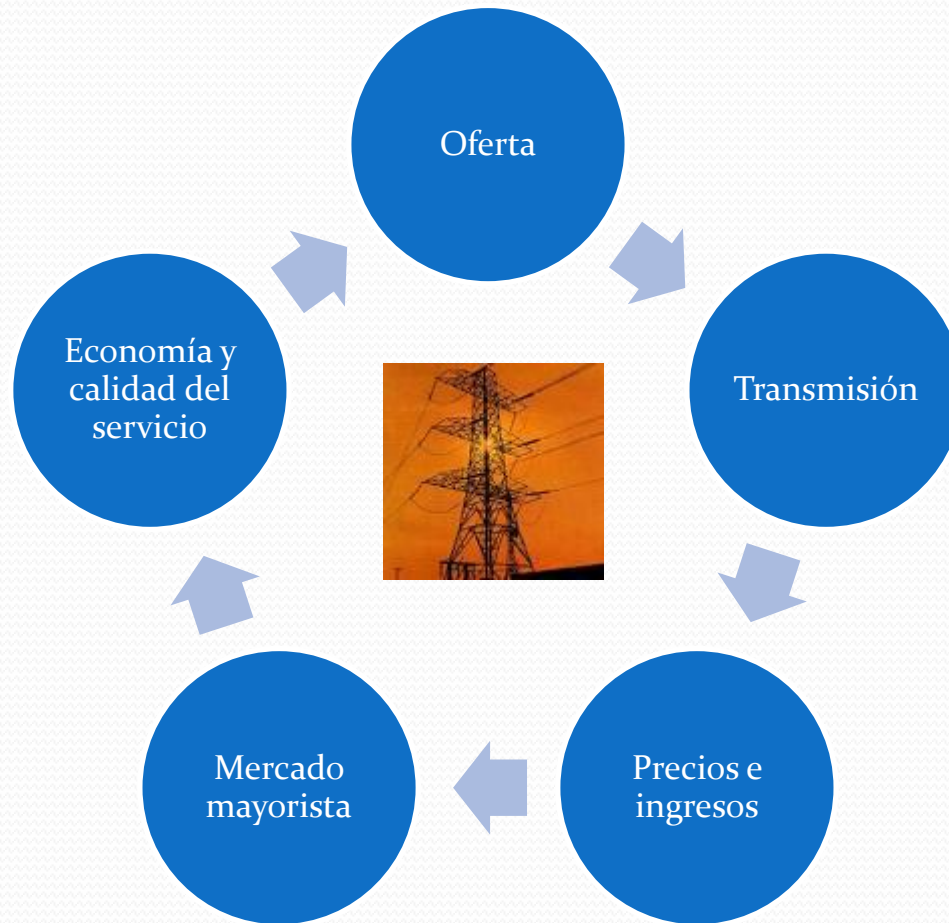


# Mercado Electrico Panama

Sandra Stella Fonseca Arenas  
Septiembre 2009



# CONTENIDO

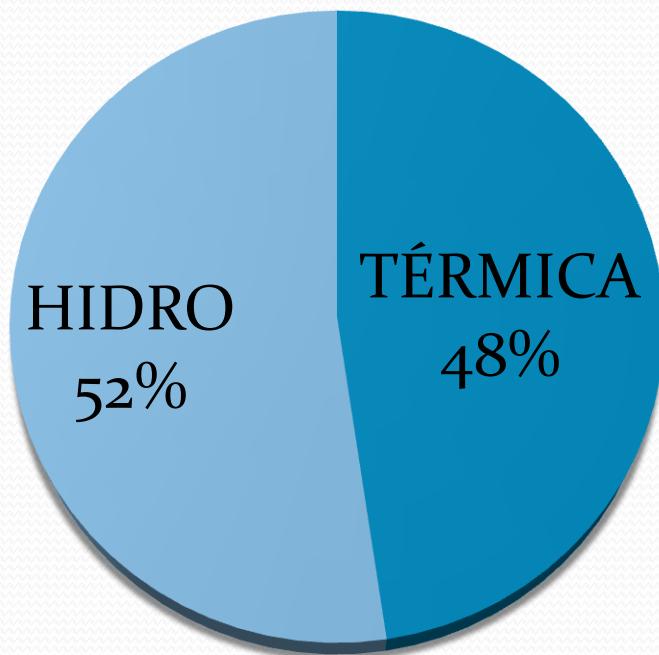


# OFERTA

- CAPACIDAD INSTALADA EN EL PRIMER SEMESTRE DE 2008 FUE DE 1680.55 MW
  - 88.32% PLANTAS QUE PRESTAN SERVICIO PUBLICO
  - 10.82% PLANTA AUTOGENERADORAS
  - 0.86 % SISTEMAS ASILADOS

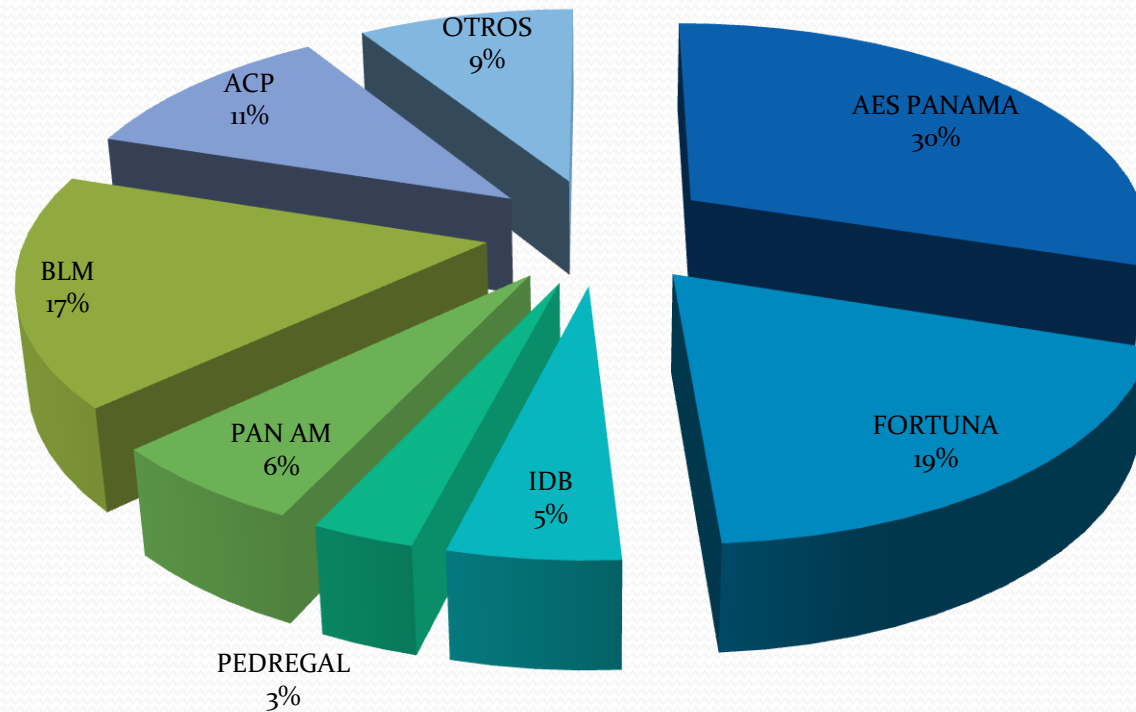
# CAPACIDAD INSTALADA 2008

**CAPACIDAD INSTALADA TOTAL POR TIPO DE PLANTA**



# OFERTA

## PORCENTAJE CAPACIDAD INSTALADA



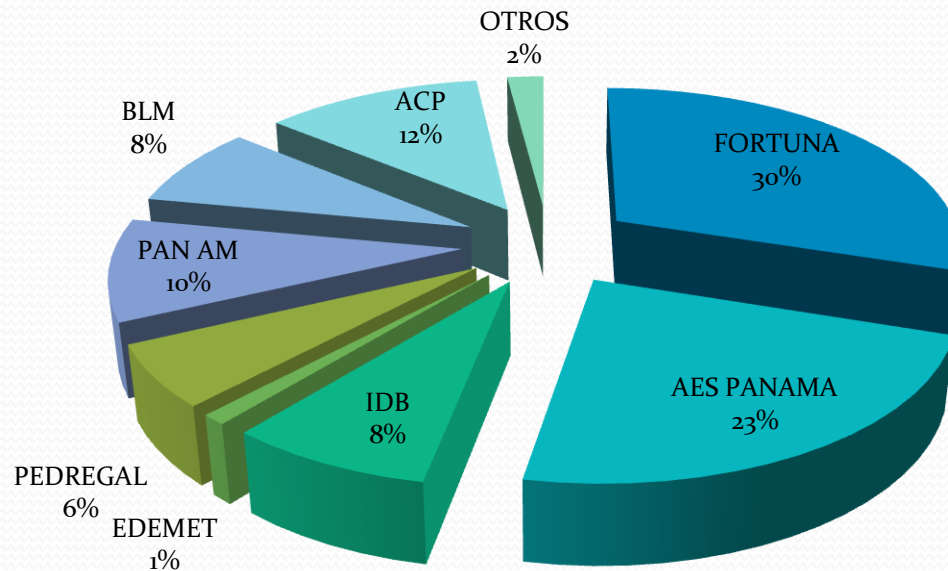
# MARGEN DE RESERVA

- El margen de reserva del SIN para el periodo comprendido entre el 1989 y 2009, definido como la diferencia entre la capacidad instalada y la demanda máxima anual.
- Registro su valor mínimo de 30.7% en 1997.
- Para 2009 este margen fue de 49.63%

