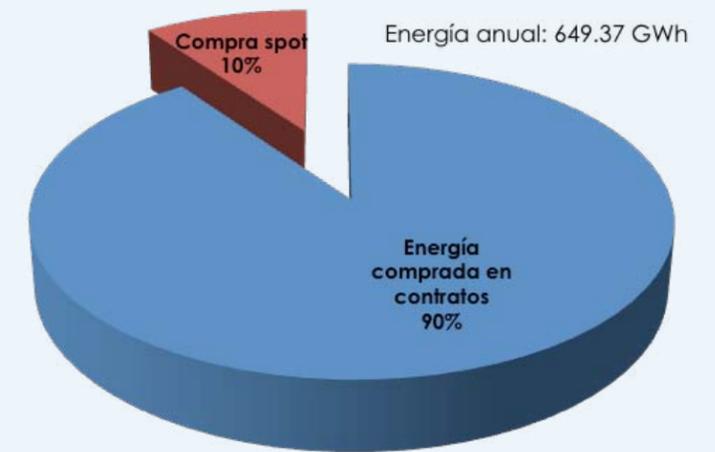
Durante el año 2010 DEOCSA adquirió el 24% de la energía de su segmento de tarifa social en el Mercado de Oportunidad y el 76% en el Mercado a Término, lo que significó la compra de 144.02 GWh en el Mercado de Oportunidad y 446.96 GWh en el Mercado a Término. Estos resultados son mostrados en la gráfica 71.

GRÁFICA 71
Compras de energía 2010 DEOCSA tarifa social



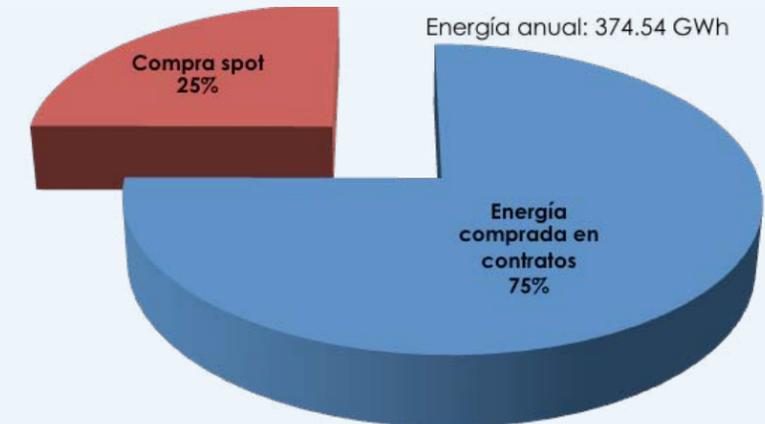
Respecto al segmento de tarifa no social, DEOCSA adquirió el 10% de la energía en el Mercado de Oportunidad y el 90% en el Mercado a Término, lo que significó la compra de 64.81 GWh en el Mercado de Oportunidad y 590.93 GWh en el Mercado a Término, respectivamente. La gráfica 72 presenta los resultados antes indicados.

GRÁFICA 72
Compras de energía 2010 DEOCSA tarifa no social



Durante el año 2010 DEORSA adquirió el 25% de la energía de su segmento de tarifa social en el Mercado de Oportunidad y el 75% en el Mercado a Término, lo que significó respectivamente, la compra de 93.33 GWh en el Mercado de Oportunidad y 281.21 GWh en el Mercado a Término. Estos resultados son mostrados en la gráfica 73.

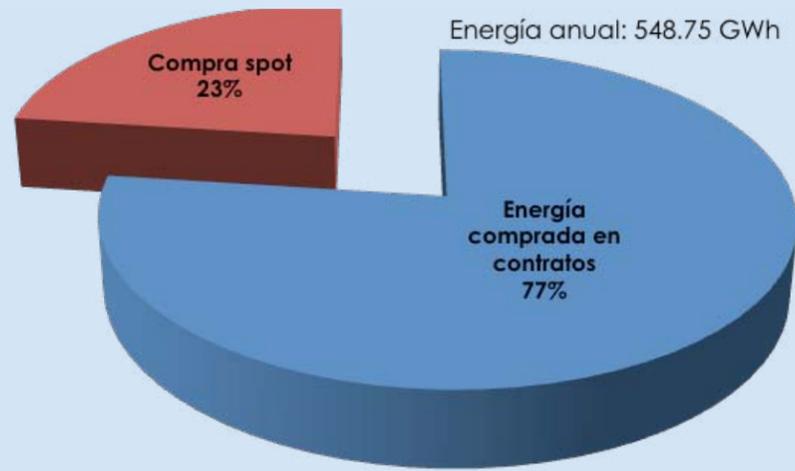
GRÁFICA 73
Compras de energía 2010 DEORSA tarifa social



Respecto al segmento de tarifa no social, DEORSA adquirió el 23% de la energía en el Mercado de Oportunidad y el 77% en el Mercado a Término, lo que significó la compra de 126.18 GWh en el Mercado de Oportunidad y 422.58 GWh en el Mercado a Término, respectivamente. La gráfica 74 presenta los resultados antes indicados.

GRÁFICA 74

Compras de energía 2010 DEORSA tarifa no social



Los resultados presentados permiten determinar que porcentualmente, los tres Distribuidores abastecieron los requerimientos de energía del segmento de tarifa social de manera similar, pues compran en el Mercado de Oportunidad entre el 24% y el 27% de sus requerimientos, y entre el 76% y el 73% en el Mercado a Término.

Con relación al abastecimiento de los requerimientos de energía del segmento de tarifa no social, se observa que EEGSA y DEOCSA cubrieron, respectivamente, entre el 8% y 10% de sus requerimientos de energía en el Mercado de Oportunidad y entre el 84% y 90% en el Mercado a Término. En el caso de DEORSA, las proporciones en que abastecieron los requerimientos de energía de su segmento de tarifa no social son muy similares a las proporciones con que abastecieron a su segmento de tarifa social.



4.1 Servicios Complementarios

Para que un sistema eléctrico opere cumpliendo los criterios necesarios para mantener la calidad y confiabilidad del suministro, es necesario que el operador del sistema disponga entre otras cosas, de reservas de potencia y energía eléctrica.

Para el efecto, en el Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco están establecidos los Servicios Complementarios, que son aquellos requeridos para el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y que permiten mantener el nivel de calidad y margen de confiabilidad necesarios para garantizar el abastecimiento. Están conformados por reservas de energía y potencia destinadas a la regulación de la frecuencia eléctrica del sistema y a la compensación de los desbalances entre la oferta y la demanda que se presentan en tiempo real.

Los Servicios Complementarios establecidos en la normativa del Mercado Mayorista de Electricidad son: Reserva Rodante Operativa (RRO), Reserva Rápida (RRa), Arranque en Negro y Demanda Interrumpible; de los cuales los únicos servicios que se remuneran actualmente son la Reserva Rodante Operativa y la Reserva Rápida. Con relación a la Demanda Interrumpible, la normativa contempla su remuneración, sin embargo, todavía no se cuenta con ningún oferente.

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):

Se define a la Reserva Rodante Operativa como 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. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria de frecuencia y que esté disponible para otros requerimientos operativos. 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 la frecuencia del sistema. El servicio de Reserva Rodante Operativa lo prestan unidades generadoras que han sido previamente habilitadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y la asignación de las ofertas se realiza a través de un mecanismo de mercado, en donde los oferentes presentan precios y capacidad para la prestación del servicio. Para el año 2010 se tuvieron 7 centrales de generación prestando este servicio (cuadro 24).

