



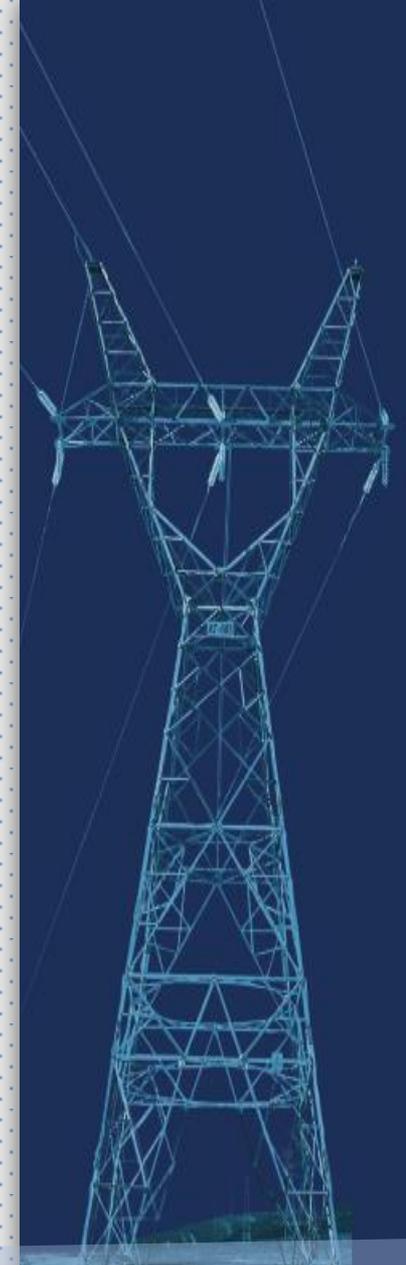
**Autoridad de Fiscalización y  
Control Social de Electricidad**

L U Z P A R A T O D O S

# **DISEÑO RESULTADOS Y SUPERVISIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTA Y MINORISTA DE ELECTRICIDAD EN BOLIVIA**

## **XIII CURSO DE REGULACIÓN ENERGÉTICA ARIAE**

**OCTUBRE 2015  
SANTA CRUZ – BOLIVIA**

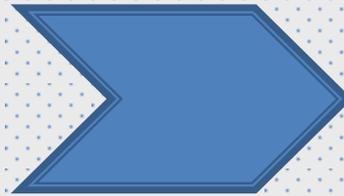


**AUTORIDAD DE FISCALIZACION Y  
CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD  
(AE)**

# AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN Y CONTROL SOCIAL DE ELECTRICIDAD (AE)

DS. 071  
6 de mayo de 2009

SUPERINTENDENCIA  
DE ELECTRICIDAD

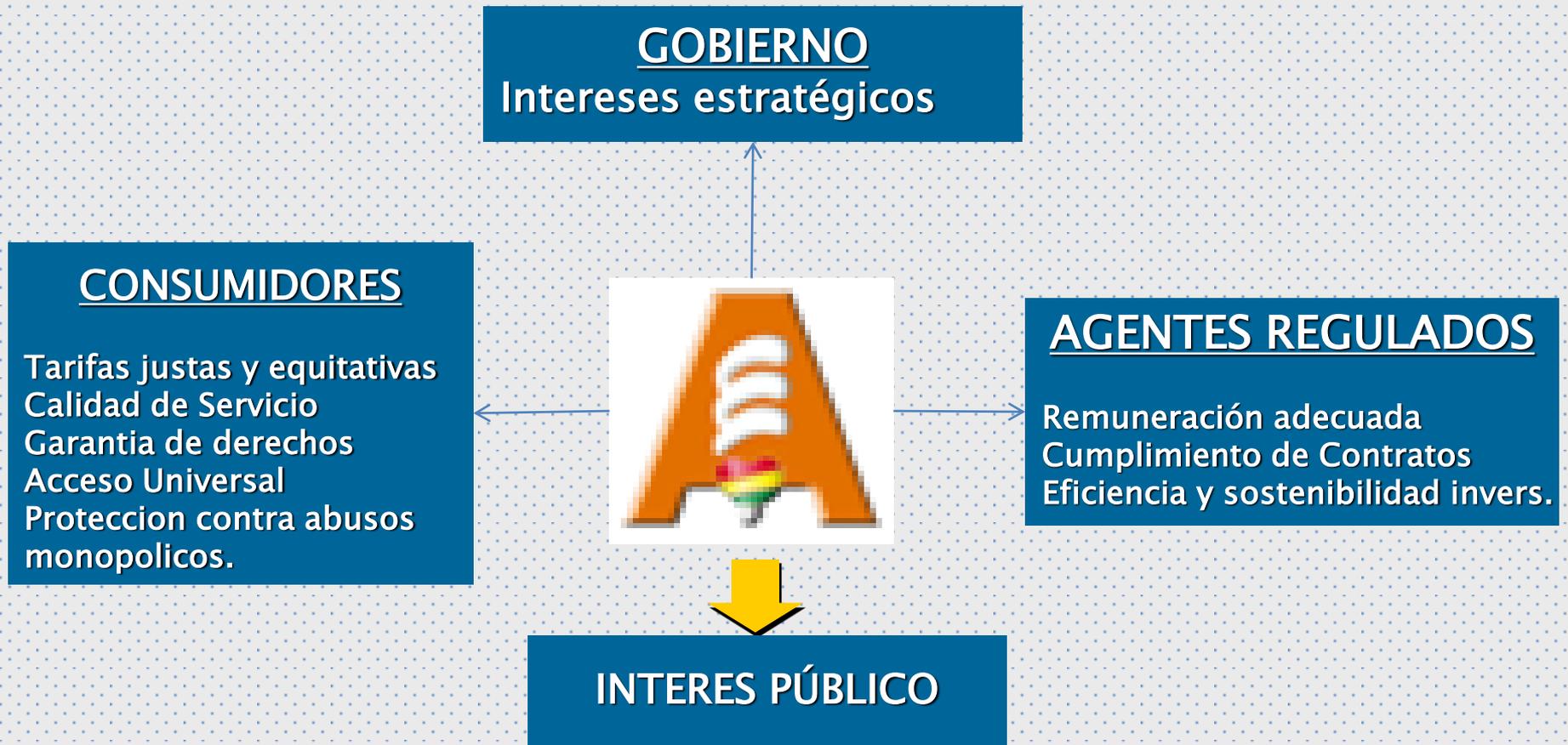


AUTORIDAD DE  
FISCALIZACIÓN Y  
CONTROL SOCIAL  
DE ELECTRICIDAD

Se crea la Autoridad de Electricidad, en reemplazo de la extinta Superintendencia de Electricidad, como organismo regulador de la industria eléctrica en todo el territorio boliviano.

# ROL DE LA AE

*“PROMOVER EL EQUILÍBRIO ENTRE CONSUMIDORES, AGENTES REGULADOS Y GOBIERNO, EN PRO DEL INTERÉS PÚBLICO”*



Es una entidad pública técnica y operativa, con personalidad jurídica y patrimonio propio, independencia administrativa, financiera, legal y técnica, supeditada al Ministro de Hidrocarburos y Energía.

# ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

Nivel Consultivo

CONSEJO

Unidades  
Organizacionales

Dirección Ejecutiva de la  
Autoridad de Fiscalización Y  
Control Social de Electricidad

Auditoría Interna

Gestión y  
Comunicación

Tecnologías de  
Información

Correspondencia y  
Archivo

Dirección de  
Precios  
Tarifas e  
Inversiones

Dirección de  
Derechos y  
Obligacione  
s

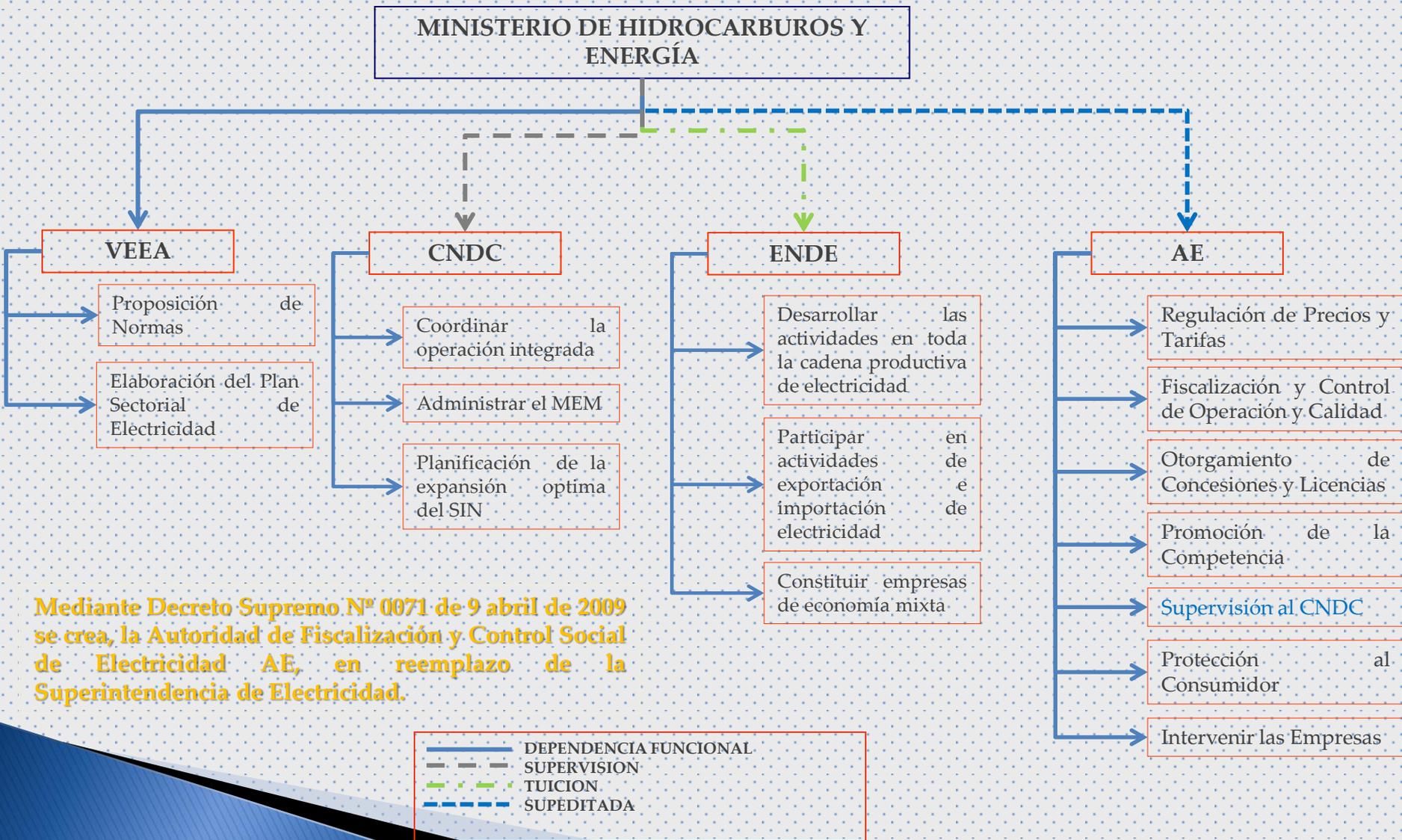
Dirección de  
Control de  
Operaciones,  
Calidad y Prot.  
al Cons. Area 1

Dirección de  
Control de  
Operaciones,  
Calidad y  
Prot. al Cons.  
Area 2

Dirección  
Legal

Dirección  
Administrativa  
Financiera

# ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO



# FUNCIONES Y ATRIBUCIONES

- ▶ La AE fiscaliza, controla, supervisa y regula el sector de Electricidad considerando la [Ley N° 1604](#), de 21 de diciembre de 1994 de Electricidad; y sus reglamentos, en tanto no contradigan lo dispuesto en la CPE.
- ▶ La AE asume la funciones, atribuciones y competencias de la ex Superintendencia de Electricidad.

# OBJETIVO

- ▶ El propósito fundamental o razón de ser de AE es:
- ▶ *“Regular, controlar y fiscalizar las actividades de la industria eléctrica con participación y control social, garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo al servicio de electricidad y asegurando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica”.*

# PRINCIPALES FUNCIONES DE LA AE



Autorizar y fiscalizar el ejercicio de la industria eléctrica



Fijar y controlar precios, tarifas e inversiones



Controlar la operación y la calidad del suministro



Proteger los derechos de los consumidores



Aplicar infracciones y sanciones a empresas



Tramitar recursos contra disposiciones de la AE



Proponer normas orientadas al cumplimiento de la CPE



Informar sobre las actividades de la industria eléctrica

# VISIÓN Y MISIÓN

## **Misión**

*“Regular, controlar y fiscalizar las actividades de la industria eléctrica con participación y control social, garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo al servicio de electricidad y asegurando el desarrollo eficiente y sostenible de la industria eléctrica”.*

## **Visión**

*“Ser reconocidos como el principal promotor del desarrollo económico y social del país, por haber contribuido al logro de la universalización del servicio eléctrico con tarifas equitativas y a la exportación de electricidad, en un marco de eficiencia y sostenibilidad de la industria eléctrica”.*

# OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

1

Consolidar las actividades de la AE en el marco de la Constitución Política del Estado.

2

Promover el acceso universal y la seguridad del abastecimiento de electricidad.

3

Promover la diversificación de la matriz energética a través de la incorporación de fuentes de energía renovable.

4

Garantizar los derechos de los consumidores y usuarios a nivel nacional.

5

Mejorar el relacionamiento social e interinstitucional y promover la responsabilidad social.

6

Gestionar, procesar y difundir la información del sector eléctrico a la sociedad.

7

Estructurar y fortalecer internamente la AE.

# MARCO LEGAL

- Constitución Política del Estado.
- Ley N° 2341 de 23/04/2002 Proc. Administrativo.
- Ley N° 1604 de 21/12/1994 Electricidad – Reglamentación Sectorial.
- Ley N° 1600 de 28/10/1994 SIRESE.
- D.S. N° 27172 de 15/09/2003 RLPA – SIRESE.
- D.S. N° 27113 de 23/07/2003 RLPA.
- D.S. N° 0071 de 09/04/2009 creación AE.