# GENERACIÓN

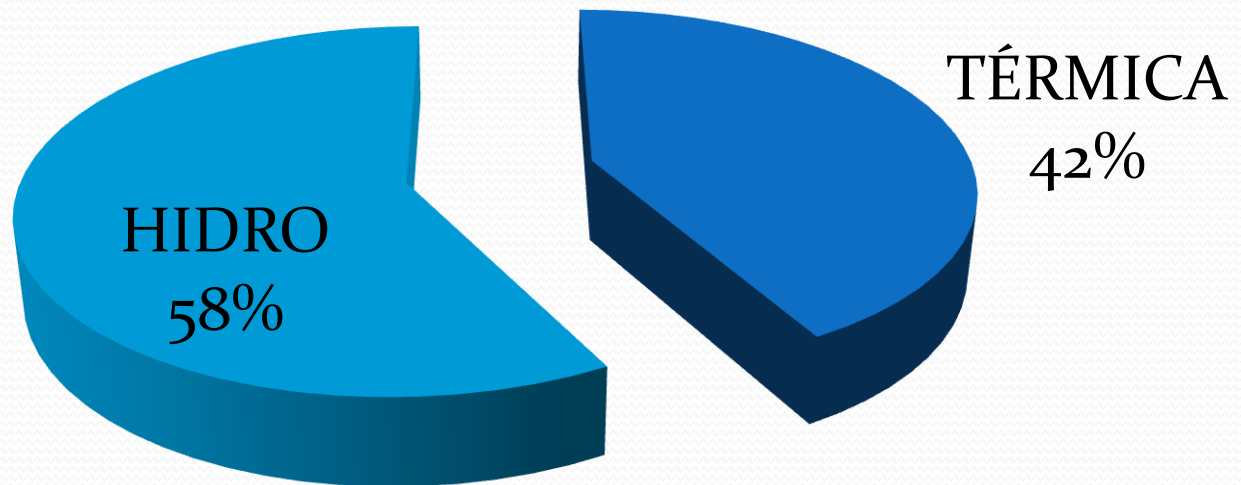
- La generación bruta total en el primer semestre del año 2009 fue de 3412.34 GWH
- Para el servicio público alcanzó 3016.80 GWH

## GENERACIÓN BRUTA POR EMPRESA ENERO - JUNIO 2009



# GENERACIÓN

## GENERACIÓN POR TIPO DE PLANTA 2009





# TRANSMISIÓN

La longitud de las líneas de 230 kV del sistema, en el primer semestre de 2009, es de 1,951.48 km

La extensión de las líneas de 115 kV es de 306.1 km.

Las pérdidas varían desde un mínimo de 1.50 % en el mes de mayo, hasta un máximo de 2.73 % En comparación con el primer semestre del año 2008, en el cual el promedio anual de las pérdidas fue de 2.04 %, para el primer semestre de 2009 dicho promedio aumentó levemente a un 2.06 %.

# DEMANDA

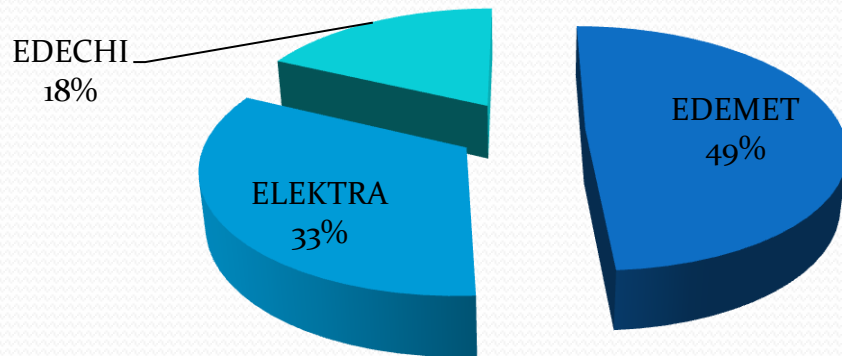
## LA DISTRIBUCIÓN ESTA A CARGO DE TRES EMPRESAS

En el primer semestre de 2009, la longitud total de las redes de distribución para el servicio público fue de 26,422.37 kilómetros

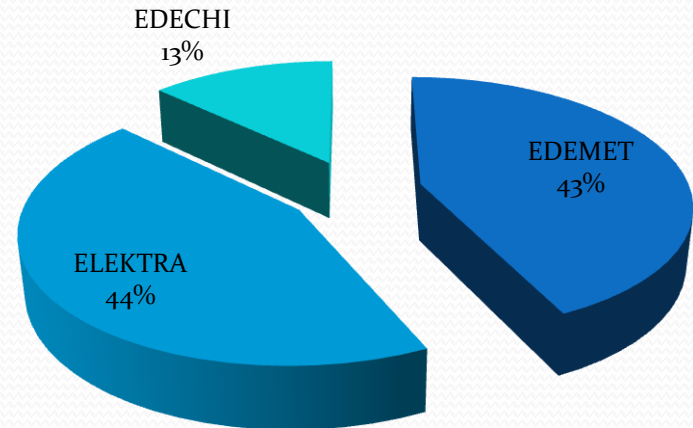
En el primer semestre de 2009 La cantidad total promedio de clientes fue 779,212

El consumo de energía esta concentrado en ciudades de Panamá, Colon y Provincias Aledañas.

### LONGITUD DE LINEAS DE DISTRIBUCIÓN POR EMPRESA



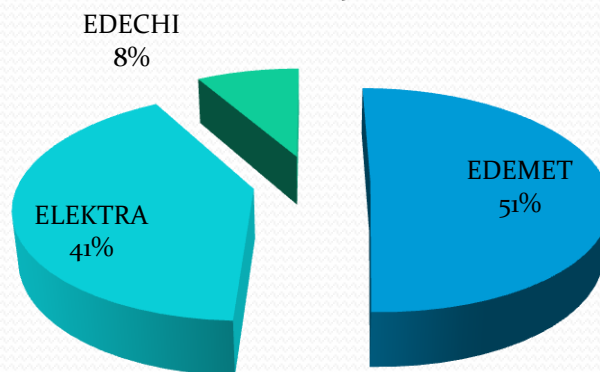
### PORCENTAJE DE CLIENTES POR DISTRIBUIDORA ENERO-JUNIO 2009



# VENTAS

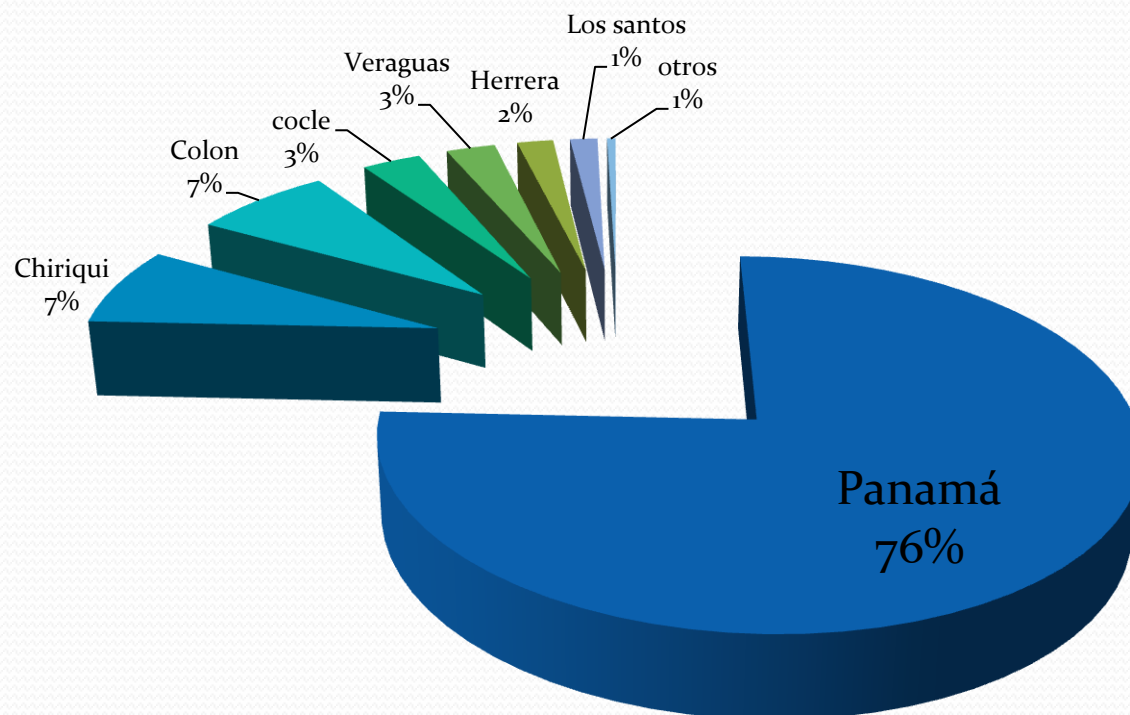
- En el primer semestre de 2009 las ventas totales alcanzaron 2,733.96 GWh

## COMPOSICIÓN SUMINISTRO DE ENERGIA Enero-Junio 2009



El primer semestre de 2009 el total de pérdidas de distribución se estiman en 340.459. MWh, lo cual significa que 11.07% de la energía comprada no fue contabilizada (incluye pérdidas técnicas y no técnicas)

## PORCENTAJE DE VENTAS POR PROVINCIA - JUNIO 2009



# TARIFAS

A partir de 1998, por niveles de consumo y de voltaje de la siguiente manera:

- **TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN.**
- **TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN.**
- **TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN.**

## TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSION:

Voltaje igual o inferior a 600 voltios

- *Tarifa Simple (BTS): Esta tarifa corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a 15 kilovatios (15kW) mensuales.*
- *Tarifa con Demanda Máxima (BTD): Corresponde a aquellos clientes con una demanda mayor a 15 kilovatios (15kW) por mes.*
- *Tarifa por Bloque Horario (BTH): Esta tarifa se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.*

## **TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN.**

voltaje de suministro mayor de 600 voltios y menor de 115 kilovoltios

- *Tarifa con Demanda Máxima (MTD):* Correspondiente a todo aquel cliente que la solicite.
- *Tarifa por Bloque Horario (MTH):* Considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.