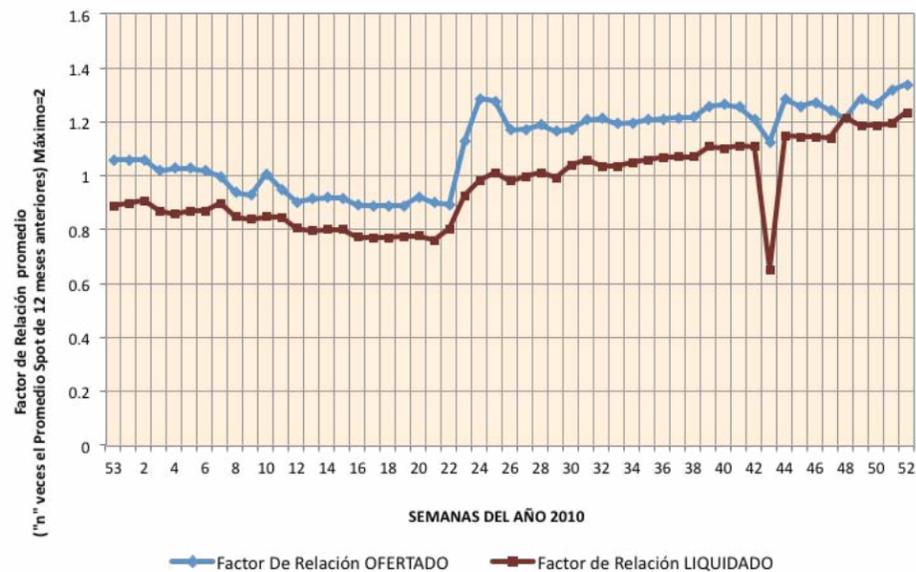
CUADRO 24. Unidades que participaron en la prestación de RRO (año 2010)			
1	Chixoy	5	Las Palmas (1 - 4)
2	Aguacapa	6	Arizona
3	Jurún Marinalá	7	Poliwatt
4	Las Vacas		

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 75, se muestra el factor de relación semanal histórico promedio liquidado y ofertado para el servicio complementario de RRO.

El factor de relación de la gráfica en mención, 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 2010, estaba dentro del rango de 0.89 a 1.06 veces el Precio Spot promedio de los últimos doce meses.

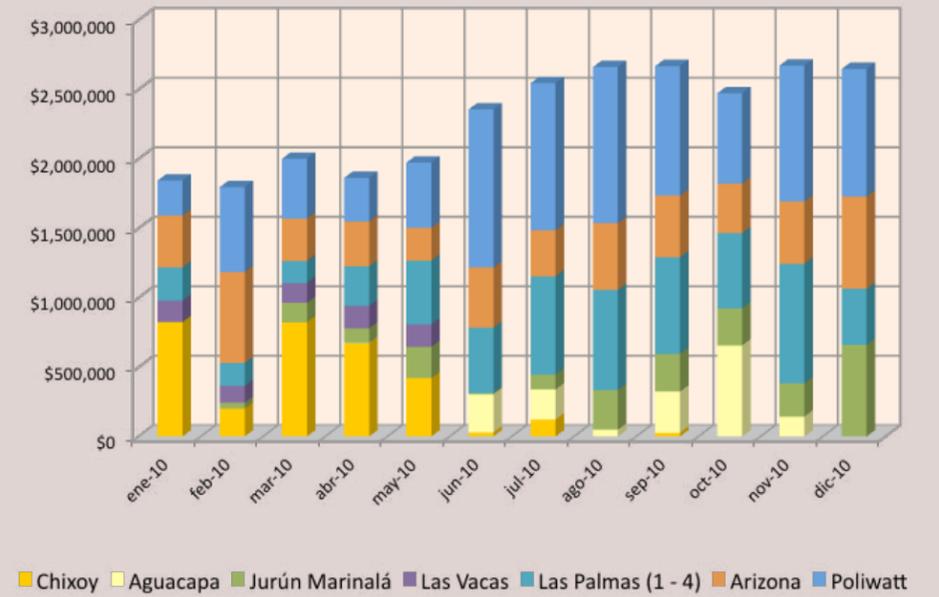
Sin embargo, se nota un incremento en el factor de relación a partir de la semana 23 (junio). Esto puede explicarse por el fuerte invierno del 2010, que motivó que las centrales hidroeléctricas redujeran sus ofertas para prestar este servicio, limitando la competencia y el número de oferentes. Con relación al factor de relación liquidado, se tiene el mismo comportamiento.

GRÁFICA 75
RRO: Factor de Relación Histórico promedio semanal, ofertado y liquidado año 2010

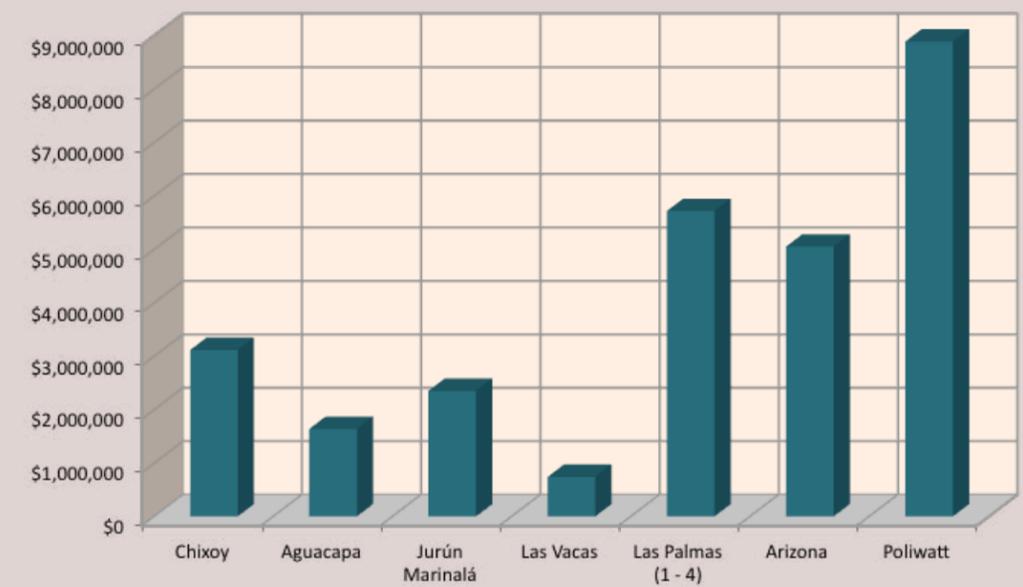


La participación de mercado mensual, de acuerdo a la remuneración recibida por la prestación del servicio complementario de RRO, se presenta en las gráficas 76, 77 y 78:

GRÁFICA 76
Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRO 2010

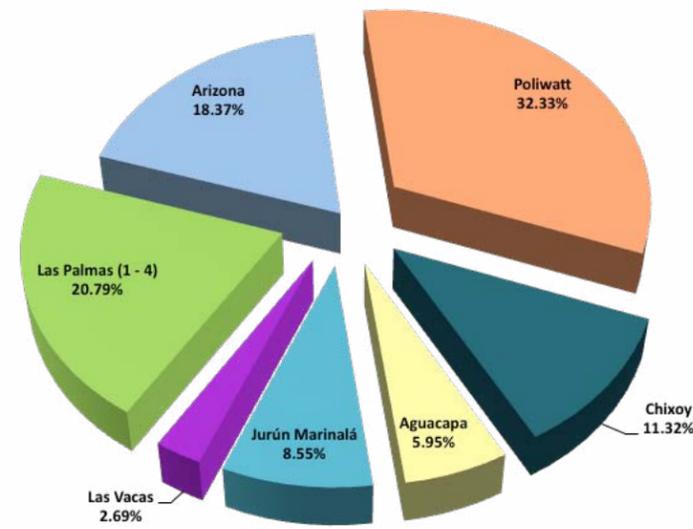


GRÁFICA 77
Remuneración del servicio de RRO 2010



GRÁFICA 78

Participación en la remuneración de RRO durante el año 2010



La remuneración mensual mínima por el servicio de RRO se dio en el mes de febrero de 2010 por un monto de \$1,795,085.15 y el mes de mayor remuneración fue noviembre, por un monto de \$2,670,536.79. La remuneración de RRO total para el año 2010 fue de \$27,481,623.59, presentando un incremento del 1.18% en comparación a la remuneración del año 2009, la cual fue de \$27,160,355.93.

4.1.2 Reserva Rápida (RRa):

Tiene como función contar con potencia para cubrir las desviaciones que se den con respecto a la operación programada, las cuales tienen su origen en contingencias e imprevistos operativos en el sistema. Durante el año 2010, este servicio fue cubierto por 12 unidades, las cuales se enumeran en el cuadro 25:

CUADRO 25. Unidades generadoras que prestaron el servicio de RRa

1	Tampa	7	Arizona 6
2	S & S	8	Arizona 7
3	Laguna Gas 2	9	Arizona 8
4	Arizona 2	10	Arizona 10
5	Arizona 3	11	Palmas 3
6	Arizona 4	12	Palmas 4

A partir del mes de mayo, Tampa dejó de prestar el servicio de RRa para pasar a cubrir la Demanda Firme de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., por lo que la potencia asignada a este servicio complementario fue únicamente 35.45 MW. En el mes de octubre, Arizona y Las Palmas fueron habilitadas para dar RRa al sistema, permitiéndose con esto, incrementar la potencia disponible y fortalecer la operación del sistema ante contingencias.