# REGLAMENTOS DE LA LEY DE ELECTRICIDAD

- ▶ Reglamento de Electrificación Rural (D.S. N° 28567)
- ▶ Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad – RCDE (D.S. N° 26607)
- ▶ Reglamento de Servicio Público de Suministro de Electricidad – RSPSE (D.S. N° 26302)
- ▶ Reglamento de Precios y Tarifas – RPT (D.S. N° 26094)
- ▶ Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico – ROME ( D.S. N° 26093)
- ▶ Reglamento sobre Recursos del Sector Eléctrico Destinados a Electrificación Rural – RER (D.S. N° 25379)
- ▶ Reglamento de Calidad de Transmisión – RCT (D.S. N° 24711)
- ▶ Reglamento de Concesiones, Licencias y Licencias Provisionales
- ▶ Reglamento del Uso de Bienes de Dominio Público y Constitución de Servidumbres
- ▶ Reglamento de Infracciones y Sanciones
- ▶ Reglamento de intercambios e interconexiones internacionales

# LA REGULACIÓN DE LA INDUSTRIA

## Ley N°1604 de 31 de diciembre de 1994 "Ley de Electricidad"

- Norma todas las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de tarifas de electricidad en todo el territorio nacional.
- Establece la nueva estructura del sector, desagregando las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Establece las funciones y atribuciones del Regulador, crea un registro de carácter público de contratos, concesiones y licencias, y define la estructura del sector eléctrico. Norma las operaciones de la generación, transmisión y distribución; crea el CNDC y le otorga sus funciones.
- Contempla el régimen de las concesiones, licencias y servidumbres, su tratamiento y establece las causales de caducidad y revocatoria. Establece un nuevo régimen de precios y tarifas para todo el sector eléctrico y establece sanciones para las infracciones a las disposiciones de las Leyes 1600, 1604.

# CONTROL DE CALIDAD DE DISTRIBUCIÓN



# **EL SECTOR ELÉCTRICO BOLIVIANO**

## BOLIVIA (2014)

Superficie: 1,098,580 km<sup>2</sup>

Población: 10,560,000 hbt.

Ingreso per cápita: 3,236 US\$

### *RECURSOS ENERGETICOS PRIMARIOS*

- *HIDROELECTRICIDAD*
- *HIDROCARBUROS*
- *GEOTERMICOS*
- *BIOMASA*
- *SOLAR*
- *EOLICO*



# SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA INSTALADA
COBEE	Central Botijlaca	6.6 MW
	Central Cahua	28.8 MW
	Central Chururaqui	26.1 MW
	Central Cuticucho	21.2 MW
	Central Harca	27.4 MW
	Central Huaji	30.1 MW
	Central Sainani	9.9 MW
	Central Santa Rosa	17.5 MW
	Central Tiquimani	9.4 MW
	Central Zongo	10.6 MW
	Central Angostura	7.3 MW
	Central Carabuco	6.3 MW
	Central Choquetanga	7.4 MW
	Central Miguilla	4.5 MW
	HIDROELECTRICA BOLIVIANA	Central Chojlla
Central Yanacachi		51.1 MW
SDB	Central Quehata	2.1 MW
CORANI	Central Corani	54.0 MW
	Central Santalsabel	93.3 MW
VALLE HERMOSO	Central Valle Hermoso	87.3 MW
	Central Carrasco	135.0 MW
CECBB	Central Bulu Bulu	101.2 MW
GUARACACHI	Central Guaracachi	310.8 MW
	Central Santa Cruz	47.1 MW
	Central Aranjuez	53.0 MW
	Central Karachipampa	15.5 MW
GUABIRA ENERGIA	Central Guabirá	25 MW
RIO ELECTRICO	Central Kilpani	11.8 MW
	Central Landara	5.6 MW
	Central Punutuma	2.5 MW
SIYNERGIA	Central Kanata	7.6 MW
EGSA	Central San Jacinto	8.0 MW
SETAR	Central La Tablada	24.9 MW
ENDE	Central Trinidad	17.4 MW



# MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

Los agentes del MEM son: generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, que operan en el SIN

En el MEM la oferta está constituida por los generadores y la demanda por los consumos, Consumidores No Regulados y los Distribuidores. La oferta y la demanda se vinculan a través de las instalaciones del transmisor y el mercado cuenta con un operador y administrador – Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

El SIN esta conformado por instalaciones de generación, transmisión y distribución cuyo objetivo es suministrar a 8 de los 9 departamentos de Bolivia, en el futuro se incluirá a Pando. La demanda total en el SIN en el año 2014 representó al 91.6% de la demanda del país.

# MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

**CNDC**  
Coordina Op. y Administra MEM

**MERCADO SPOT**  
Costo Marginal

**OFERTA**

**DEMANDA**

**GENERACIÓN**

- Hidroeléctrica
- Termoeléctrica

ENERGÍA

**TRANSMISIÓN**

POTENCIA

- Empresas Distribuidoras
- Consumidores No Regulados

**CONTRATOS**  
Precios libres

# EMPRESAS EN EL SIN

COBEE

ENDE  
CORANI

ENDE  
EVH

ENDE  
EGSA

CCEBB

HB

ENDE  
ERESA

ENDE  
ANDINA

SDB

GBE

SYNERGIA

TDE

ISA BOLIVIA

ENDE

SAN CRISTOBAL  
TESA

## DISTRIBUIDORES MAYORES

- ❖ CESSA
- ❖ CRE
- ❖ **DELAPAZ**
- ❖ **ELFEC**
- ❖ **ELFEO**
- ❖ SEPSA
- ❖ **ENDE DISTRIBUCIÓN**
- ❖ SETAR

## PRINCIPALES DISTRIBUIDORES MENORES (TOTAL 24)

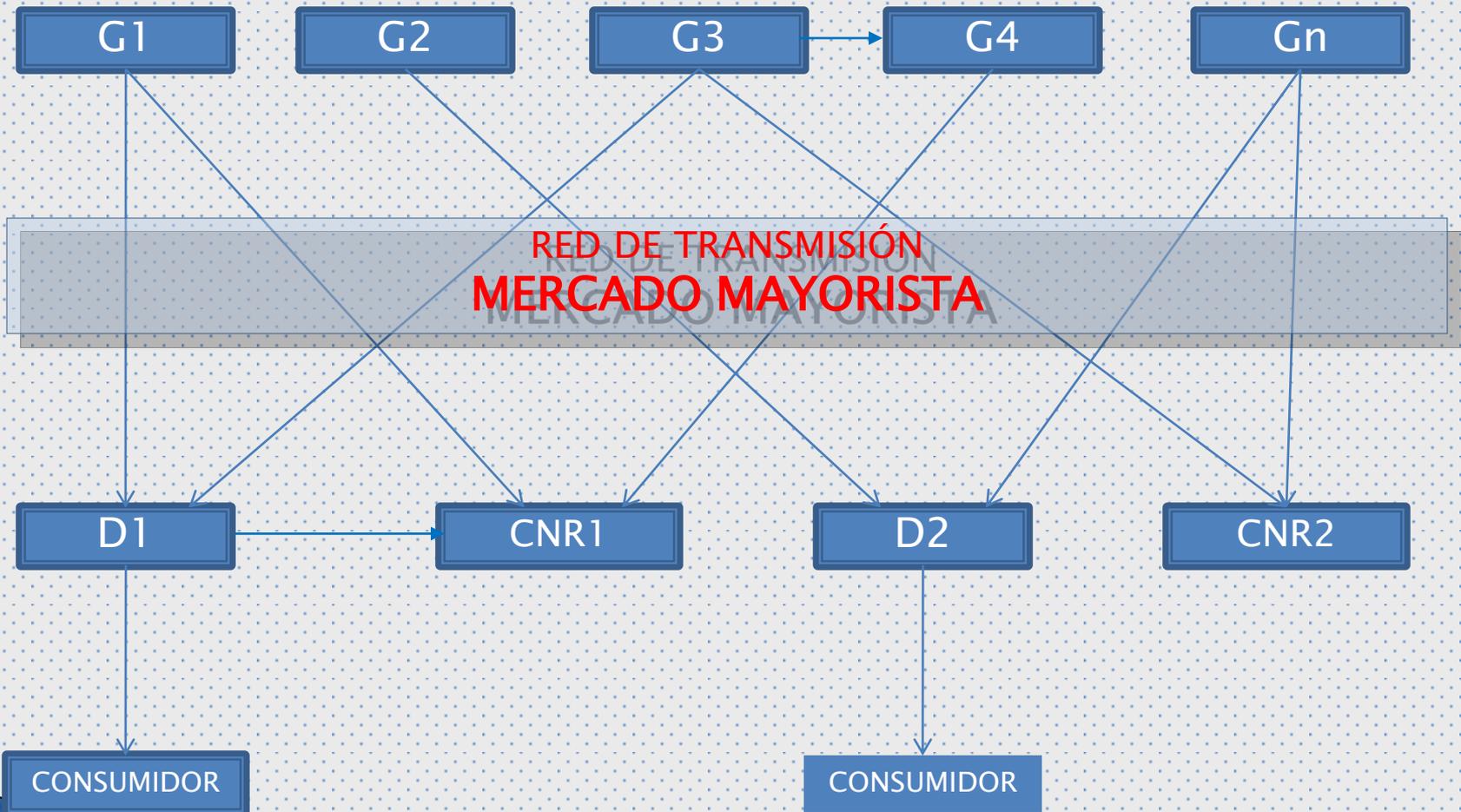
- ❖ Servicios Eléctricos Yungas S.A.
- ❖ Cooperativa de Electrificación Pazña
- ❖ Cooperativa de Electrificación Rural Vinto Ltda
- ❖ Cooperativa Eléctrica Paria Ltda.
- ❖ Cooperativa de Servicios Eléctricos Tupiza Ltda
- ❖ Cooperativa de Electrificación Machacamarca
- ❖ Gobierno Municipal de Llallagua
- ❖ Gobierno Municipal de Uncía
- ❖ Cooperativa de Servicios Eléctricos 15 de Noviembre
- ❖ Cooperativa de Servicios Eléctricos " 5 de Agosto" Ltda
- ❖ Cooperativa de Servicios Eléctricos Atocha Ltda.
- ❖ Empresa de Distribución de Energía Eléctrica Caracollo S.A.
- ❖ Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica de Challapata S.A.
- ❖ Empresa Rural de Electricidad Quillacas Qaqachacha S.A.