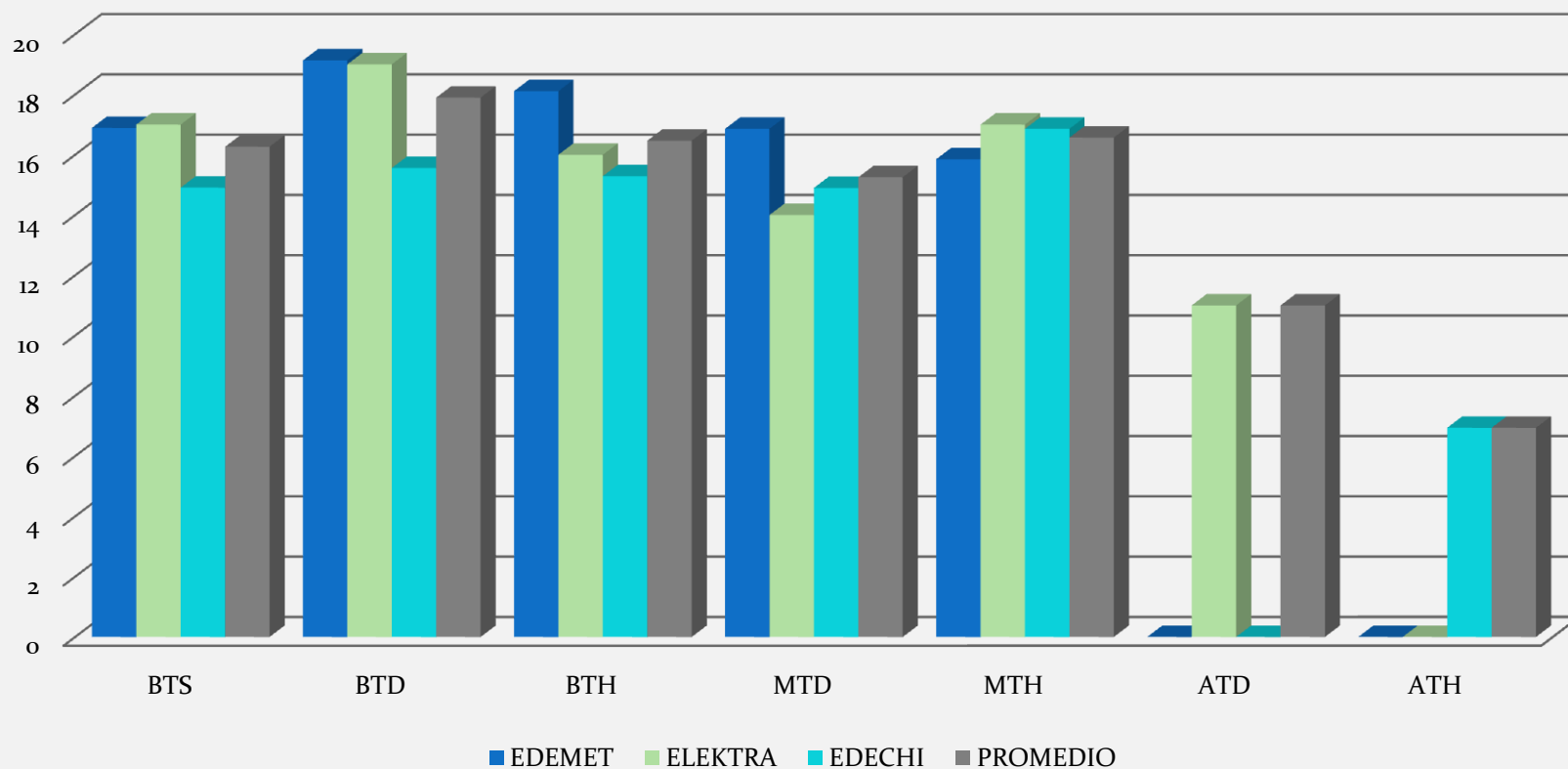
## TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN. voltaje mayor de 115 kilovoltios

- Tarifa con demanda máxima (ATD) es aplicable a cualquier cliente que lo solicite.
- *Tarifa por bloque horario (ATH): considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.*



# PRECIOS PROMEDIO

CENTAVOS DE BALBOA POR KWH ENERO - JUNIO 2009



# Economía y calidad del servicio

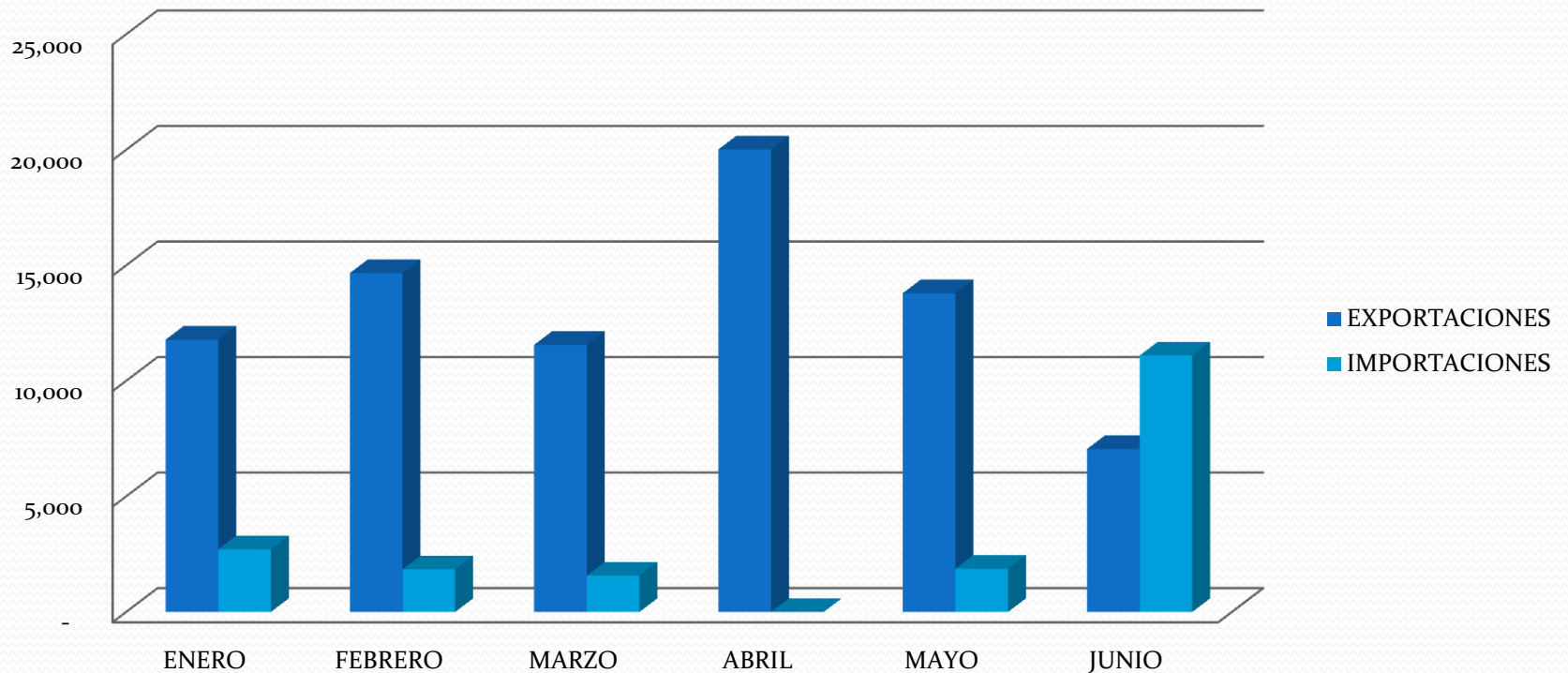
De 1999 a 2008 las ventas de energía eléctrica tuvieron un crecimiento promedio anual de 4.7 %, mientras que el crecimiento del PIB fue de 8.1 %.

- El Índice de Precios al Consumidor (IPC) en el año 2008 creció en 2.9 %, en tanto que el año anterior su crecimiento fue de 2.7 %.

Del total de empleados en el sector eléctrico en el año 2008, el 43 % son empleados de las distribuidoras, 18 % de la empresa de transmisión y 39 % de las empresas de generación.

- La cantidad de clientes por empleado aumentó de 314 en el 2007, a 328 en 2008, lo cual significa un aumento del 4.65 %.

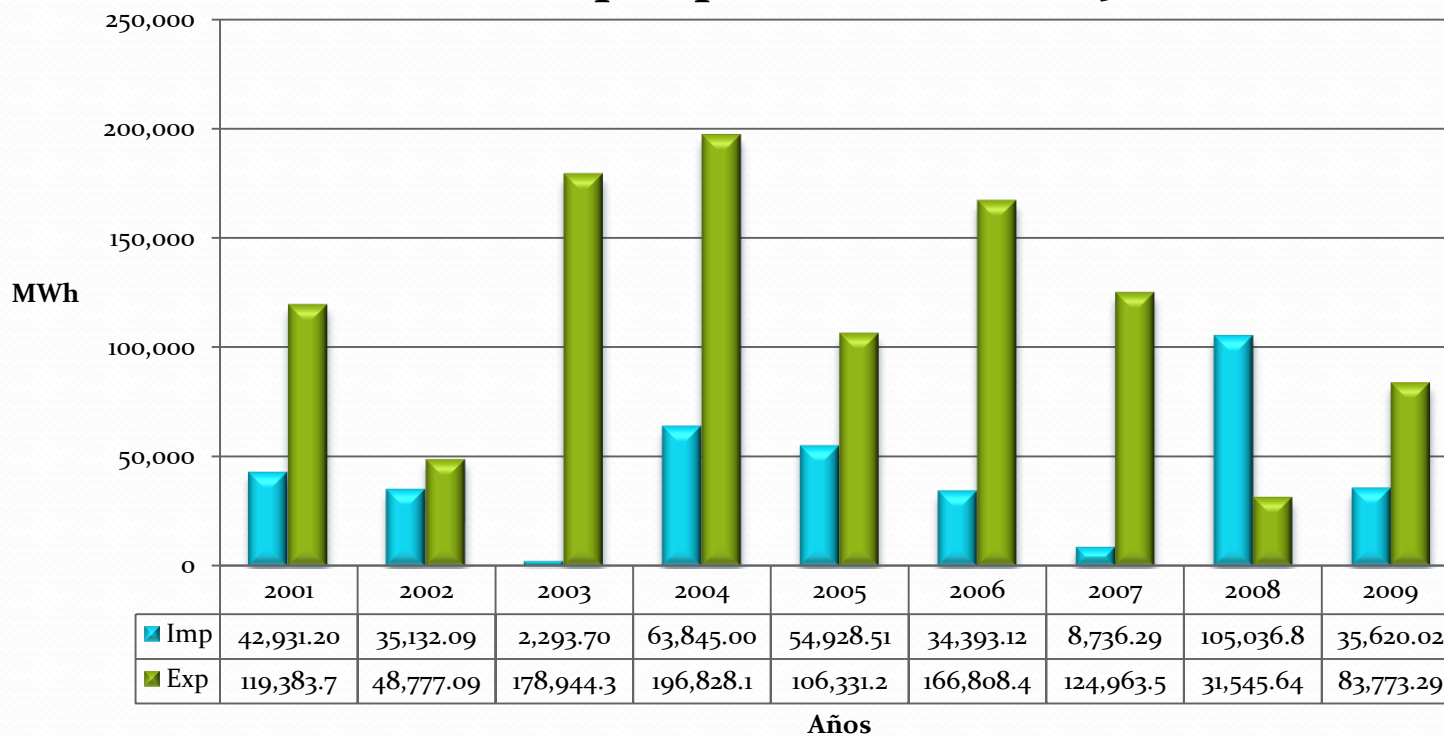
## EXPORTACIONES - IMPORTACIONES MWH / ENERO-JUNIO 2009