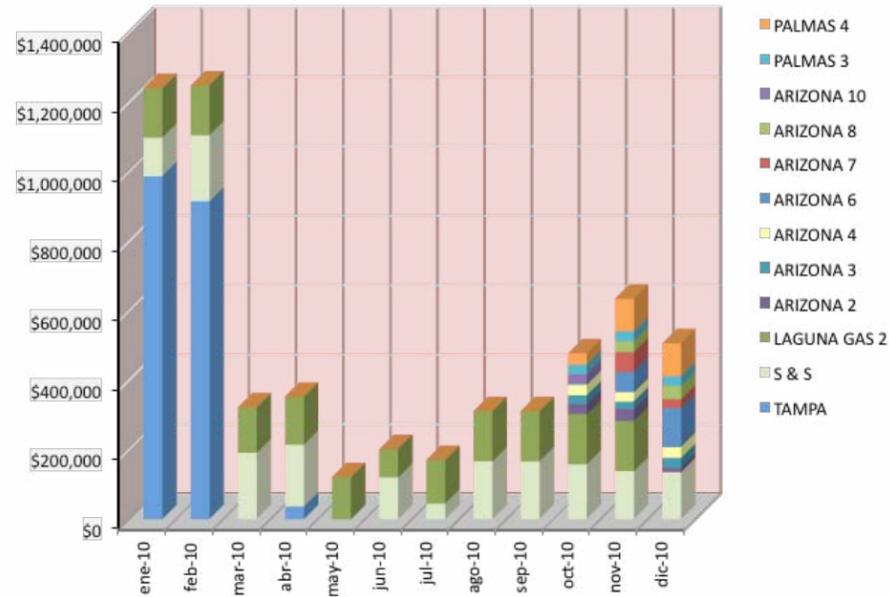
En las siguientes graficas se presentan las unidades que prestaron el servicio de RRa en el año 2010, de las cuales Tampa fue la que tuvo mayor remuneración por la prestación de dicho servicio, con un monto de \$1,936,125.88.

La remuneración de RRO total para el año 2010 fue de \$27,481,623.59, presentando un incremento del 1.18% en comparación a la remuneración del año 2009, la cual fue de \$27,160,355.93.

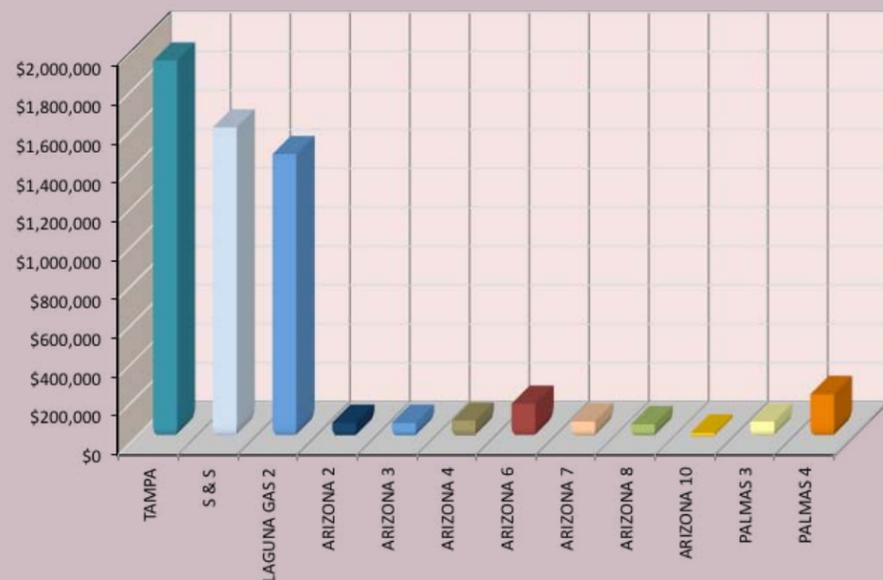


El mes con mayor remuneración para los Agentes que prestaron el servicio de RRa fue febrero con un monto de \$1,247,306.94; y por el contrario, el mes que tuvo la menor remuneración fue mayo con un monto de \$120,904.94.

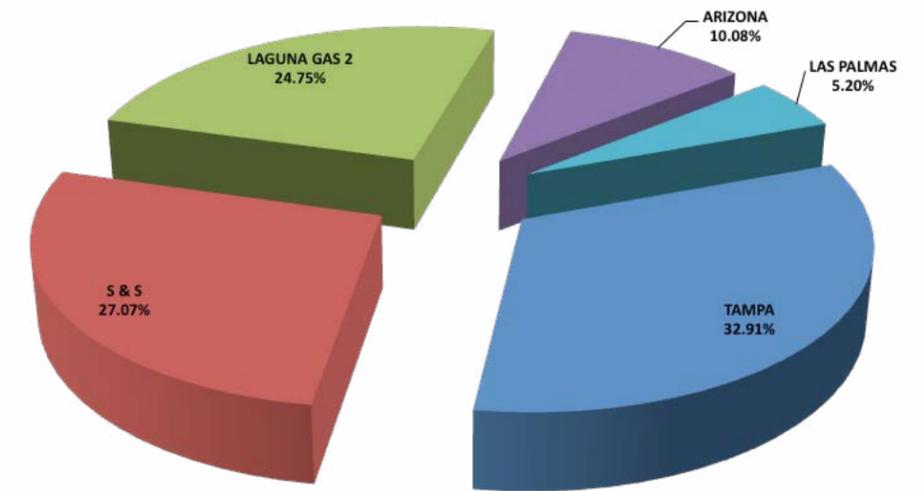
GRÁFICA 79
Remuneración mensual por la prestación del servicio de RRa (2010)



GRÁFICA 80
Remuneración del servicio de RRa (2010)



GRÁFICA 81
Participación en la remuneración de RRa (2010)



Las gráficas anteriores muestran el porcentaje de participación de cada unidad generadora en la remuneración del servicio de Reserva Rápida durante el año 2010. El total remunerado por este servicio en el 2010 fue \$5,883,867.55 con una reducción del 67.07% con respecto al 2009 (\$ 17,870,408.78).

El prestador del servicio con mayor participación en la remuneración del mismo, fue Tampa Centroamericana de Electricidad, Ltda., que percibió un 32.91% del monto total recaudado en el año.

4.2 Generación Forzada

Es toda la energía producida por una unidad generadora requerida para operar por razones distintas a su Costo Variable de Generación, 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.

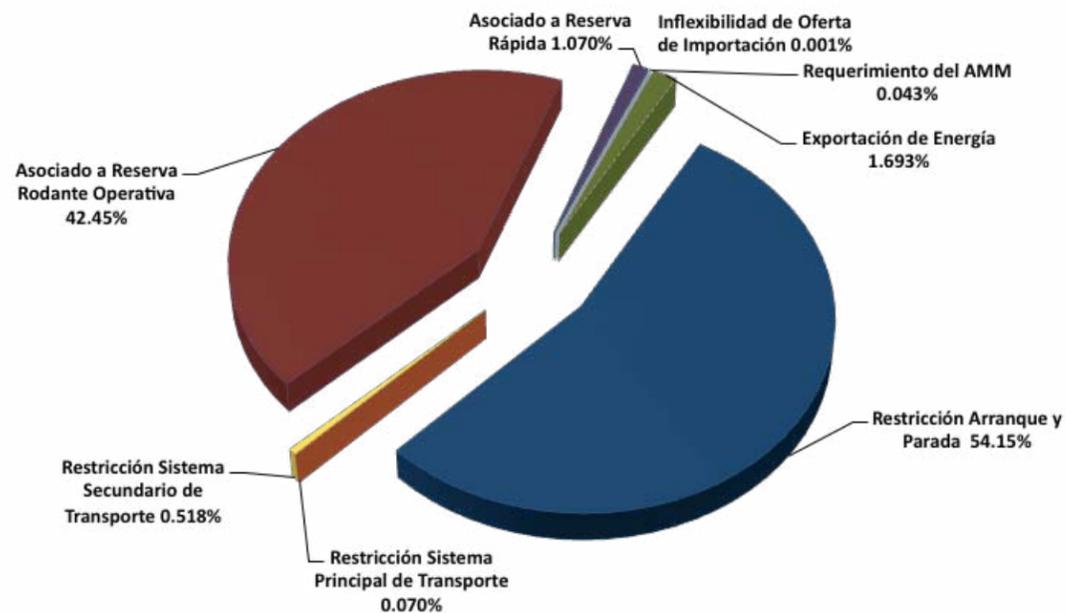
En el año 2010 se presentaron restricciones que ocasionaron Generación Forzada por las siguientes causas descritas en el cuadro 26:

CUADRO 26. Restricciones causantes de Generación Forzada (año 2010)
Restricción Arranque y Parada
Restricción Sistema Principal de Transporte
Restricción Sistema Secundario de Transporte
Asociado a Reserva Rodante Operativa
Asociado a Reserva Rápida
Inflexibilidad de Oferta de Importación
Requerimiento del AMM
Exportación de Energía

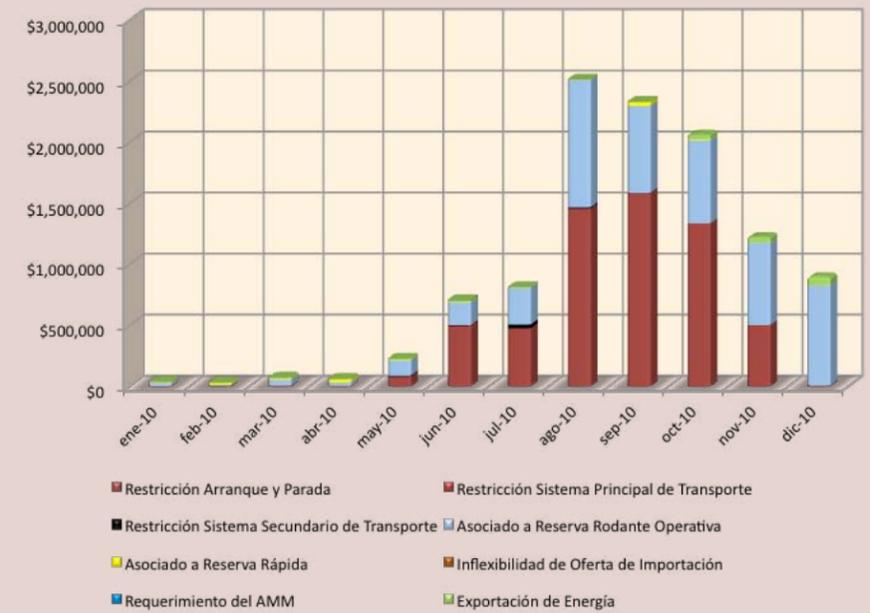


Las gráficas 82, 83 y 84 siguientes, muestran los sobrecostos por Generación Forzada en el año 2010, correspondientes a cada tipo de restricción.

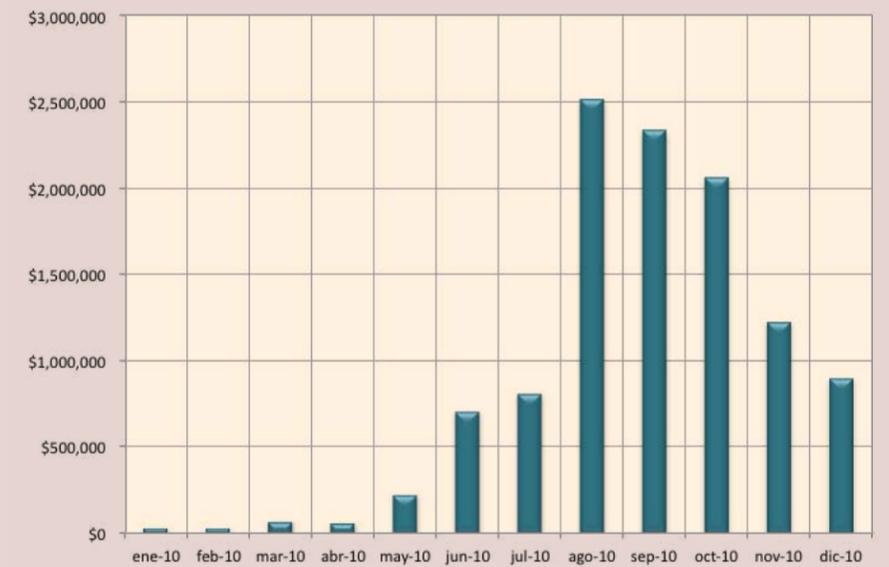
GRÁFICA 82
Generación forzada por causas de restricción (2010)



GRÁFICA 83
Sobrecostos por Generación Forzada (2010)



GRÁFICA 84
Sobrecosto mensual por Generación Forzada (2010)



Un 96.60% de los sobrecostos por Generación Forzada del año 2010 fueron causados por las restricciones de Arranque y Parada y los asociados a la Reserva Rodante Operativa. La restricción de Arranque y Parada representó un 54.15% y los asociados a la Reserva Rodante Operativa un 42.45%.

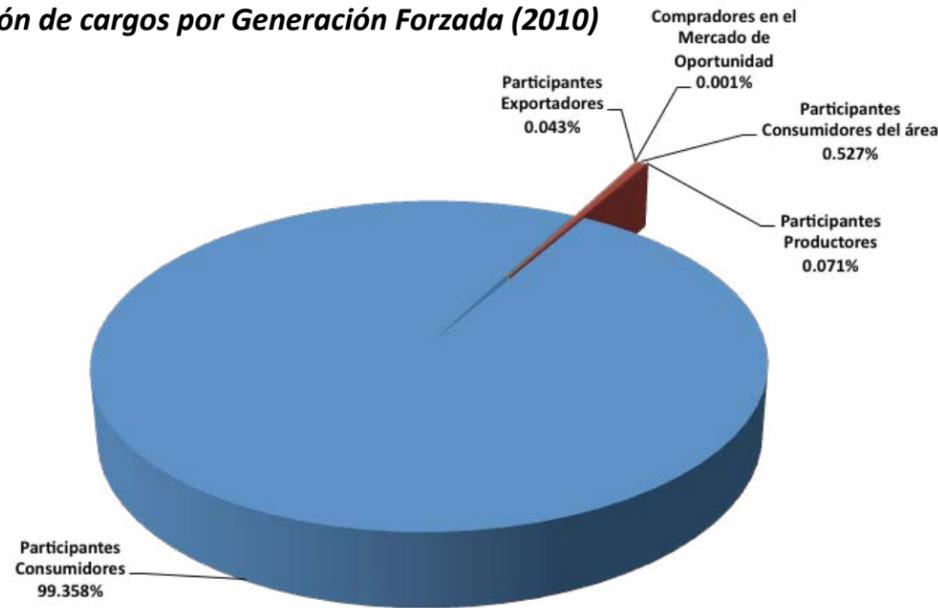
En el mes de septiembre de 2010 se presentó el mayor sobrecosto por Generación Forzada debido a la restricción de Arranque y Parada por un monto de \$1,580,282.02. Durante este mes, la Central Generadora San José representó \$1,366,815.79 lo que equivale a un 86.49% del total de Generación Forzada por Arranque y Parada, derivado principalmente del fuerte invierno y las características técnicas de esta central que no permiten que entre y salga de línea repetidamente durante el día.

El mayor sobrecosto por Generación Forzada se presentó en el mes de agosto del 2010 por un monto de \$2,512,494.82 y el menor sobrecosto se dio en el mes de febrero del 2010 por un monto de \$29,804.87. El total de sobrecostos por Generación Forzada en el 2010 fue de \$10,980,094.70.

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 Mercado Spot.

Durante el año 2010, los sobrecostos por Generación Forzada fueron asignados a los Participantes del Mercado Mayorista en los porcentajes que muestra la gráfica siguiente:

GRÁFICA 85
Asignación de cargos por Generación Forzada (2010)



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 no cubre sus requerimientos de potencia con contratos.

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 2010 se presenta en la gráfica 86.

GRÁFICA 86
Precios de Desvíos de Potencia mensuales en el año 2010



De la gráfica anterior, puede observarse que para el Desvío de Potencia Positivo, el precio máximo ocurrió en marzo, correspondiente a US\$4.46/KW-mes, mientras que el precio mínimo ocurrió en enero, correspondiente a US\$1.28/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 87, se presentan los desvíos de potencia promedio mensual de los Participantes Productores y los Participantes Consumidores durante el año 2010.