## CONSUMIDORES NO REGULADOS

- ❖ EMVINTO
- ❖ EMIRSA
- ❖ COBOCE
- ❖ MSCSA

# ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (A PARTIR DE 1995)

## COMPETENCIA MAYORISTA

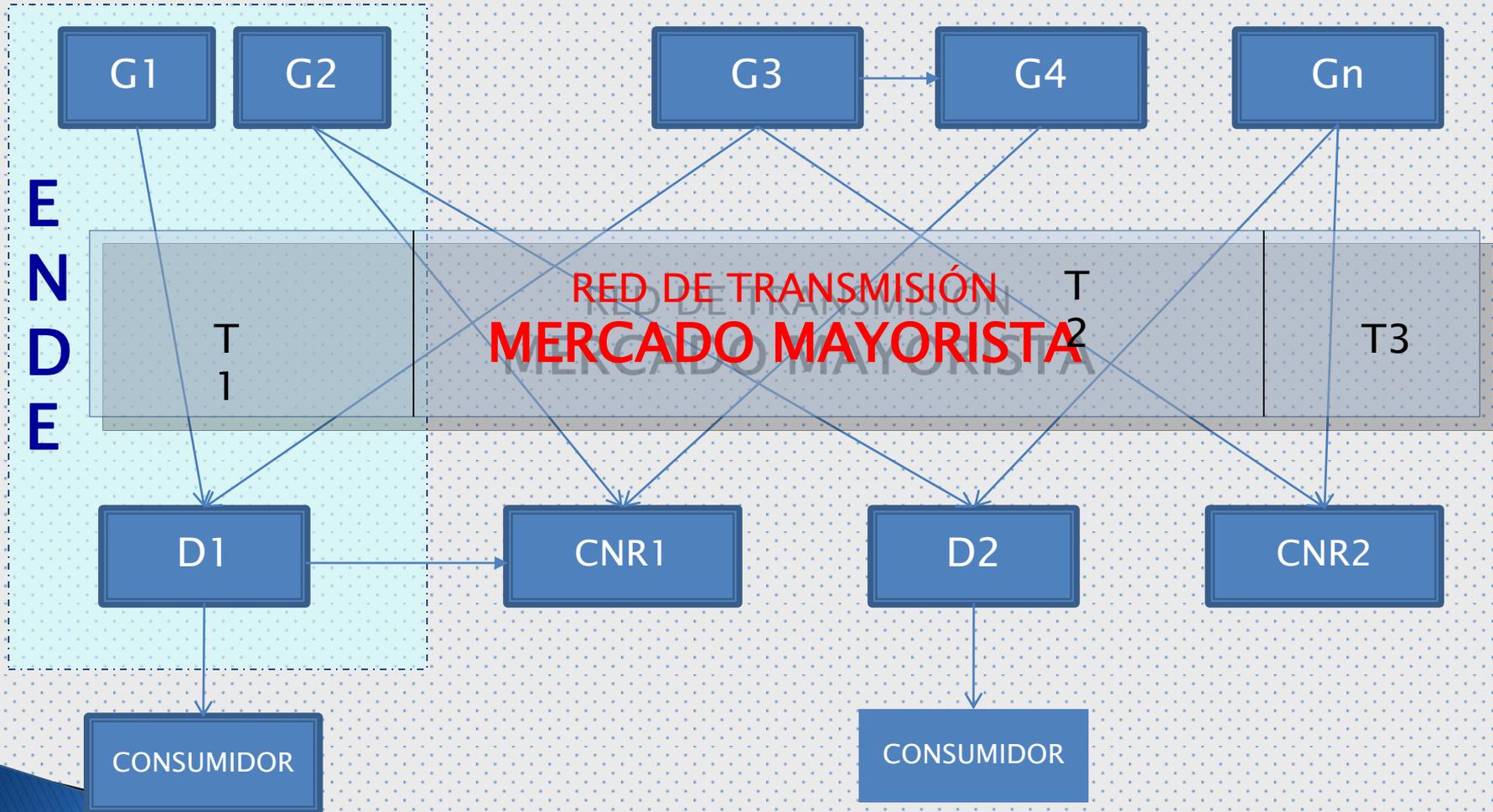


→ VENTAS DE ENERGÍA

# ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

(A PARTIR DE JULIO-2008 - D. S. 29644)

**COMPETENCIA MAYORISTA + ENDE CORPORATIVA**



VENTAS DE ENERGÍA

# PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN: MODELOS

- Programación de Mediano Plazo (4 años, discret. Semanal y por bloque horario)
  - Define una política de generación de tal manera que se garantice el suministro de la demanda al menor costo operativo posible tomando en cuenta todas las restricciones del sistema.
  - Problema de Optimización hidrotérmica con restricciones
  - Problema complejo: acoplado en el tiempo, estocástico (caudales, demanda, fallas y otros), acoplado en el espacio (centrales en cascada) y no-linealidad.
  - *Estudio de Precios de Nodo: Con base al 1er año de la PMP, se determinan los precios de energía “previstos”*
- Programación de Corto Plazo o Semanal (6 meses, discretización horaria)
- Programación Diaria (Predespacho)
- Postdespacho
- Transacciones Económicas

# ORDEN DE DESPACHO

## GENERACIÓN

- Las centrales hidroeléctricas y otras a partir de energías alternativas tienen prioridad de despacho ante las térmicas, tomando en cuenta la optimización de los recursos hidráulicos obtenidos con la PMP (mínimo costo de producción).
- El ranking de despacho de los equipos térmicos se determina en función de los costos variables de producción de cada generador.
- Este costo variable se calcula en función del precio del combustible declarado, su consumo específico y el rendimiento térmico (HR) de cada unidad ajustado por la ubicación eléctrica de cada generador a través del Factor de Nodo.
- El Factor de Nodo del nodo (i) se determina como  $FN_i = 1 + (\Delta_{perd} / \Delta_{pdi})$ .  $\Delta_{perd}$  será negativo para un nodo exportador y positivo para un nodo importador.