- Las exportaciones alcanzaron un total de 78.880 MWh.
- Las importaciones 19.102 MWh.

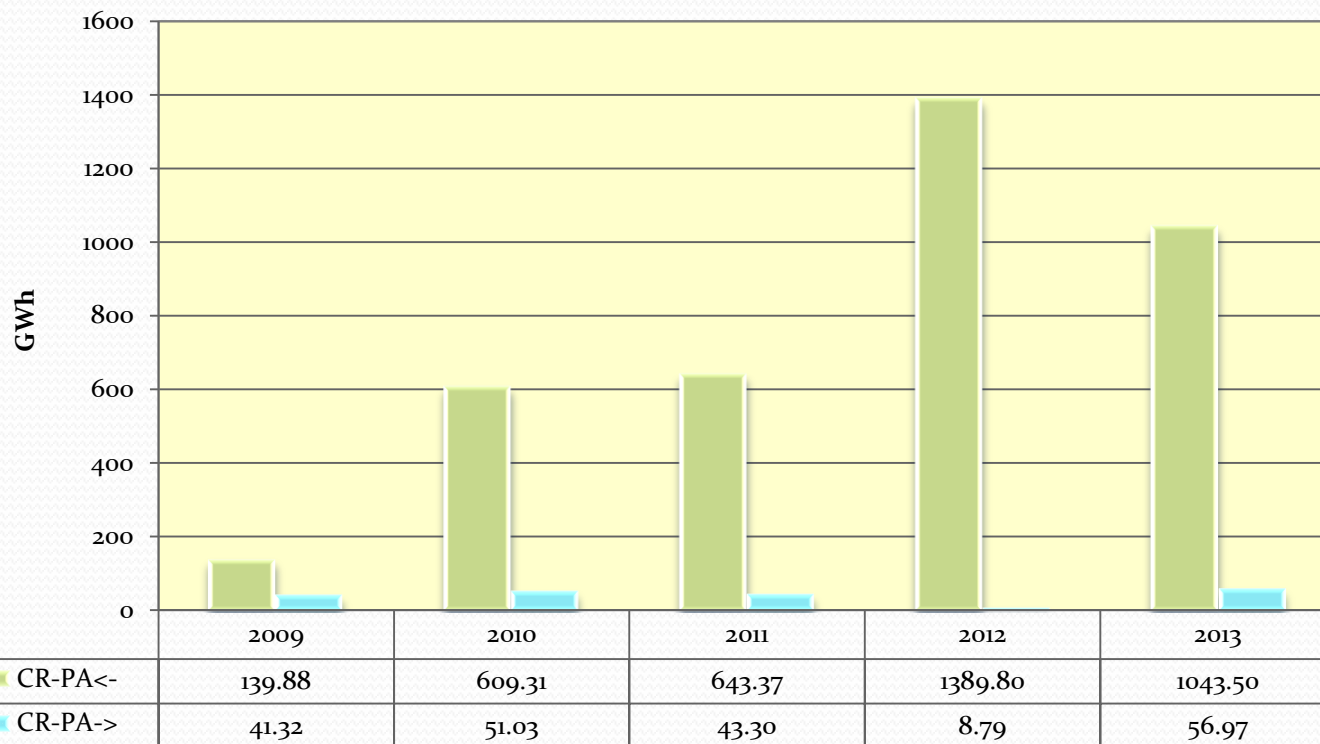
# MER

**Panamá Imp-Exp al MER 2001-2009**



# MER

**Panamá Imp-Exp al MER 2009-2013**



**Años**

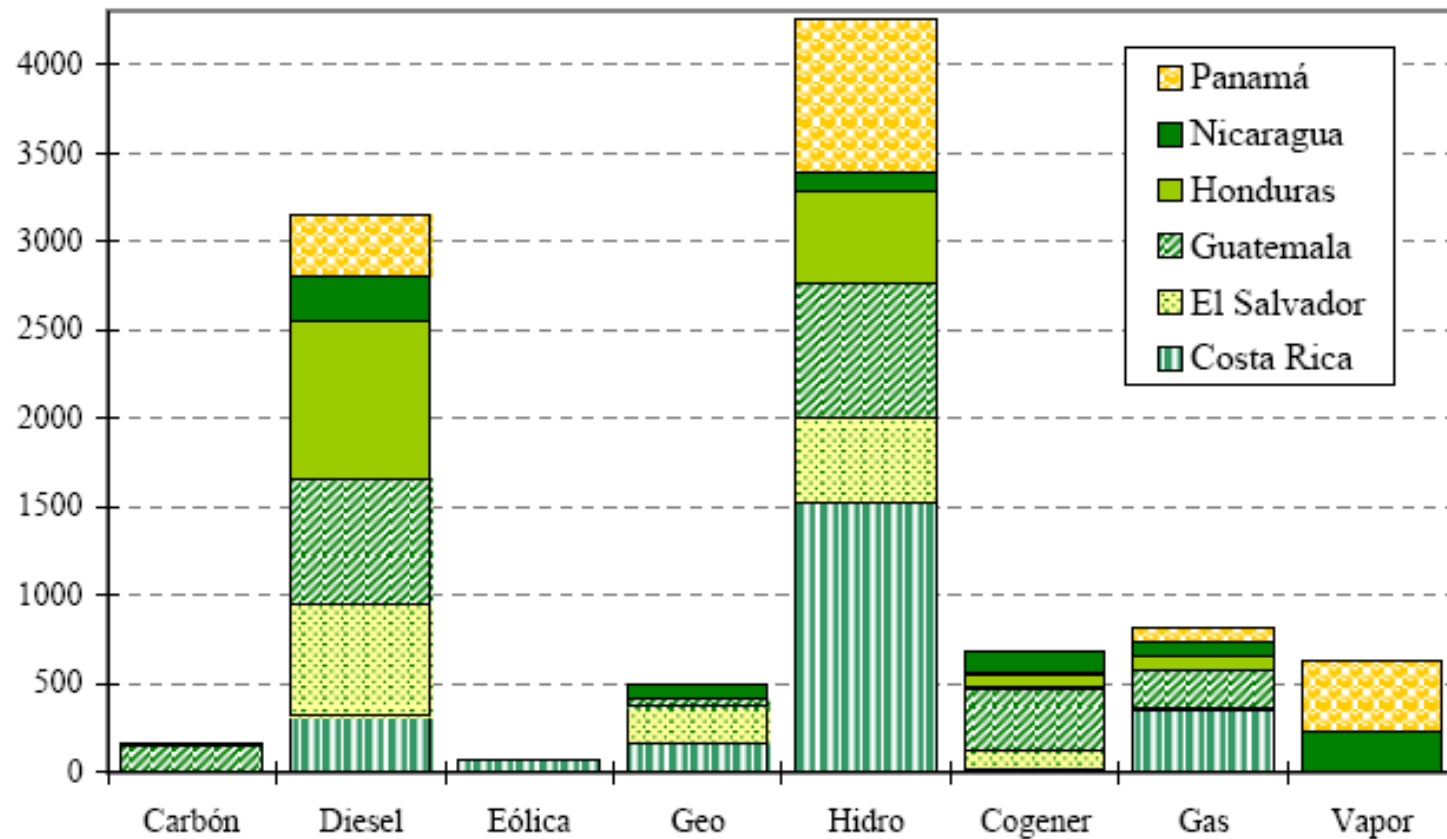
# MER

## ISTMO CENTROAMERICANO: OFERTA-DEMANDA DE POTENCIA Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	MW		GWh							%		
	Capacidad instalada	Demanda máxima	Generación neta pública      privada		Exportación	Importación	Disponible	Autopro- ducción	Energía no servida	Ventas	Pérdidas	Factor de carga
1990	4 129.3	2 614.9	14 175.2	83.9	421.5	399.5	14 237.2	-	92.8	11 813.4	17.0	62.2
1995	5 218.4	3 630.5	17 160.8	2 430.0	290.3	289.9	19 523.8	66.5	93.4	16 159.2	17.2	61.4
2000	7 256.5	4 772.4	13 370.6	13 584.8	1 478.6	1 467.3	26 652.0	292.1	16.2	22 599.1	15.2	63.8
2002	7 891.5	5 169.6	12 737.6	16 974.6	985.8	991.4	29 500.2	217.7	15.4	24 551.8	16.8	65.1
2003	8 287.5	5 403.9	12 539.7	18 767.1	848.3	842.5	31 137.7	163.3	7.0	25 857.7	17.0	65.8
2004	8 863.3	5 688.0	12 708.1	20 252.1	1 088.6	1 082.6	32 767.2	187.1	15.2	27 413.4	16.3	65.8
2005	9 132.8	5 951.8	13 739.6	20 764.4	560.5	562.3	34 099.8	406.0	8.8	28 404.4	16.7	65.4
2006	9 369.1	6 285.1	14 776.0	21 604.2	217.6	218.5	36 080.5	300.6	87.7	30 202.9	16.3	65.5
2007	9 715.3	6 507.4	14 758.6	23 475.2	291.9	293.1	37 822.4	412.6	153.6	31 971.2	15.5	66.3
2008	10 270.5	6 674.4	15 845.4	23 396.1	304.3	295.8	39 051.9	181.1	5.6	n.d.	n.d.	66.8