GRÁFICA 87
Desvíos de Potencia promedio en el año 2010



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

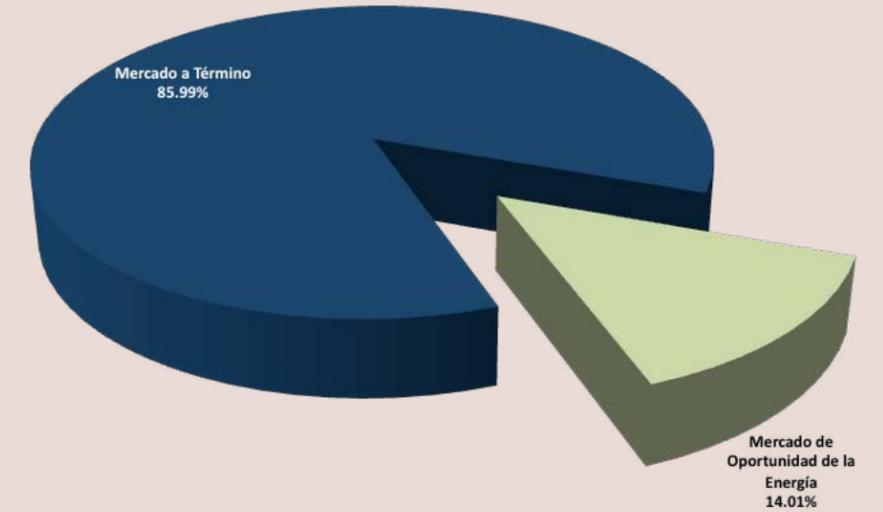
Las operaciones de compra y venta de energía en el Mercado Mayorista pueden realizarse a través de:

a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot: las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, se realizan entre el conjunto 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.

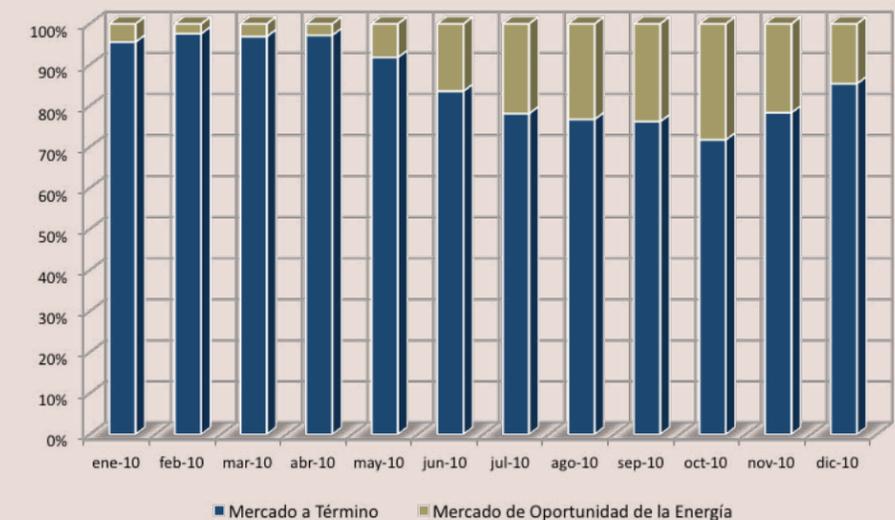
b) Un Mercado a Término: está conformado por el conjunto de contratos entre Agentes y Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados libremente entre las partes.

Durante el año 2010, las transacciones de energía en el Mercado a Término fueron del orden de 6,983.90 GWH, correspondiendo a un 85.99% del total de transacciones de energía, mientras que las transacciones de energía en el Mercado de Oportunidad representaron el 14.01%, equivalente a 1,137.95 GWH (gráficas 88 y 89).

GRÁFICA 88
Porcentaje anual de transacciones de energía en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad de la Energía 2010



GRÁFICA 89
Transacciones de energía. Porcentaje mensual correspondiente al Mercado a Término y Mercado Spot



5.1 Transacciones Internacionales del Mercado Eléctrico Guatemalteco

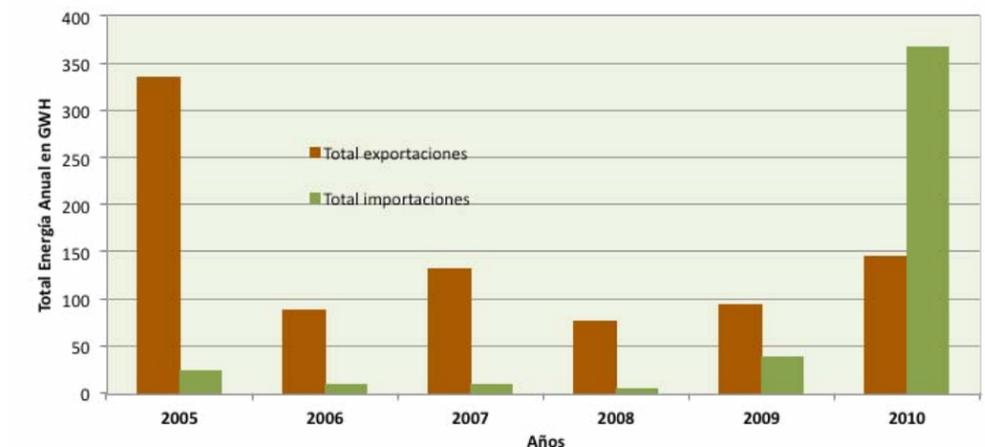
En el Mercado Mayorista Guatemalteco se efectúan intercambios de energía con el Mercado Eléctrico Regional –MER–, mercado que está formado por los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, también se efectúan intercambios de energía eléctrica con México. Estas transacciones actualmente se llevan a cabo por medio de interconexiones binacionales. En esta sección del informe se pretende brindar un breve análisis estadístico sobre estas transacciones de intercambio internacional de energía.

En Guatemala la participación de los intercambios internacionales de energía desde el año 2006 hasta el año 2008 se había mantenido en niveles inferiores al 2% (ver cuadro 29) con respecto a la Demanda del SNI, sin embargo, la puesta en marcha del proyecto de interconexión eléctrica Guatemala – México, en el 2009, y su entrada en operación comercial en octubre de 2010, sin lugar a dudas marcó un cambio con efectos notables en la composición de oferta del Mercado Mayorista.

Un ejemplo de ello es que las importaciones de México llegaron a cubrir hasta un 9.9% de la demanda mensual de energía del SNI, como ya se mencionó la Sección 1 de este informe. Es de considerar también que pese a las restricciones operativas implementadas por el Ente Operador Regional –EOR–, que limitan la importación de energía de México al período de las 7:00 a las 21:00 horas, las importaciones efectuadas a través de dicha interconexión constituyeron un 4.37% de la oferta anual de energía en el mercado mayorista.

En la gráfica 90 se ilustra el comportamiento anual de los intercambios internacionales de energía que ha mostrado el SNI durante los últimos 5 años, con el MER y con México:

GRÁFICA 90
Intercambios internacionales de energía del SNI



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En el año 2010 el total de exportaciones se incrementó en un 54% respecto del año 2009, esto se muestra en el cuadro 27.

CUADRO 27. Total energía exportada por el SNI, años 2008 - 2010			
	2008	2009	2010
Total energía exportada en GWh (incluye desviaciones)	76	94	145
Variación interanual %	-42 %	24 %	54 %

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Como consecuencia de la puesta en operación comercial de la interconexión eléctrica entre Guatemala y México, en el año 2010, el total de energía importada se incrementó en un 887% respecto del año 2009, esto se muestra en el cuadro 28.

CUADRO 28. Total de energía importada al SNI, años 2008 - 2010			
	2008	2009	2010
Total energía importada en GWh (incluye desviaciones)	5	37	367
Variación interanual %	-42 %	690 %	887 %

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

En cuanto a los intercambios específicos del SNI con el MER, se observa que en el año 2010 las exportaciones totales de energía hacia el MER mostraron un incremento de 41% con respecto al año 2009, mientras que las importaciones de energía provenientes del MER decrecieron un 25% respecto del año 2009. (Ver cuadros 31 y 32 de esta sección)

5.2 Evolución de los intercambios del Mercado Eléctrico Nacional con el Mercado Eléctrico Regional durante los últimos cinco años

Aprovechando el momento de un cambio estructural importante en la composición de las transacciones internacionales en el SNI, dado por la puesta en marcha de la interconexión con México, consideramos oportuno detenernos brevemente a analizar el intercambio del SNI con el MER con un breve repaso de los últimos cinco años.

Al considerar los datos del año 2005 al año 2010, se observan cambios importantes en los intercambios del SNI con el MER, especialmente en algunos períodos se presentan ciertos comportamientos particulares, algunos de cortos períodos y no estables que aparentemente no obedecieron a cambios estructurales en el mercado, sino probablemente a cambios momentáneos en las condiciones de mercado nacional o regional, como cambios en los excedentes de oferta por motivos no asociados a cambios en la demanda, y otros más bien permanentes probablemente derivados de cambios en la composición de los mercados nacionales del resto de países del MER. También destaca el marcado cambio de comportamientos de precios en el nodo frontera el 2008.