# SISTEMAS AISLADOS

A diferencia del SIN, en los Sistemas Aislados las empresas pueden estar integradas verticalmente (generación, transmisión y distribución); es decir, una empresa puede realizar más de una actividad. Los sistemas más importantes son:

- CRE, opera en Germán Busch, Cordillera, Roboré, San Ignacio, Valles, Las Misiones y Charagua.
  - ENDE (COSERELEC) opera en Trinidad
  - ENDE opera en Cobija

Adicionalmente, en el Sistema Eléctrico de Bolivia, se tienen Autoproductores que son en su mayoría empresas mineras que generan electricidad para su propio consumo



# PRINCIPALES SISTEMAS AISLADOS

Potencia instalada y efectiva al 31 de diciembre del 2014

Empresa	Central	Potencia Instalada		
		(MW)		
		Hidro	Termo	Total
<i>Generación - Distribución</i>				
ENDE	Cobija	0.00	20.61	20.61
<b>Total ENDE</b>		<b>0.00</b>	<b>20.61</b>	<b>20.61</b>
EGSA	San Matías	0.00	2.72	2.72
<b>Total EGSA</b>		<b>0.00</b>	<b>2.72</b>	<b>2.72</b>
SETAR	Bermejo	0.00	9.23	9.23
	Entre Ríos	0.00	2.54	2.54
<b>Total SETAR</b>		<b>8.00</b>	<b>11.77</b>	<b>19.77</b>
CRE	Cordillera	0.00	7.25	7.25
	Las Misiones	0.00	17.15	17.15
	Chiquitos	0.00	5.84	5.84
	San Ignacio	0.00	8.20	8.20
	Valles	0.00	7.64	7.64
	Charagua	0.00	1.19	1.19
	German Busch	0.00	2100	2100
<b>Total CRE</b>		<b>0.00</b>	<b>68.27</b>	<b>68.27</b>
<i>OTRAS COOP.</i>				
CER	Gonzalo Moreno	0.00	0.40	0.40
COSEGUA	Guayará	0.00	9.46	9.46
COSEY	Santa Ana	0.00	2.52	2.52
<b>Total Otros</b>		<b>0.00</b>	<b>12.38</b>	<b>12.38</b>
<i>Generación</i>				
SECCO	Bermejo	0.00	0.97	0.97
	El Palmar	0.00	10.08	10.08
<b>Total SECCO</b>		<b>0.00</b>	<b>11.05</b>	<b>11.05</b>
G&E	El Puente	0.00	7.86	7.86
	Pampa Colorada	0.00	1.06	1.06
<b>Total G&amp;E</b>		<b>0.00</b>	<b>8.92</b>	<b>8.92</b>
<i>AUTOPRODUCTORES</i>				
<sup>(1)</sup> YPFB-TRANSPORTE	Transredes	0.00	8.01	8.01
<sup>(1)</sup> CHACO	Chaco	0.00	4.02	4.02
GRAVETAL	Gravetal	0.00	3.01	3.01
IAGSA	Guabirá	0.00	25.00	25.00
PLUSPETROL	Pluspetrol	0.00	4.41	4.41
<sup>(1)</sup> IOL	IOL	0.00	3.05	3.05
UNAGRO	Unagro	0.00	8.66	8.66
PETROBRAS - YPFB	Guillermo Elder Bell	0.00	6.60	6.60
PETROBRAS - YPFB	Gualberto Villarroel	0.00	12.00	12.00
EASBA	San Buenaventura	0.00	0.51	0.51
TAHUAMANU	Tahuamanu	0.00	1.00	1.00
YPFB	Gualberto Villarroel	0.00	18.96	18.96
YPFB	Guillermo Elder Bell	0.00	16.00	16.00
PIL	Pil	0.00	3.08	3.08
<b>Total Autoproductores</b>		<b>0.00</b>	<b>114.30</b>	<b>114.30</b>
<b>Total Sistemas Aislados</b>		<b>8.00</b>	<b>250.01</b>	<b>258.01</b>

Fuente: Formularios ISE-130

<sup>(1)</sup> Datos no actualizados, no enviaron información correspondiente a la gestión 2014

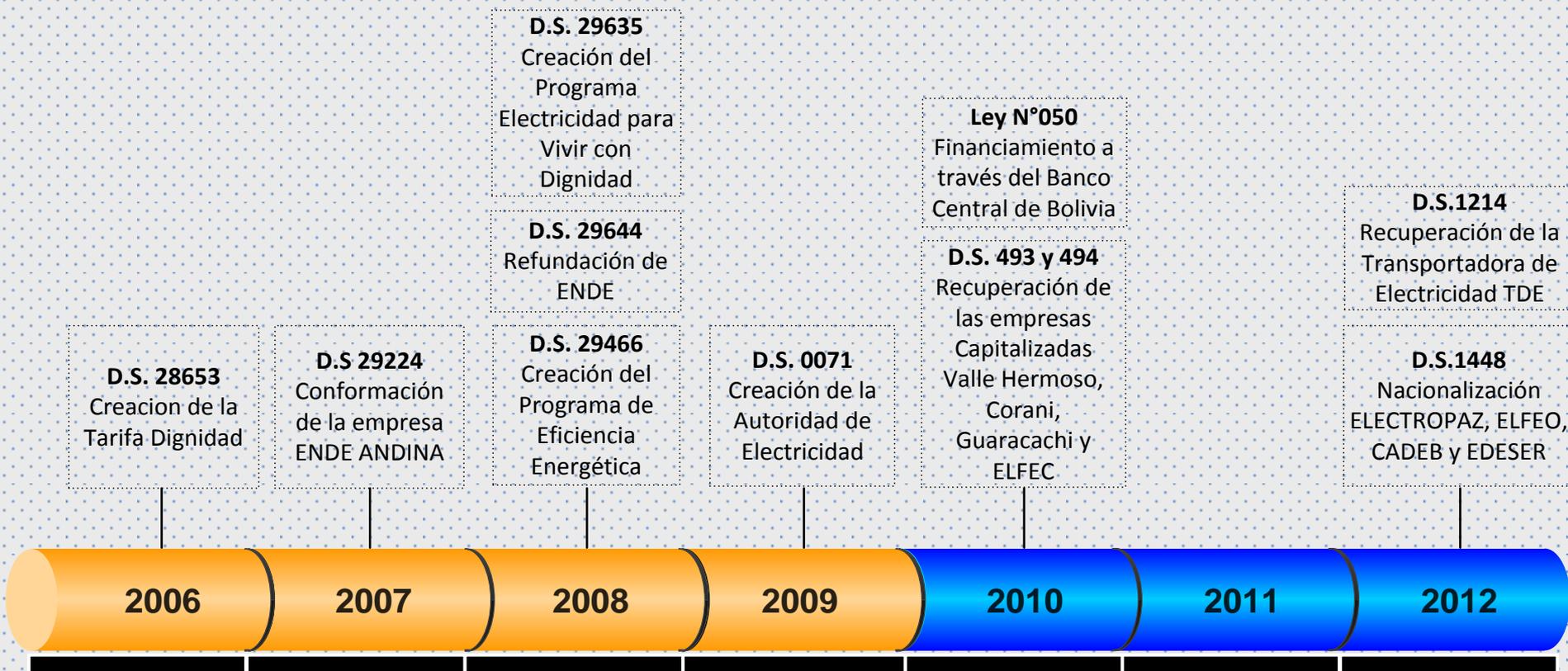
## Generación bruta de centrales (GWh) - Periodo 2014