# MER

COMPOSICIÓN POR TIPO (MW)



# MER

## TRANSACCIONES EN EL MERCADO REGIONAL Y FLUJOS DE ENERGÍA EN LAS INTERCONEXIONES DURANTE 2008 (GWh)

### TRANSACCIONES EN EL MERCADO REGIONAL, 2008

	<u>Total General</u>		<u>Total Neto</u>		<u>Contrato</u>		<u>Oportunidad</u>	
	Iny	Ret	Iny	Ret	Iny	Ret	Iny	Ret
<u>Total</u>	<u>289.50</u>	<u>289.50</u>	<u>134.65</u>	<u>134.65</u>	<u>272.07</u>	<u>271.88</u>	<u>17.43</u>	<u>17.62</u>
Costa Rica	95.99	29.99	66.00		95.51	29.63	0.48	0.35
El Salvador	88.04	82.34	5.70		78.23	78.85	9.81	3.49
Guatemala	63.20	0.26	62.94		58.35	0.04	4.85	0.22
Honduras	11.75	44.75		33.00	11.43	40.62	0.32	4.13
Nicaragua	0.03	27.89		27.86	0.00	23.44	0.03	4.45
Panamá	30.49	104.28		73.79	28.55	99.31	1.94	4.97

Fuente: EOR, Informes estadísticos mensuales del 2008.

Nota: Iny significa inyección y Ret significa retiro en los nodos regionales monitoreados por el EOR.



# MER: Demanda

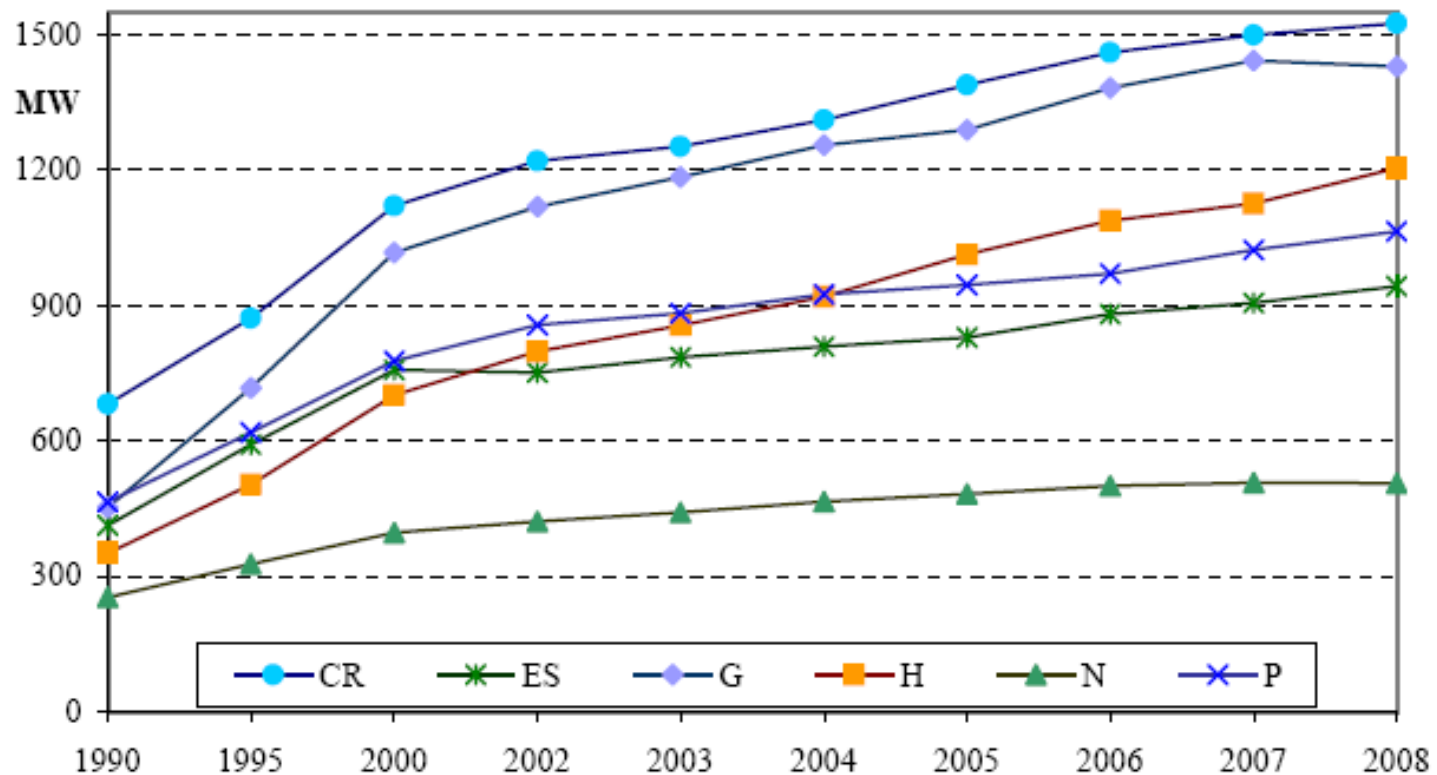
## EVOLUCIÓN RECIENTE (MW)

	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	2 614.9	682.0	412.3	452.2	351.0	253.0	464.4
1995	3 630.5	871.9	591.7	717.2	503.5	327.0	619.2
2000	4 772.4	1 121.3	758.0	1 017.3	702.0	396.8	777.0
2002	5 169.6	1 221.4	752.0	1 119.0	798.0	421.8	857.4
2003	5 403.9	1 253.0	785.0	1 184.9	856.5	441.6	882.9
2004	5 688.0	1 312.1	809.0	1 255.8	920.5	465.6	925.0
2005	5 951.8	1 389.6	829.0	1 290.1	1 014.0	482.8	946.3
2006	6 285.1	1 461.4	881.0	1 382.6	1 088.0	500.8	971.3
2007	6 507.4	1 500.4	906.0	1 443.4	1 126.0	507.4	1 024.2
2008	6 674.4	1 525.8	943.0	1 430.1	1 205.0	506.3	1 064.3

## TASAS DE CRECIMIENTO

	Istmo	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990 - 1995	6.8	5.0	7.5	9.7	7.5	5.3	5.9
1995 - 2000	5.6	5.2	5.1	7.2	6.9	3.9	4.6
2000 - 2002	4.1	4.4	- 0.4	4.9	6.6	3.1	5.0
2002 - 2003	4.5	2.6	4.4	5.9	7.3	4.7	3.0
2003 - 2004	5.3	4.7	3.1	6.0	7.5	5.4	4.8
2004 - 2005	4.6	5.9	2.5	2.7	10.2	3.7	2.3
2005 - 2006	5.6	5.2	6.3	7.2	7.3	3.7	2.6
2006 - 2007	3.5	2.7	2.8	4.4	3.5	1.3	5.4
2007 - 2008	2.6	1.7	4.1	- 0.9	7.0	- 0.2	3.9

# MER: Demanda



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Cifras preliminares para el 2008.

# Participantes del MME

PRODUC-  
TORES

GE  
NA

BLM  
/IDB

Fortuna

Pan Am

COPESA

AES

ACP

PPC

EGESA

GIRAL

CONC.

OFERTA EXTRANJERA (REGIONAL)