Al comparar los intercambios internacionales con la Demanda nacional resalta el que las importaciones del SNI pasaron de ser el 0.3% del total de la demanda que eran en el 2008 al 4% en el 2010, mientras que las exportaciones como porcentaje de la demanda correspondieron a un 1.9% en el 2010, cuando en el 2005 correspondían a casi el 5% de la demanda. En el cuadro 29 se muestran los datos.

CUADRO 29. Significancia de los intercambios internacionales, como porcentajes de la Demanda del SNI			
Años	Demanda anual de energía SNI en GWh	Total importaciones como porcentaje de la demanda	Total exportaciones como porcentaje de la demanda
2005	6,910	0.3 %	4.9 %
2006	7,083	0.1 %	1.2 %
2007	7,510	0.1 %	1.8 %
2008	7,532	0.1 %	1.0 %
2009	7,598	0.5 %	1.2 %
2010	7,806	4 %	1.9 %

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Es interesante notar que antes del año 2005, los intercambios con el MER eran bastante más significativos que los sucedidos a partir del año 2005. En el cuadro 30 se muestra la evolución de los intercambios del SNI con el MER.

CUADRO 30. Intercambios del SNI con el MER, años 2000 - 2010		
Año	Total energía exportada al MER GWh	Total energía importada del MER GWh
2000	827	123
2001	363	53
2002	440	55
2003	428	31
2004	464	41
2005	335	23
2006	88	8
2007	132	8
2008	76	5
2009	94	18
2010	133	14

Fuente: Boletines Estadísticos AMM e Informes de Transacciones Económicas, AMM

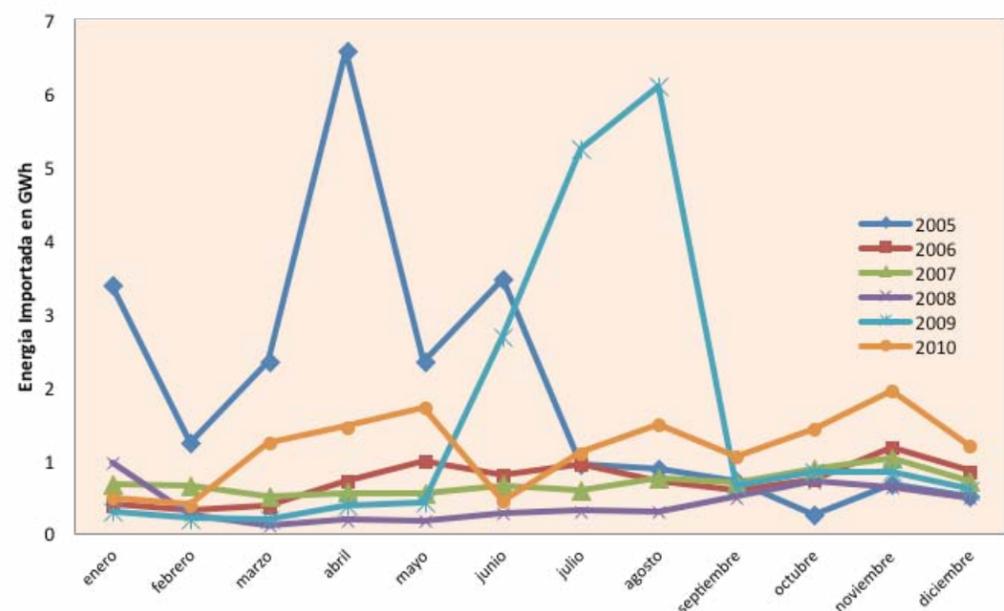
Al observar los datos anteriores puede decirse que si bien Guatemala ha resultado consecutivamente exportador Neto en el MER, los últimos 5 años se han caracterizado por un descenso considerable de sus exportaciones, situación que pareciera cambiar a futuro a partir del año 2010. Las razones podrían obedecer a cambios estructurales no solo internos del mercado nacional, sino mas bien a cambios en los mercados de los países vecinos, sin embargo, no es la intención del presente informe entrar en el detalle de los mismos, no obstante más adelante en esta sección se ofrecen algunos datos del intercambio en el MER durante los últimos años y de la composición del mercado eléctrico en la región.

a. Importaciones

En la gráfica 91 se muestra el comportamiento de las importaciones mensuales de energía durante los últimos 5 años.

GRÁFICA 91

Energía mensual importada por el SNI del MER*
años 2005-2010



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones.

En el cuadro 31 se presenta la evolución de la energía importada del MER.

CUADRO 31: Total energía importada al SNI del MER, años 2005 -2010						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total energía importada en GWh (incluye desviaciones)	23	8	8	5	18	14
Variación interanual %		-64 %	-3 %	-42 %	288 %	-25 %

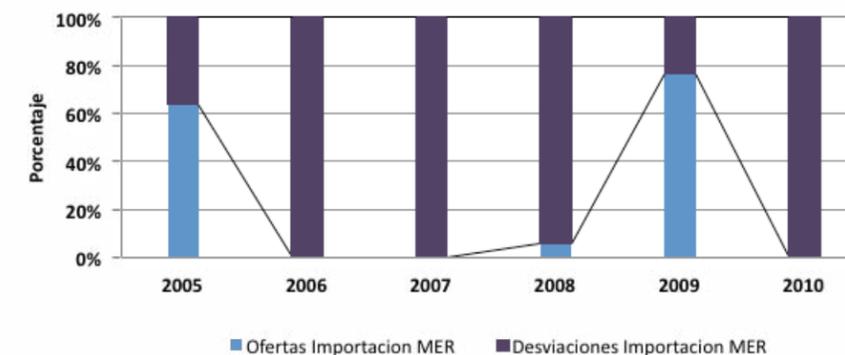
Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Las importaciones provienen de dos fuentes: Una que corresponde a ofertas de los Agentes bien sea de contratos o de oportunidad, y la otra fuente corresponde a desviaciones, es decir energía bonificable, compensable, de emergencias e inadvertidas.

En la gráfica 92 se observa que más del 50% de las importaciones al SNI se clasifica como desviaciones, con excepción de los años 2005 y 2009. Por lo que puede deducirse que el interés de los agentes guatemaltecos en importaciones del MER no ha sido significativo.

GRÁFICA 92

Composición de las importaciones provenientes del MER
años 2005 - 2010



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Al analizar la composición de las importaciones, de acuerdo con la gráfica 92, encontramos que durante los meses de enero a junio de 2005 y los meses de junio a noviembre de 2009, las importaciones que se muestran más significativas que en otros meses, corresponden en más del 60% a importaciones de contratos o compras en el mercado de oportunidad en el MER. Sin embargo, en los restantes 4 períodos analizados, la energía importada corresponde en más del 90% a energía de desviaciones.

En los meses mayo a septiembre de 2009, el comportamiento "inusual" que se observaba en la gráfica 91, también se trata de energía de desviaciones tal como se demuestra en la gráfica 92. De igual forma, las importaciones efectuadas durante el 2010, corresponden a energía de desviaciones, es decir que aparentemente el mercado nacional no ha mostrado un interés creciente o constante por las importaciones provenientes del MER.

b. Exportaciones

En el cuadro 32, observamos que las exportaciones hacia el MER crecieron un 41% en el 2010, respecto del 2009, con cantidades exportadas muy parecidas a las del 2007.

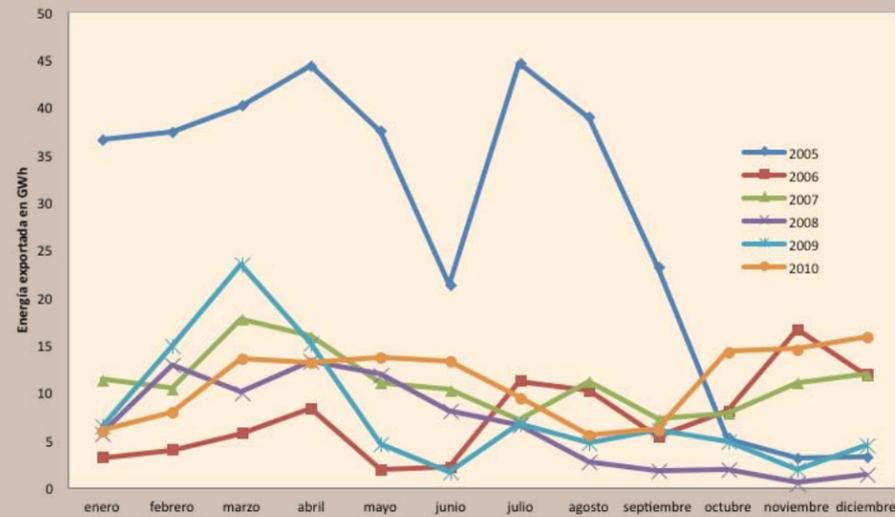
CUADRO 32. Total energía exportada del SNI al MER, años 2005 - 2010						
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total energía exportada en GWh (incluye desviaciones)	335	88	132	76	94	133
Variación interanual %		-74 %	49 %	-42 %	24 %	41 %

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM

Como se mencionó al principio, en el 2005, las exportaciones hacia el MER constituían cerca del 5% de la demanda, unos 335 GWh, para luego a partir del 2006 pasar a ser inferiores al 2% de la misma (Ver cuadro 27), este cambio importante puede apreciarse a partir de octubre del 2005, tal y como se muestra en la gráfica 93, la cual muestra el comportamiento mensual de las exportaciones de energía hacia el MER desde el año 2005. Este cambio evidentemente marcado podría estar relacionado a una reducción de excedentes de ofertas de generación en el mercado nacional o bien a otra situación en el MER.