Empresa	Central	2014
<b>FOTOVOLTAICA</b>		
ENDE		
	SOLAR Cobija	0.4
<b>Total Generación Fotovoltaica</b>		<b>0.4</b>
<b>HIDROELECTRICA</b>		
SETAR		
	San Jacinto	16.3
<b>Total Generación Hidroeléctrica</b>		<b>16.3</b>
<b>TERMEOLECTRICA</b>		
ENDE		
	Bahia (Cobija)	52.0
	El Sena	0.6
<b>Total ENDE</b>		<b>52.7</b>
SETAR		
	Bermejo	17.6
	El Puente	0.8
	Entre Ríos	4.7
	La Tablada	12.1
	Villamontes	12.8
	Yacuiba	10.4
<b>Total SETAR</b>		<b>58.5</b>
CRE		
	Charagua	2.9
	Chiquitos	16.5
	Cordillera	26.9
	German Busch	57.3
	Las Misiones	45.8
	San Ignacio	20.1
	Valles Cruceños	25.0
<b>Total CRE</b>		<b>194.6</b>
EGSA		
	San Matías	6.5
<b>OTROS GENERADORES</b>		
CER	Gonzalo Moreno	0.4
COSEC	Cayubaba	0.1
COSEGUA	Guayará	20.9
COSEY	Yacuma	3.4
ROSARIO DEL YATA	Planta YATA	0.045
<b>Total OTROS GENERADORES</b>		<b>24.8</b>
SECCO		
	Bermejo	5.6
	El Palmar	39.8
	La Tablada	88.5
	San Isidro	61.0
<b>Total SECCO</b>		<b>194.9</b>
G&E		
	Camargo	0.6
	El Puente	31.8
<b>Total G&amp;E</b>		<b>32.4</b>
<b>AUTOPRODUCTORES</b>		
<sup>(1)</sup> YPFB TRANSPORTE	Transredes	18.8
<sup>(1)</sup> YPFB CHACO	Chaco	0.1
GRAVETAL	Gravetal	10.8
IAGSA	Guabirá	49.5
PLUSPETROL	Pluspetrol	0.0
IOL	IOL	11.4
<b>Total Autoproductores</b>		<b>90.5</b>
<b>Total Generación Termoeléctrica</b>		<b>655.0</b>
<b>TOTAL GENERACIÓN SISTEMAS AISLADOS</b>		<b>671.7</b>

## Generación Bruta - 2014

Fotovoltaica	0.4 GWh
Hidroeléctrica	16.3 GWh
Termoeléctrica	655 GWh
<b>Total Generación</b>	<b>671.7 GWh</b>

# POLÍTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO



La Tarifa Dignidad hasta junio de 2014 beneficio, a 985 mil usuarios

ENDE ANDINA logra Implementar la primera central de generación con el nuevo Gobierno después de 11 años

La refundación de ENDE, logra la construcción de la *Línea Caranavi - Trinidad* que incorporo al 7mo departamento

La creación de la AE, permitió el mejor control y fiscalización a las empresas del sector eléctrico

En el periodo 2010-2012 se nacionalizaron 9 empresas en las actividades de: generación, transmisión, distribución y servicios, garantizando la provisión del servicio eléctrico a nivel nacional

Las inversiones son financiadas con recursos nacionales proporcionados por el BCB

# AGENDA PATRIOTICA

El 100% de las bolivianas y los bolivianos, cuentan con servicios de energía eléctrica y luz.

13.- Reencuentro Soberano con Nuestra Alegría, Felicidad, Prosperidad y Nuestro Mar.

1.- Erradicación de la Pobreza Extrema.

2.- Socialización y Universalización de los Servicios Básicos con Soberanía para Vivir Bien.

3.- Salud, Educación y Deporte para la Formación de un Ser Humano Integral.

4.- Soberanía Científica y Tecnológica con Identidad Propia.

5.- Soberanía Comunitaria Financiera sin servilismo al capitalismo financiero.

6.- Soberanía Productiva con Diversificación y Desarrollo Integral sin la Dictadura del Mercado Capitalista.

7.- Soberanía sobre nuestros Recursos Naturales con Nacionalización, Industrialización y Comercialización en Armonía y Equilibrio con la Madre Tierra.

8.- Soberanía Alimentaria a través de la Construcción del Saber Alimentarse para Vivir Bien.

9.- Soberanía Ambiental con Desarrollo Integral, Respetando los Derechos de la Madre Tierra.

10.- Integración Complementaria de los Pueblos con Soberanía.

11.- Soberanía y Transparencia en la Gestión Pública bajo los Principios de No Robar, No Mentir y No ser Flojo.

12.- Disfrute y Felicidad Plena de Nuestras Fiestas, de Nuestra Música, Nuestros Ríos, Nuestra Selva, Nuestras Montañas, Nuestros Nevados, de Nuestro Aire Limpio, de Nuestros Sueños.



## CONDICIONANTES DE SOSTENIBILIDAD

- Nueva Ley de Electricidad
- Remuneración y subsidios focalizados
- Atracción de inversiones
- Intercambio de excedentes
- Reestructuración de ENDE Corporación
- Gestión de Recursos Humanos
- Proyectos del sector productivo

Bolivia al año 2025 será un país interconectado eléctricamente.

# OBJETIVOS DEL SECTOR ELECTRICO



**ALCANZAR LA COBERTURA TOTAL DEL SERVICIO BÁSICO DE ELECTRICIDAD AL AÑO 2025, COMO UN DERECHO FUNDAMENTAL PARA MEJORAR LA CALIDAD DE VIDA DE LOS HOGARES.**



**SATISFACER Y ACOMPAÑAR EL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA, ASEGURANDO EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO CON UN ADECUADO NIVEL DE CALIDAD Y CONFIABILIDAD.**



**CAMBIO DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ORIENTADO AL APROVECHAMIENTO SOSTENIBLE DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DEL PAÍS.**



**GENERAR EXCEDENTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS INTERCAMBIOS ELÉCTRICOS EN BUSCA DE POSICIONAR A BOLIVIA COMO EL CENTRO ENERGÉTICO REGIONAL.**

# **MECANISMO DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS**

# PROCESO DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS

- 1) Declaración Semestral de los Agentes: cada 10 de Febrero y 10 de Agosto de cada año.
- 2) Programación de Mediano Plazo en base a las declaraciones de los Agentes, para periodos de 4 años.
- 3) Cálculo de Precios Básico de Energía y Potencia, en periodos semestrales Mayo-Octubre o Noviembre-Abril.
- 4) Cálculo de Precios de Nodo de Energía y Potencia referenciales, en periodos semestrales Mayo-Octubre o Noviembre-Abril.

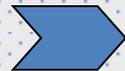
# PRECIOS DEL MEM (SPOT)

PRECIOS DE ENERGIA



Determinado horariamente por el CNDC en base al costo marginal de producción del sistema para la hora respectiva.