TRANSPORTISTA/  
OPERADOR

ETESA/CND

Interconexiones/  
Operadores

EDEMET

EDECHI

ELEKTRA

GRAN CLIENTE

GRAN CLIENTE

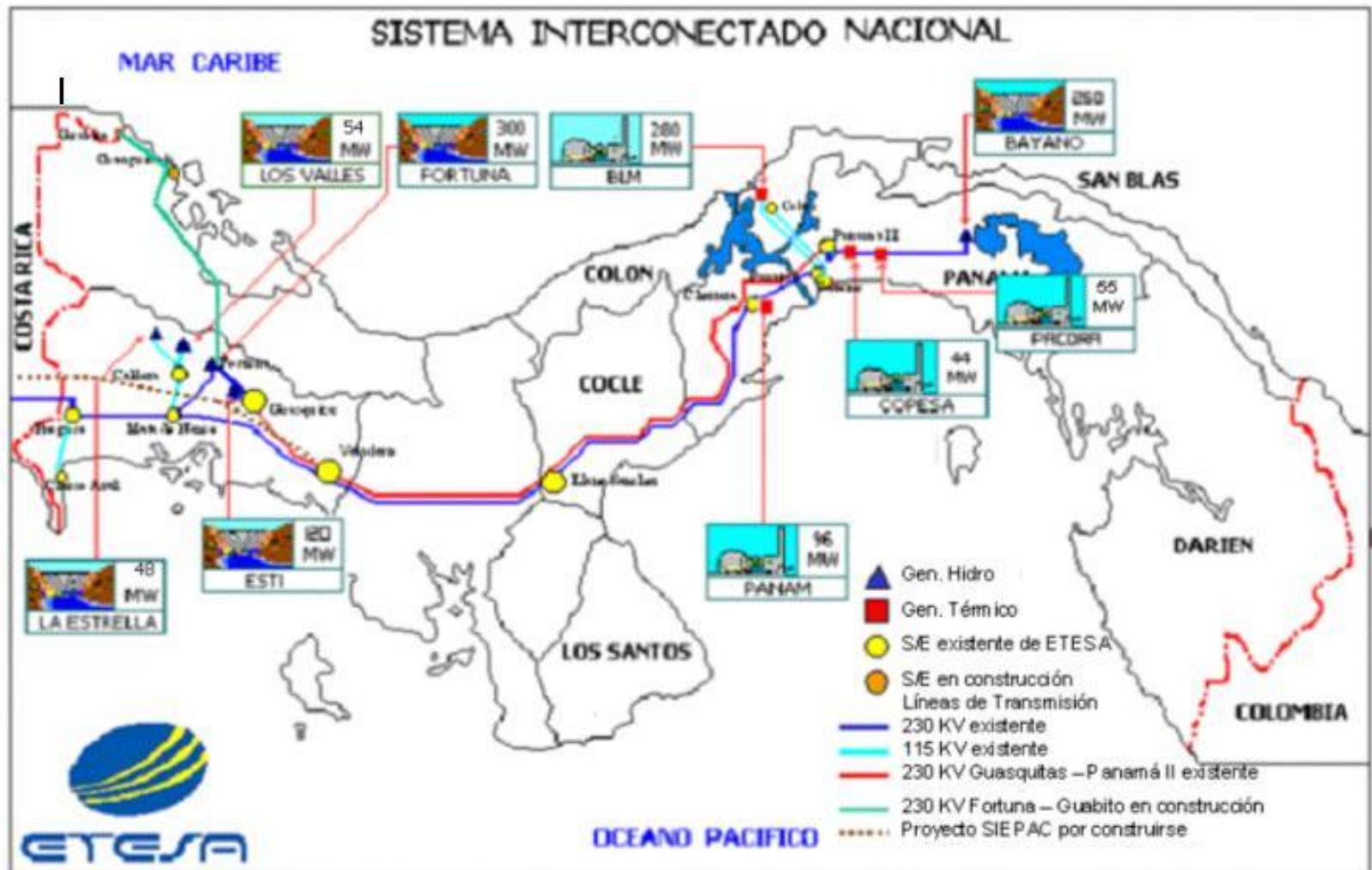
GRAN CLIENTE

GRAN CLIENTE

CONSUM-  
IDORES

DEMANDA EXTRANJERA (REGIONAL)

# SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2008



# MERCADO MAYORISTA

En el primer semestre de 2009

- El 69.79 % de la energía comprada por las distribuidoras correspondió a energía comprada en contratos.
- El 30.21 % restante de las compras fueron efectuadas en el mercado ocasional
- El total de la potencia firme contratada por las empresas es de 926.04 MW
- El precio promedio semestral del mercado ocasional fue de 118.44 Balboas por MWh.
- El valor máximo de este precio, alcanzó los 708.97 Balboas por MWh
- Un 73 % del semestre, el precio de mercado ocasional osciló entre 143.63 y 99.97 Balboas por MWh.

# Marco Legal del MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD –MME-

- Leyes
  - No. 6 del 3 de febrero de 1997
  - No. 45 del 4 de agosto de 2004
- Decretos
  - Ley No. 10 del 26 de febrero de 1998
  - Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998
- Reglamentos
  - De Operación
    - Reglas Comerciales del MME
  - De Transmisión
  - Reglas de Compra
- Resoluciones de la ASEP

# Regulación Sector Eléctrico

Normativa que rige el Sector

- Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y sus reglamentaciones – Marco Regulatorio
  - Reglamento de Operación – Ámbito Operacional
  - Reglamento de Transmisión – Ámbito Operacional
  - Reglas Comerciales – Ámbito Comercial
  - Reglas de Compra – Contrataciones
  - Resoluciones del Ente Regulador (hoy ASEP)



# MEM DE PANAMÁ

- El MEM es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales:
  - Corto, mediano y largo plazo entre participantes
  - Compra-venta de energía y/o potencia.
- Se basa en la competencia entre empresas generadoras.
- Tiene como objetivo.
  - incrementar la calidad del suministro,
  - la mejora del medio ambiente y
  - hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre.



# Estructura del Mercado

## Tipos de Mercado.

- El MME se fundamenta en dos pilares:
  - El Mercado de Contratos
  - El Mercado Ocasional
    - En conjunto buscan garantizar el abastecimiento total de la Demanda.
    - Mensualmente se realiza una liquidación que considerará las compras en ambos mercados.
  - El Mercado de Servicios Auxiliares

# Transacciones

- El mercado de contratos:
  - Es la base del MME y comprende las transacciones de compraventa de potencia y/o energía amparadas con contratos de abastecimiento y/o reserva.
- El mercado de ocasión:
  - Es un mercado de compensaciones, pensado para que los agentes adquieran la energía que tengan en déficit producto de desviaciones en la demanda, fallas técnicas o hidrologías adversas.
- El mercado de servicios auxiliares:
  - Sirve para compensar servicios especiales, tales como la reserva de largo plazo, seguimiento de la demanda, etc.

# El Mercado de Contratos

- Transacciones son del tipo ex-ante
- Aseguran que el sistema disponga de suficiente capacidad de generación.
- Instrumento de manejo del riesgo
  - Estabiliza los precios al consumidor.
  - Asegura flujo de ingresos al generador.
- Establecen compromiso de suministro más no de producción propia (contratos financieros).

# Productos Comercializados

- Potencia:
  - Firme (con y sin Energía Asociada)
    - $EA = P_{Fc} / (DMG - R) * E_m$
    - DMG: Demanda Máxima de Generación: Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.
    - R: Reserva
    - $P_{Fc}$ : Potencia Firme Contratada
    - $E_m$ : Energía medida

# Productos Comercializados

- Energía
  - En bloque
    - $EA = PE / (DMG - R) * E$
  - Excedente
- PE = Potencia Equivalente, expresada en kW.
- DMG = Demanda Máxima de Generación del periodo a facturar expresada en kW.
- E = Energía Total Medida durante el periodo de una hora, expresadas en kWh.
- R = Capacidad de Reserva requerida para la confiabilidad de Largo Plazo.

# Características de Contratos

- Son Financieros:
  - No establecen requerimiento físico de entrega, ya que no pueden alterar el orden de mérito de la programación del despacho.
- Son Flexibles:
  - Se puede vender potencia, energía o potencia y energía, ya sea en contratos de corto plazo o de largo plazo.
- Son Administrados.
  - El agente registra los contratos ante el CND, quien le da seguimiento a la disponibilidad de la potencia comprometida en contratos.

# Requisitos de Compra

- La ley obliga a las distribuidoras a comprar mediante contratos la potencia y energía para cubrir las necesidades de sus clientes regulados (menos de 100 kW), que no cubren con generación propia.
- La contratación de potencia y energía está reglamentada por la ASEP (Resolución AN No 991-Elec) y sus modificaciones.
- Los actos competitivos para la compra de potencia y/o energía son públicos, de libre acceso y no discriminatorios (marcas o tecnologías específicas).

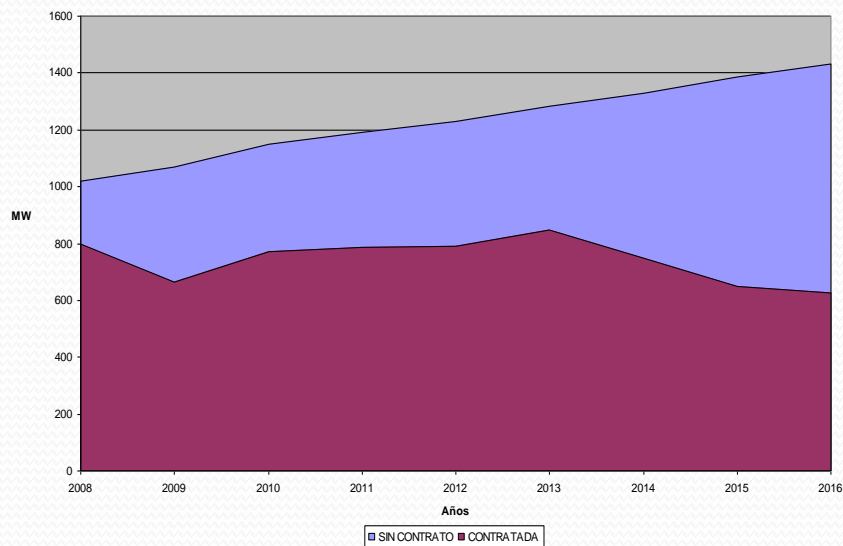
# Las Reglas de Compra

- Reglas uniformes para los Actos de Libre Concurrencia que realicen las empresas distribuidoras que buscan principalmente lo siguiente:
  - Disminuir la percepción de riesgo de los inversionistas:
    - A través de reglas claras, estables, estandarizadas.
  - Aumentar la competencia:
    - Mediante mecanismos que incentiven la participación de más actores.
  - Asegurar e incentivar la contratación:
    - Estableciendo obligaciones mínimas de contratación y predictibilidad de las futuras contrataciones.