GRÁFICA 93

Energía mensual exportada por el SNI al MER
años 2005 - 2010

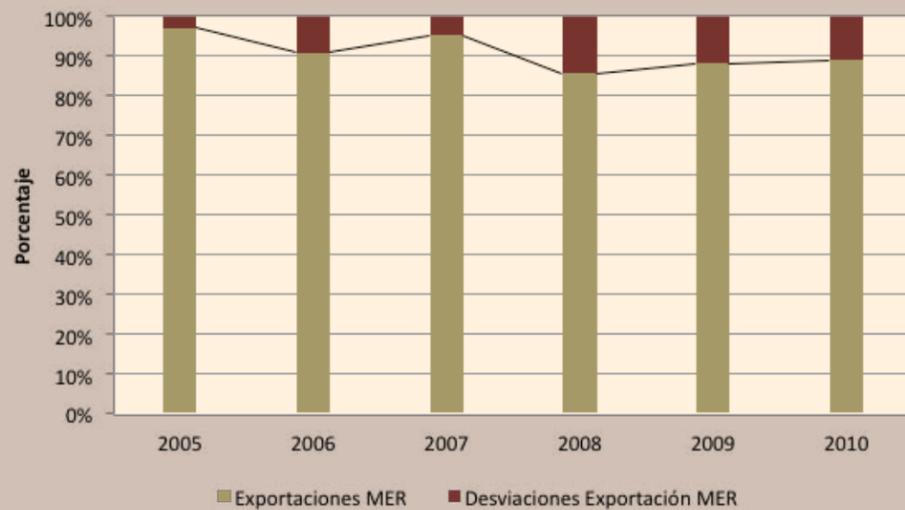


Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM.
*Nota: Las energías totales incluyen desviaciones

A diferencia de las importaciones, la composición de las exportaciones del SNI hacia el MER fue claramente definida por ofertas de Agentes, bien sea de contratos o de oportunidad, por lo que las desviaciones fueron únicamente alrededor del 10% de la energía exportada, esto se ilustra en la gráfica 94.

GRÁFICA 94

Composición de las exportaciones hacia el MER
años 2005 - 2010



Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM.

c. Precios

A modo de análisis, en la gráfica 95 se comparan el Precio promedio de Oportunidad de la Energía en el mercado nacional (Precio Spot) y el Precio promedio en el Nodo Frontera.

GRÁFICA 95

Comparación del Precio Spot (SNI) y del Precio en Nodo Frontera (MER)



Fuente: datos Informes de Transacciones Económicas, AMM.

Si bien en la gráfica 95, es notable que entre los años 2005 y 2007 existió una aparente correspondencia entre ambos precios, también puede notarse que a partir del 2008, el precio en el nodo frontera ha sido inferior al precio Spot. No se cuenta con evidencia que demuestre que las ofertas de los Agentes del MER en el nodo frontera redunden en la formación de un precio menor que el Precio Spot Guatemalteco, por lo que se infiere que gran parte de los datos tomados como precio en el nodo frontera no corresponden a señales de mercado. En el Cuadro 33 relacionado con la grafica 95, se observa que la diferencia en promedio para el año 2010 fue del 43%.

CUADRO 33. Precios Spot y Precios en Nodo Frontera, años 2005 -2010

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precio Spot promedio en Mercado Nacional (US\$/MWh)	62	77	90	121	103	104
Precio promedio en Nodo Frontera (US\$/MWh)	65	90	111	92	91	59
Diferencia porcentual entre ambos precios	5 %	17 %	23 %	-24 %	-12 %	-43 %

Fuente: Informes de Transacciones Económicas, AMM



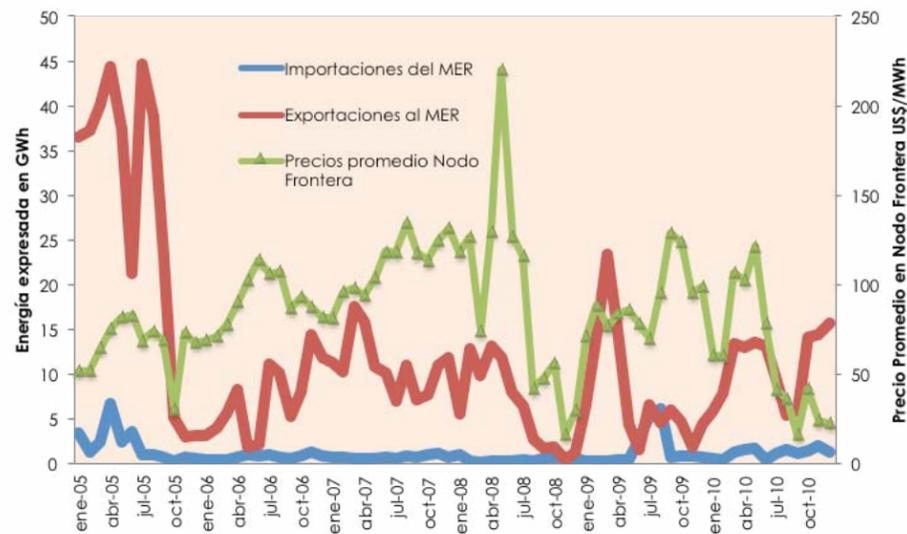
d. Precios y cantidades

En la gráfica 96 se hace una comparación entre las transacciones efectuadas por el SNI en el MER y los precios ofertados en el Nodo Frontera.

GRÁFICA 96

Comparación

Transacciones del SNI en el MER y Precios Nodo Frontera



En la gráfica 96 no puede distinguirse un patrón de comportamiento claro que relacione los precios en el nodo frontera con los intercambios con el MER. Sin embargo, al igual que en la gráfica 95 se observa que a partir de junio 2008 hubo un cambio tanto en el comportamiento de los precios como en su interacción con las cantidades de energía exportada.



e. Actores

En el cuadro 34 puede apreciarse la participación porcentual en las exportaciones por Exportador durante los años del 2005 al 2010, así como las variaciones en la participación anual de cada uno, de igual forma puede apreciarse la “entrada” y “salida” de exportadores durante dicho período.

En cuanto a las importaciones como hemos mencionado en esta sección del informe, las energías corresponden básicamente a energía de desviaciones, por lo que no se ofrece un cuadro similar.

CUADRO 34. Estructura de Mercado de Exportaciones: Actores años 2005 – 2010						
Exportador / Años	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Poliwatt	50%	32%	15%	4%	15%	4%
Comegsa	13%	41%	25%	11%	1%	43%
Genor	14%	4%	4%	10%	25%	24%
Cecsa	12%	8%		9%	21%	
Excelergy			13%	32%	4%	1%
Textiles		6%	21%	11%	2%	
Cceesa			17%	0.3%	3%	1%
Econoenergía				3%	11%	3%
Duke	5%					
Duke Energy International	4%					
Electronova						8%
GDuke			1%	2%	2%	
Contrataciones Eléctricas						3%
Melsa					1%	1%
CDuke	1%			0.3%		
Geoconsa					2%	
Gecsa			0.3%	2%		
Coastal		0.3%				
Inadvertida exportación	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
Compensable exportación	0.1%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Emergencia exportación	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%
Bonificable exportada	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
TOTALES	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente datos: Informes de Transacciones Económicas, AMM

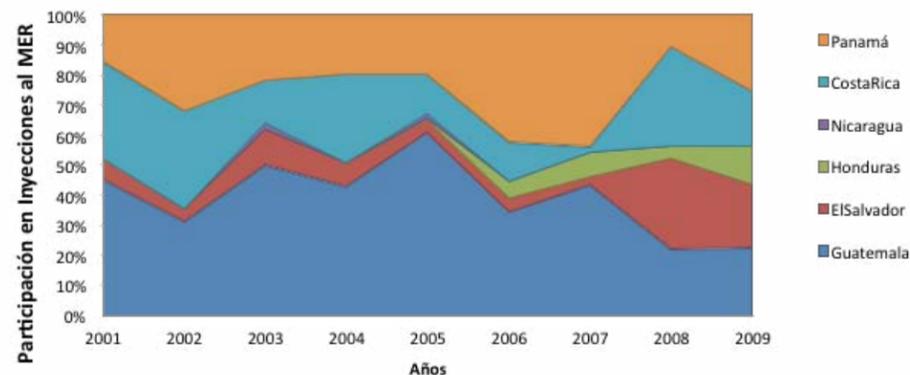
Con relación a la interconexión eléctrica Guatemala – México, hasta diciembre 2010 únicamente el Importador ECOE efectuó ofertas de importación de energía de México.