PRECIOS DE POTENCIA



Valor regulado, determinado a partir de la Anualidad del costo de inversión de la unidad generadora mas económica que cubra el crecimiento anual de la potencia en el SIN.  
En base al Precio Básico de la Potencia

PRECIOS DE TRANSMISION



Ingreso Tarifario por energía y potencia, mas Peajes

ENERGIA VENDIDA  
Costo Marginal del Sistema

Costo variable de producción de la unidad más cara en operación o disponible

POTENCIA FIRME  
Precio Básico Potencia

Costo fijo de una turbina a gas previamente seleccionada (crecimiento Pot. Punta Sist.)

TRANSMISION  
Peajes e Ingreso Tarifario

Costo de inversión más costos de OM&A del STEA

# PRECIOS DE GENERACIÓN

GENERACIÓN



ENERGIA VENDIDA



ACTIVIDAD  
COMPETITIVA



COSTO MARGINAL  
EN EL SISTEMA

Costo de combustible  
(gas)

+

Costo variable de  
operación, mantenimiento  
y administración



PRECIO DE ENERGÍA



POTENCIA FIRME

Anualidad de la inversión  
de una turbina a gas

+

- Costo fijo de operación, mantenimiento y administración
- Indisponibilidad teórica del sistema
- Indisponibilidad programada



PRECIO DE POTENCIA



# PRECIOS DE TRANSMISIÓN

TRANSMISIÓN



ACTIVIDAD  
MONOPÓLICA



COSTO MEDIO  
OPTIMIZADO

Anualidad de la inversión de un  
sistema económicamente  
adaptado de Transmisión

+

Costo de operación mantenimiento y  
administración



REMUNERACIÓN DE TRANSMISIÓN



Ingreso Tarifario



Peaje

# REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN



## Peaje de Generadores

Mensualmente se valorizan las inyecciones en el MEM (MWh) con el peaje de generadores (US\$/MWh).



## Peaje de Consumidores

Mensualmente se valoriza la potencia de punta de cada Distribuidor y Consumidor No Regulado con el peaje de consumos (US\$/kW-mes).



## Ingresos Tarifarios

Se generan los ingresos tarifarios por energía y potencia que corresponden a la valorización de las pérdidas marginales del Sistema de Transmisión.

Estos montos recaudados en forma mensual son parte de la remuneración mensual a la empresa de transporte en el MEM.



# PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE PEAJES

Inversión: Bs.3.706.572,36.- Tasa de Actualización (r) :10 %

Periodo (n): 30 años

Determinación de la Anualidad:  $\left[ \frac{r*(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] * Inversión$

$$Anualidad = \frac{10%*(1+10\%)^{30}}{(1+10\%)^{30}-1} * 3.706.572,36 = 393.190,41$$

Determinación del Costo Mensual de la Inversión:

$$Cuota Mensual = \frac{Inversión Anual}{\frac{r}{(1+r)^{1/12}-1}} = \frac{393.190,41}{\frac{10\%}{(1+10\%)^{1/12}-1}} = \frac{393.190,41}{12,54053661} = 31.354 Bs.$$

# PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE PEAJES

Determinación del Costo de Operación, Mantenimiento y Administración (OM&A) mensual:

Inversión: Bs.3.706.572,36.-

$$\begin{aligned}\text{Costo de OM\&A año} &= \text{Inversión} * 3\% \\ &= 3.706.572,36 * 3\% = 111.197,17 \text{ Bs.}\end{aligned}$$

$$\text{Costo de OM\&A mes} = \frac{\text{Costo OM\&A año}}{12} = \frac{111.197,17}{12} = 9.266,43 \text{ Bs}$$

Determinación del Peaje sin IVA:

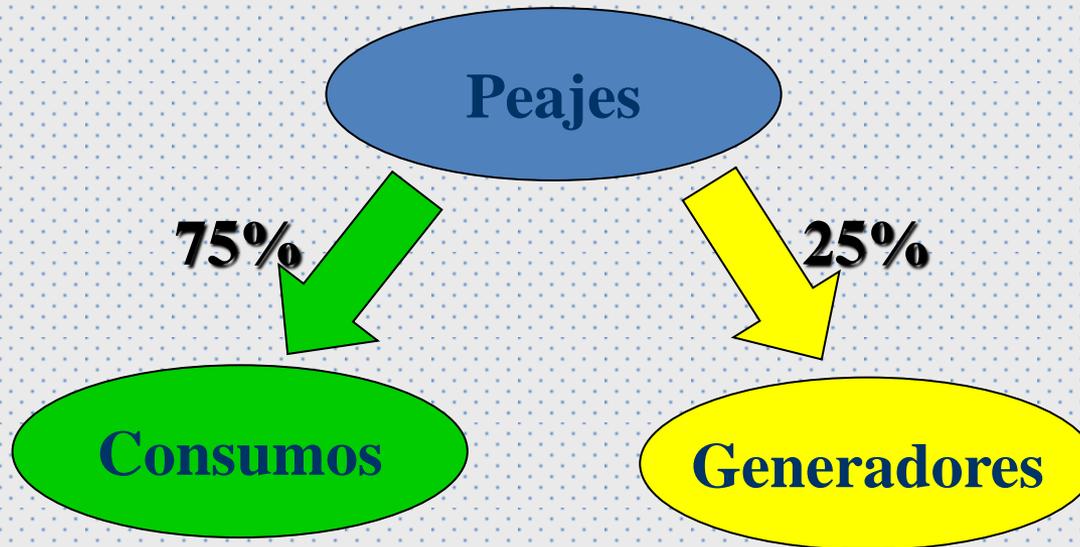
$$\begin{aligned}\text{Peaje s/IVA} &= \text{Cuota Mensual} + \text{Coto OM\&A mensual} \\ &= 31.354 + 9.266 = 40.620 \text{ Bs.}\end{aligned}$$

Determinación del Peaje con IVA:

$$\text{Peaje c/IVA} = \frac{\text{Peaje s/IVA}}{0,87} = \frac{40.620}{0,87} = 46.690 \text{ Bs.}$$

# PRECIO MÁXIMO DE TRANSMISIÓN

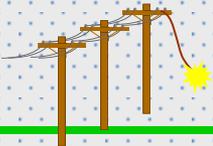
- ▶ Los Peajes se dividen entre los Consumos y los Generadores.



# **PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN**

# PRECIOS DE DISTRIBUCIÓN

DISTRIBUCIÓN



ACTIVIDAD  
MONOPÓLICA



COSTO MEDIO  
OPTIMIZADO

Costo de compra de electricidad (energía, potencia, peajes)



Costo de distribución (O,M y Adm, Capital)



Costo de Consumidores (Comercialización)



TARIFA BASE DE DISTRIBUCIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN



FÓRMULA DE INDEXACIÓN [ $\Delta P = \Delta IPC - X$ ]

# PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

- Determinación de la Demanda
- Programa de Inversiones
- Cálculo del precio de compra
- Cálculo de los costos de distribución
- Cálculo de los costos de consumidores
- Determinación de las categorías tarifarias
- Asignación de los cargos base a los cargos tarifarios
- Control de cierre