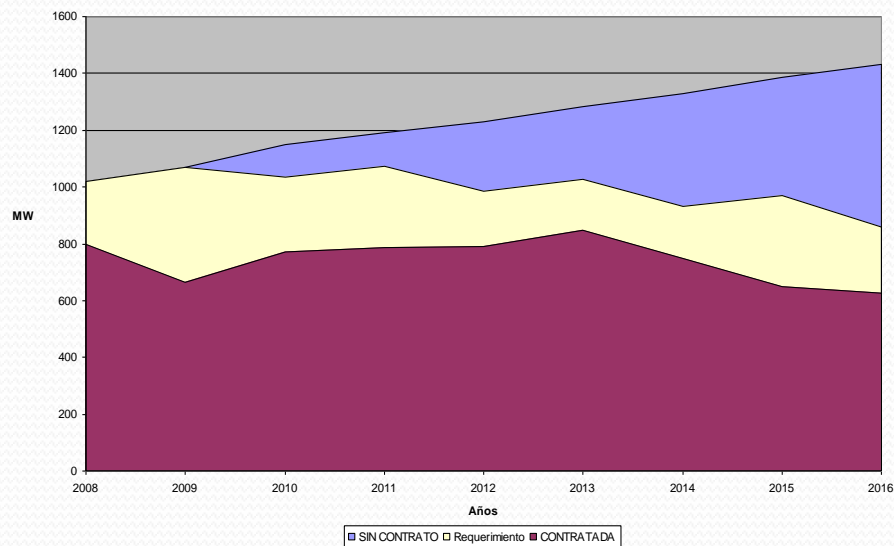


# COMPRARACIÓN DE CONTRATACIÓN VS REQUERIMIENTO ANTES Y DESPUÉS DE LAS MODIFICACIONES A LAS REGLAS DE COMPRA EN EL AÑO 2007

## Situación Previa DE Licitación

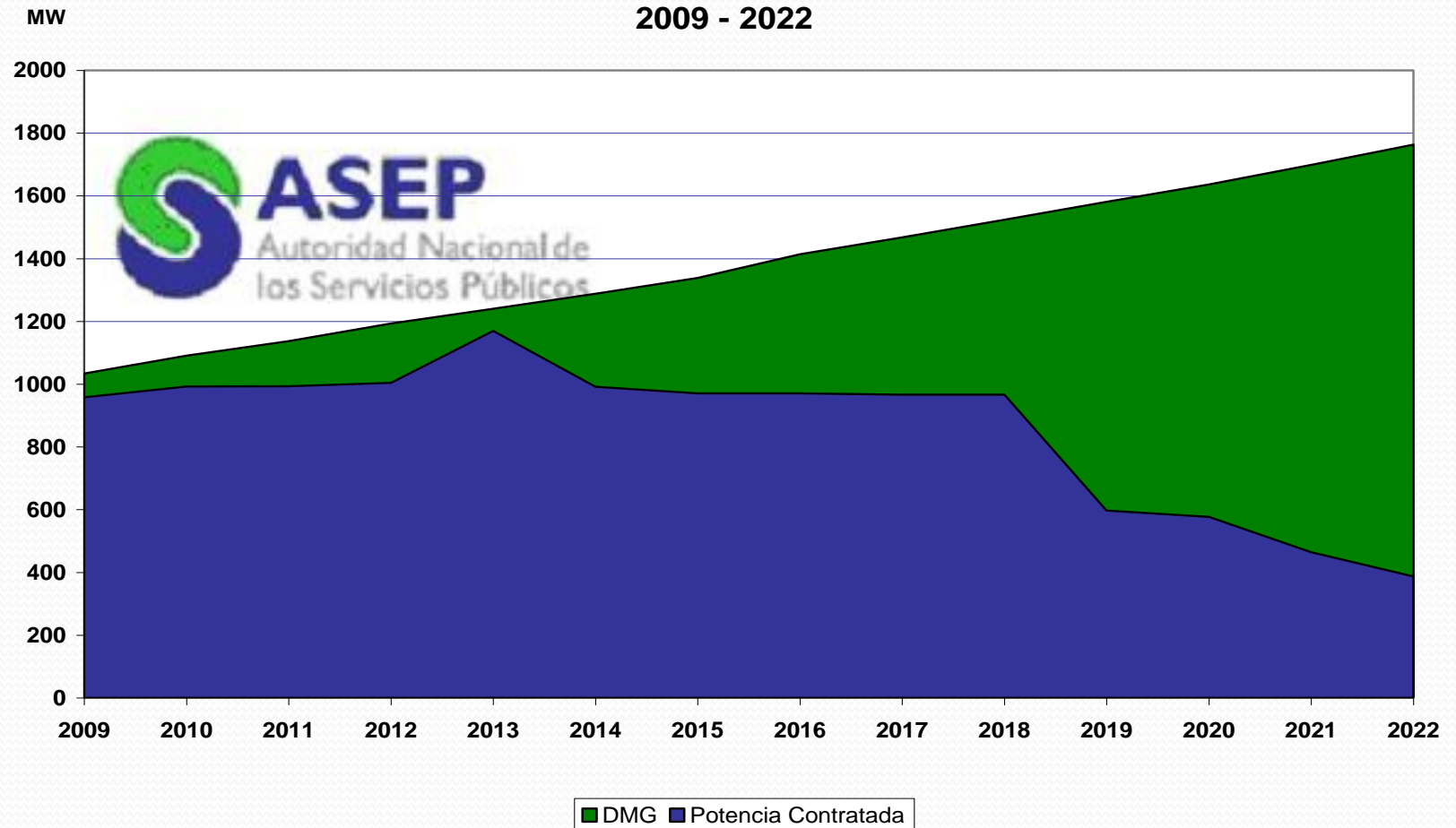


## Requerimiento Regulatorio



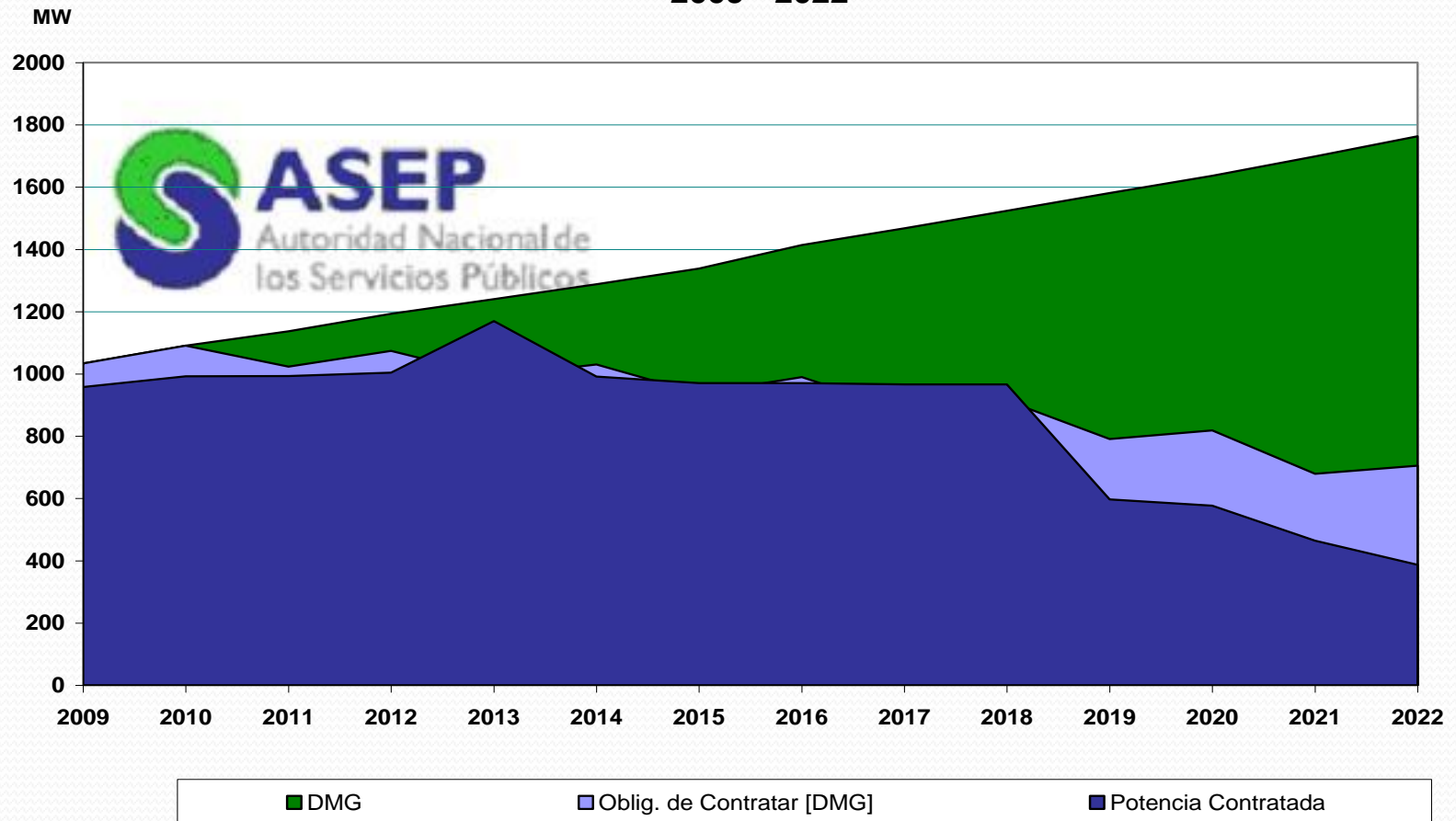
# SITUACIÓN ACTUAL

DEMANDA MAXIMA ANUAL VS CONTRATACIÓN  
2009 - 2022



# SITUACIÓN PREVISTA

DEMANDA MAXIMA CONTRATACIÓN Y OBLIGACIONES  
2009 - 2022



# Contratos de Corto y Largo Plazo

- En el periodo de 2 años inmediatos, la Demanda tiene que estar asegurada mediante contratos a un 100% de nivel de contratación.
- A partir de este periodo la exigencia del nivel de contratación disminuye en 10% cada par de años.
- Son bilaterales (Distribuidor – Generador) con condiciones de Diseño y aprobación regulados por ASEP.
- Los Contratos establecen un compromiso a Corto o Largo plazo.
  - Se fijan precios y cantidades.
  - Reducen riesgos.

# Contratos de Corto Plazo

- Tienen una duración de hasta 2 años.
- Sólo consideran indexación de energía (térmicas):
  - El FAJU fue determinado por el comprador (% del precio de la energía).
  - El Indicador de Referencia escogido por el Vendedor (Tipo de Combustible).
- Por lo general son abastecidos con generación instalada con anterioridad.

# Contratos de Largo Plazo

- Tienen una duración de hasta 10 años.
- Permiten indexación de la Potencia, la Energía o ambas( Hidroeléctricas con MO y Térmicas):
  - Potencia
    - El IPF fue determinado por el comprador.
  - Energía
    - Tanto el FAJU como el Indicador de Referencia fueron escogidos por el Vendedor.
- Permiten la instalación de Plantas nuevas.

# Registro de los Contratos

- Los contratos de suministros deben ser registrados en la ASEP, con el fin de que cumplan con todas las leyes y normativas del MME.
- Los contratos deben ser notificados al CND para ser administrados. Los mismos deben indicar:
  - Partes involucradas,
  - Tipo de contrato,
  - Puntos de retiros y entrega,
  - Montos de energía y/o potencia,
  - Agente que asumirá los cargos de transmisión.