5.3 Evolución del Mercado Eléctrico en América Central

Como complemento al análisis de los intercambios del Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco con el MER, a continuación se presenta brevemente un análisis gráfico del MER y su evolución del 2001 al 2009, que es la información más reciente con la que se cuenta a la presente fecha.

En la gráfica 97 pueden apreciarse la evolución de las inyecciones al MER por país, en la misma se observa que a la par que Guatemala reducía sus participaciones en el total de inyecciones al MER, otros países como Honduras, Costa Rica y Panamá incrementaban su participación en las inyecciones al MER.

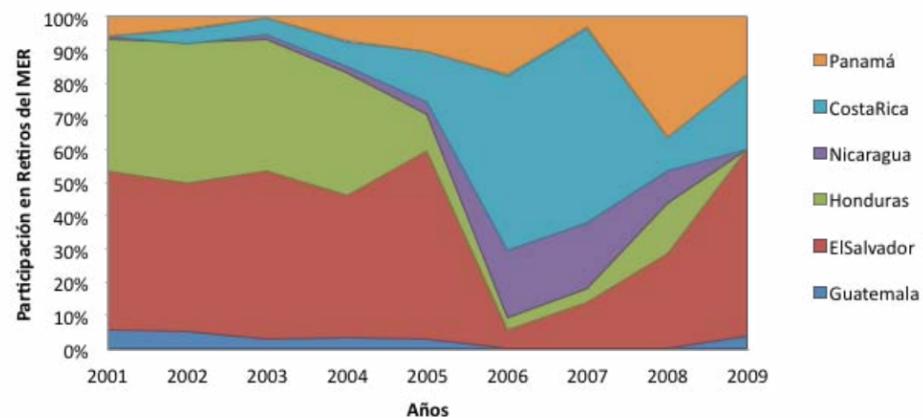
GRÁFICA 97
Inyecciones de energía al MER, por país



Fuente datos: "Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico", CEPAL 2009.

En la gráfica 98 pueden apreciarse la evolución de los retiros del MER por país, en la misma puede apreciarse entre los años 2008 -2009 un incremento en los retiros de El Salvador y de Panamá, así como un decremento en los retiros de Nicaragua y Honduras.

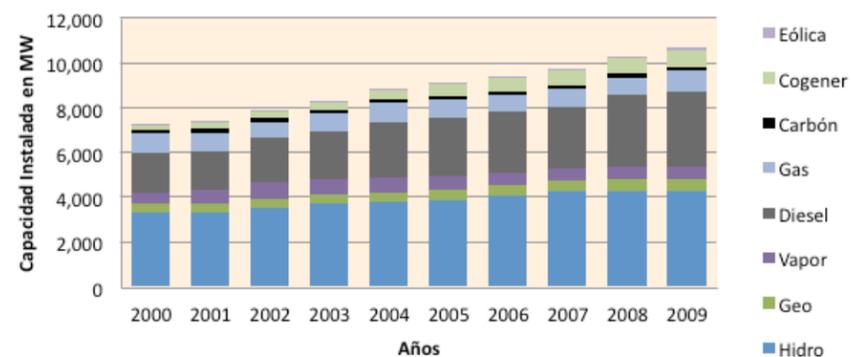
GRÁFICA 98
Retiros de energía del MER, por país



Fuente datos: "Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico", CEPAL 2009.

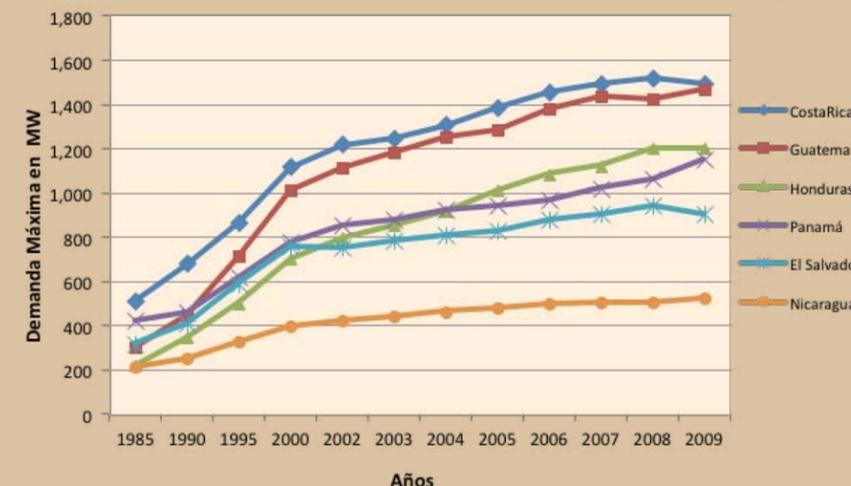
En la gráfica 99, se muestra la evolución de la capacidad instalada total en la región por tipo de tecnología.

GRÁFICA 99
América Central - Evolución de la capacidad instalada en la región



En la Gráfica 100, se muestra la evolución de la demanda máxima por país en la región de América Central, y se observan cambios en las tasas de crecimiento a partir del año 2008 en algunos países. El detalle puede observarse en el cuadro 35.

GRÁFICA 100
América Central - Evolución de la demanda máxima por país



Fuente datos: "Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico", CEPAL 2009.

CUADRO 35. América Central-Tasas de variación anual de la demanda máxima							
Período	Costa Rica	Guatemala	Honduras	Panamá	El Salvador	Nicaragua	Total Istmo
2007-2008	1.7 %	-0.9 %	7.0 %	3.9 %	4.1 %	0.2 %	2.6 %
2008-2009	-1.9 %	3.0 %	-0.2 %	8.4 %	-3.9 %	3.6 %	1.2 %

Fuente datos: "Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico", CEPAL 2009.

Por último, bien cabe señalar que el intercambio en la región en los últimos 5 años no ha superado el 2% del total de la generación en la región tal como se muestra en el cuadro 36.

CUADRO 36: Generación neta e intercambios de energía en la región, 1985-2009.			
Año	Generación local neta total región -GWh-	Intercambios regionales -GWh-	Relación intercambios total regionales / generación de la región
1985	10,392	206	2 %
1990	13,838	422	3 %
1995	19,301	290	2 %
2000	25,477	1,479	6 %
2002	28,726	986	3 %
2003	30,459	848	3 %
2004	32,772	189	1 %
2005	33,944	561	2 %
2006	36,163	218	1 %
2007	37,942	292	1 %
2008	38,841	304	1 %
2009	38,743	371	1 %

Fuente datos: "Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico", CEPAL 2009.

5.4 Interconexión eléctrica Guatemala – México

En cuanto a la interconexión eléctrica Guatemala – México es necesario hacer notar que hasta el 10 octubre de 2010, fecha de su entrada en operación comercial, la energía importada de México fue considerada por el AMM como energía atribuible a desviaciones y asignada al agente responsable. Luego a partir de dicha fecha las importaciones de energía se asignaron según su tipo, ofertas del agente o desviaciones.

En cuanto a la composición de los intercambios con México, a partir de la entrada en operación comercial, alrededor del 1% de la energía importada de México fue clasificada como desviaciones. Adicionalmente, debido a la naturaleza de una interconexión eléctrica entre dos sistemas, también se registraron exportaciones de energía inadvertida hacia México, la cual en el 2010 constituyó alrededor del 10% del total de la energía exportada por el SNI.

Los demás detalles de la importación de la energía de México durante el 2010 se muestran en la Sección 1 de este informe estadístico.