# El Mercado Ocasional

- Mientras que el Mercado de Contratos es un Mercado Financiero (a excepción de al involucrar Potencia Firme en situación de racionamiento), el Mercado Ocasional es físico y en se basa en el Despacho Económico (Orden de Mérito de las Unidades) y se dan transacciones.



# El Mercado Ocasional

- Es un Mercado en tiempo real
- El precio varia hora a hora.
- Es un mercado donde el generador oferta su costo variable (auditable).
  - Para las térmicas es básicamente costo del combustible utilizado.
  - Las Hidroeléctricas se les calcula el Valor del Agua (Costo de Oportunidad).
  - Existen ofertas de Autogeneradores y de Importación que sí declaran precio.

# Mercado Ocasional

- Es un Mercado de Costos, no de Precios.
- Se basa en la teoría Marginalista.
- Está concebido para tranzar déficit o excedentes entre generadores.
  - La Demanda no debe utilizarlo como alternativa de compra.
  - Por lo anterior, las variaciones en el mismo no debieran, afectar a los clientes. Dependiendo del nivel de contratación, podrían en la práctica afectar a la demanda.

# Participación Mercado Ocasional

- Para participar en el mercado ocasional, los participantes deben entregar un depósito de garantía a favor de ETESA, el cual debe cubrir, al menos, las transacciones de un mes en dicho mercado ocasional (Reglas Comerciales 14.10.1.2)
- Aplica a los participantes del mercado:
  - Se estiman las compras en el ocasional de los últimos 12 meses, junto con: las pérdidas, los servicios auxiliares y generales, generación obligada y compensaciones de potencia, como el promedio simple aritmético de sus compras y cargos adicionales.
  - También debe considerar la asignación para el año anterior del sarlp (Servicio Auxiliar de Reserva de LP). (Reglas Comerciales 14.10.1.3)

# El Operador de Mercado

- El Centro Nacional de Despacho CND por Ley es el Operador del Mercado
- Entre sus funciones:
  - Comerciales
    - Administrar Contratos
    - Realizar el Despacho Económico
    - Realizar las conciliaciones y liquidaciones
  - Operativas
    - Operar el Sistema y la Red de Transmisión

# El Despacho Económico

- Mientras que el Mercado de Contratos es Financiero, la Operación Real (cuya consecuencia es el Mercado Ocasional) se realiza bajo la modalidad de Despacho Económico.

# El Despacho Económico

- Para cubrir la Demanda, se hace una optimización a costos variables.
- La última planta en ser despachada determina el Costo Marginal del Sistema.

# Las Transacciones en el Mercado Ocasional

- La Demanda Nacional es servida por Generación Nacional y las importaciones que se casen en el MER y su abastecimiento se configura a través del Despacho Económico.
- Considerando los Costos Variables de los Generadores y las ofertas de Precio de los Autogeneradores y de importación.

# Las Transacciones en el Mercado Ocasional

- Las transacciones actuales (imp./exp.) son de dos tipos:
  - De Corto Plazo, son de ocasión (No firmes).
  - De Largo Plazo, necesariamente amparadas por un Contrato (no operativas en el MER).
- Debido a su naturaleza internacional se amparan en la Reglamentación Nacional e Internacional



# Reglamentación Internacional (RTMER/RMER)

- Mientras que en el RTMER todas las transacciones internacionales son consideradas de ocasión, en el RMER se permiten transacciones de Largo Plazo bajo la Figura de Contratos
  - Firms
  - No Firms Financieros
  - No Firms Físico Flexibles

# Reglamentación Internacional (RTMER/RMER)

- Durante la vigencia del RTMER las Reglas Comerciales desarrollaban temas como los plazos de anticipación con que debían informarse las transacciones de Corto o Largo Plazo.
- Con la entrada en vigencia del RMER la regulación panameña debe adecuarse al RMER.

# Liquidaciones

- Mensualmente el Operador del Mercado (CND) hace una liquidación donde consolida Agente por Agente, sus compras/ventas en Contrato, en el Mercado Ocasional, las transacciones internacionales y las presenta en el Documento Transacciones Económicas.
- A través de un Banco Liquidador se hacen las acreditaciones correspondientes.

# Confiabilidad

- Es un atributo de calidad de los Sistemas Eléctricos y en el sistema panameño está asociada a contar con la Potencia necesaria para abastecer la Demanda con determinados niveles de Calidad.
- En el Largo Plazo se asegura a través de Contratos que incentiven la instalación de la capacidad necesaria.
- En el Corto Plazo: a través de Contratos, del Servicio Auxiliar de Reserva de Largo Plazo (SARLP – 1 año) y las Compensaciones Diarias.

# LA POTENCIA FIRME

- La demanda máxima debe estar cubierta con Potencia Firme con el fin de garantizar el abastecimiento de la misma.
  - De 1 a 10 años: se compromete primordialmente a través de contratos de suministro (libre concurrencia).
  - Para el próximo año: el remanente se contrata a través del servicio auxiliar de reserva de largo plazo (SARLP).
  - Horariamente: las diferencias entre lo contratado y la necesidad real se efectúan en compensaciones diarias de Potencia.
- Cada día, la demanda debe quedar cubierta con la potencia firme necesaria.

# LA POTENCIA FIRME

- El CND es el encargado de darle seguimiento a la potencia firme de todas las unidades conectadas al SIN.
- **A las unidades térmicas:** corresponde a la potencia efectiva de las plantas afectada por sus indisponibilidades.
- **A las unidades hidráulicas y eólicas:** se calcula la disponibilidad que pueda brindar con una excedencia no menor al 95%.
- Los criterios utilizados para el cálculo están dados en las reglas comerciales (5.3.1.4 y 5.3.1.5)

# LA POTENCIA FIRME

- Para la participación en actos de libre concurrencia, el CND certifica la Potencia Firme de cada unidad e informa los compromisos de potencia Firme en los contratos vigentes. Para la participación en dichos actos, se requiere tener potencia firme no comprometida.
- La Potencia media Disponible se calcula semanal, incluyendo su disponibilidad propia y los contratos de compra y venta de reserva de potencia entre Generadores.
- Este cálculo se realiza para verificar el cumplimiento de los compromisos en los contratos y el SARLP.
- Se considera un recalcu de la potencia firme en los generadores o Grupo Generador Conjunto –GGC-, cuando se incumpla reiteradamente en contratos de potencia o al SARLP.

# LA POTENCIA FIRME

- El incumplimiento se configura cuando la Potencia media disponible semanal es menor que los compromisos de Potencia Firme.
- La penalización de incumplimiento simple en el SARLP:
  - Paga por la Potencia No suministrada de acuerdo al precio de la Potencia en ese mes para el SARLP.
  - Este comportamiento se penaliza, perdiendo la asignación de la remuneración por la potencia asignada al SARLP en el mes correspondiente.
- El incumplimiento reiterado se configura después de 5 incumplimientos en el año calendario, para el caso del SARLP, causando el recalcule de la potencia Firme para los próximos 2 años y perdiendo la asignación por el resto del año.
- El incumplimiento reiterado se configura después de 5 incumplimientos en los últimos 12 meses, para el caso de contratos de suministro, causando el recalcule de la potencia Firme para los próximos 2 años.
- La penalización por este incumplimiento se aplica de acuerdo a los contratos de suministro



# Posibles Cambios

- Actualmente existe un anteproyecto de Ley que modificaría algunos aspectos de la Ley Marco del Sector Eléctrico entre otras cosas:
  - Permitiendo que ETESA gestione las compras.
  - Los actos competitivos para la compra de potencia y/o energía son públicos, de obligatoria participación y podrían ser específicos para un tipo determinado de tecnología.
  - Cargos por Uso el Agua para generación, etc.
- No obstante esto aún está en discusión.

# CONCESIONES Y LICENCIAS

- Los interesados en instalar Plantas de Generación Hidroeléctricas y Geotermoeléctricas y para la actividad de distribución deben solicitar una Concesión ante la ASEP.
- En el caso de Plantas Termoeléctricas y otro tipo de Tecnologías se tramitará una Licencia ante la ASEP.
- Previo a este paso los Proyectos de generación deben contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por la ANAM, entre otros requisitos.

# REQUISITOS CONCESIONES

Res. JD-3460 del 19/ago/2002

Res. AN No. 203-Elec del 07/ago/2006

## Solicitud

- Formulario E-150 con la información solicitada
- Cronograma de Actividades
- Fianza de 1,000 B./MW o fracción de MW instalado

## Trámite

- Que no se presente otro interesado, en cuyo caso se iría a concurso de precio
- Aprobación EIA por la ANAM
- Obtención y refrendamiento del Contrato de aprovechamiento del Recurso Hídrico.

## Formalización

- Que la CGR refrende el Contrato de Concesión.

# REQUISITOS LICENCIAS

Res. AN No. 1021-Elec del 19/jul/2007

- Formulario E-170A debidamente lleno
- Fianza
  - B/. 100 por MW o fracción (Térmicas)
  - B/. 500 por MW o fracción (Eólicas)
- Suministrar documentos solicitados según resolución AN No. 1021-Elec (Art. 10), los cuales se detallan a continuación

# REQUISITOS LICENCIAS

Art. 10 Anexo A Res. AN No. 1021-Elec del 19/jul/2007

- Título de propiedad o constancia de alquiler del predio.
- Documento que acredite la solvencia financiera del solicitante (accionistas) de que pueden aportar mínimo 30% de la inversión necesaria.
- Carta de intención de la empresa que operará la planta.
- Carta de intención de la empresa que se encargará de la ingeniería y diseño de la planta.
- Copia de la resolución de la ANAM mediante el cual se aprueba el EIA
- Nota de ETESA o la distribuidora donde autorice la conexión del proyecto.
- Documento que acredite la realización de mediciones de viento en el sitio (eólicos) a diferentes alturas para determinar el tamaño y características de los aerogeneradores.



*Muchas Gracias*