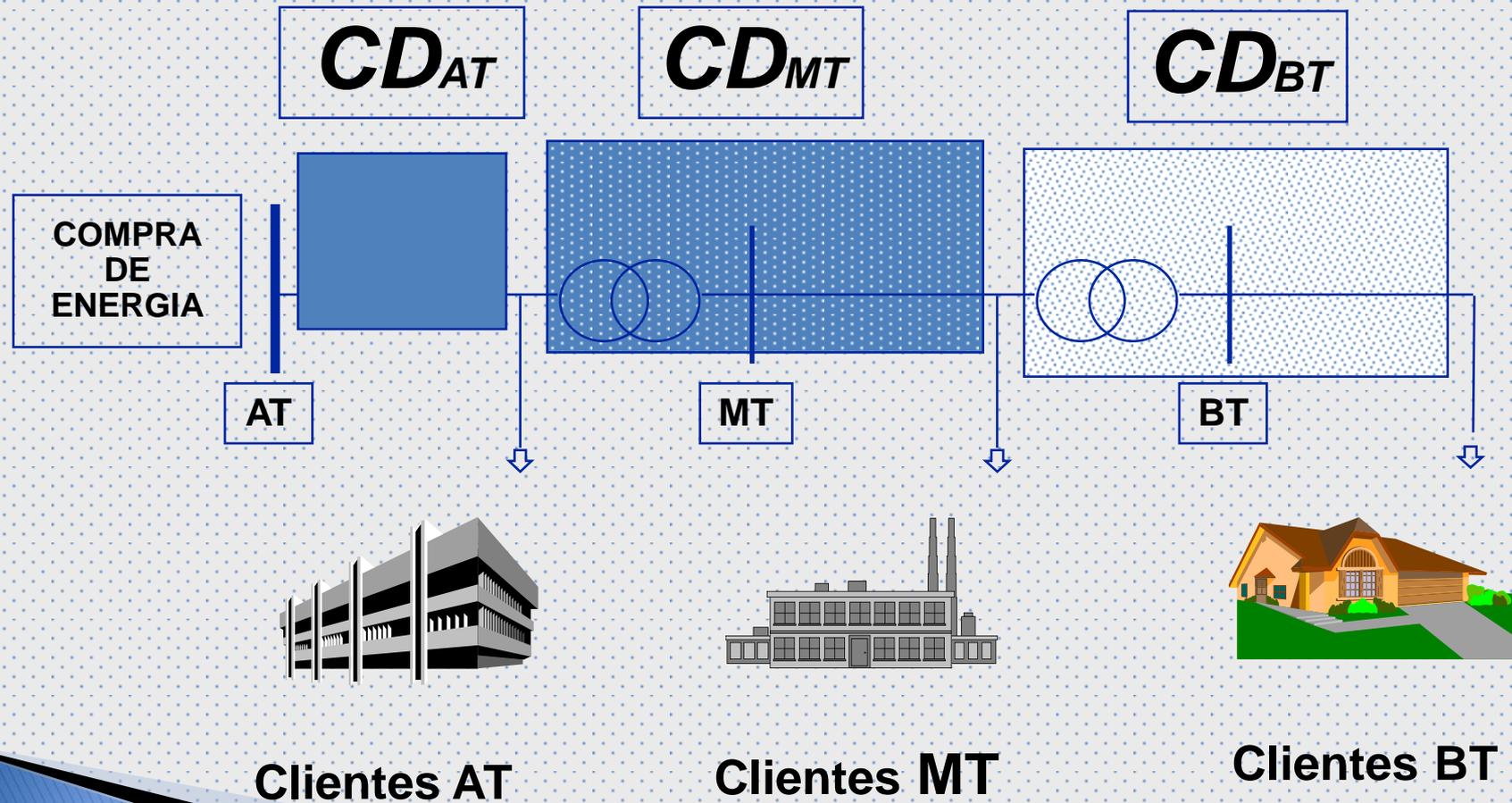
# PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

- ▶ Estudios de proyección de demanda
- ✓ Cuanto consumen: tasa de crecimiento
- ✓ En forma desagregada por nivel de tensión y por tipo de consumidores
- ✓ Comprende: consumos de energía, potencia, número de consumidores, factores de coincidencia, consumo promedio
  - Análisis de Estructuras de Demanda
- ✓ Quienes consumen
  - Caracterización de la carga
- ✓ Como consumen – Incidencia en la potencia de punta de la empresa y en la potencia máxima de cada niveles de tensión –> Factores de incidencia
  - Balance de Energía y Potencia

# REVISIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES

- ▶ La empresa presenta su plan de expansión que corresponde al plan de inversiones
- ▶ Se evalúa:
  - ✓ El dimensionamiento de las instalaciones en función de la demanda prevista (planificación)
  - ✓ Indicadores
    - ❖ \$us/kW (inversión incremental)
    - ❖ Inversiones/No. Total de usuarios
    - ❖ Inversiones/No. Consumidores nuevos
    - ❖ Potencia Instalada en transformadores/demanda máxima
    - ❖ Longitud de redes MT y BT por consumidores
    - ❖ Precios Relativos de los factores (Precios Unitarios)

# COSTO DE DISTRIBUCION



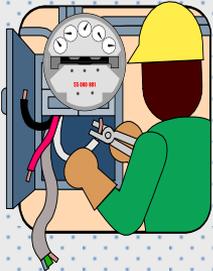
# COSTOS DE SUMINISTRO



**COSTOS DE COMPRAS DE ELECTRICIDAD**  
Energía y Potencia y peaje a precios de nodo



**COSTO DE DISTRIBUCION**  
Operación, Mantenimiento, Administrativos,  
Depreciación, Intereses, Impuestos, Utilidad



**COSTO DE CONSUMIDORES**  
Medición, facturación, cobranza,  
registro de clientes, etc.

# CALCULO DE LA TASA DE RETORNO

- ▶ Utilizar la tasa de retorno sobre el patrimonio total
- ▶ Utilizar el patrimonio total promedio
- ▶ Utilizar la tasa de retorno después de impuestos
- ▶ Utilizar las quince empresas del Indice Dow Jones
- ▶ Se promedia las tasas de retorno de tres gestiones anteriores para cada empresa y posteriormente se determina el promedio de estos promedios

# TARIFAS BASE

**CCo = Costo de Consumidores/No. de Consumidores Promedio**

**CFo = Costo de Distribución /  $\Sigma$  Demandas Max. Individuales**

**CP = PPST \* Factor de Pérdidas de Potencia**

**CE = PEST \* Factor de Pérdidas de Energía**

# FORMULAS DE INDEXACION

Cargo por consumidor:

$$CC_n = CCo * (a * IPC_{n-2} / IPCo + b * PD_n / PDo - n * Xcc) \quad | \text{GD, MD, PD}$$

Cargo por Potencia Fuera de Punta

$$CF_n = CCo * (a * IPC_{n-2} / IPCo + b * PD_n / PDo - p1 * n * Xcom - p2 * n * Xcag) \quad | \text{AT, MT, BT}$$

Cargo por Potencia de Punta

$$CP_n = PNP_n * FPP * (1 - n * Xpp) \quad | \text{AT, MT, BT}$$

Cargo por Energía

$$CE_n = PNE_i * FPE * (1 - n * Xpe) \quad | \text{AT, MT, BT}$$

**AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD**  
Elabora y entrega los Términos de Referencia para E.T.

9 meses antes de la entrada en Vigencia de las Tarifas (31 Enero)

Términos de Referencia

**DISTRIBUIDORAS**  
Encarga E.T a consultores precalificados

Términos de Referencia

Información

**EMPRESA CONSULTORA**  
Prepara Estudios Tarifarios, Cuadros Tarifarios, Fórmulas de Indexación, Informe de respaldo

3 meses antes de la entrada en Vigencia de las Tarifas (31 Julio)

**DISTRIBUIDORA**  
Revisa el E.T.

Estudio Tarifario

**AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD**  
Revisa el E.T. Y elabora documento de observaciones

1 mes (30 agosto)

Observaciones

**DISTRIBUIDORA**  
Analiza las observaciones

15 días (15 septiembre)

Introduce observaciones

**AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD**  
Revisa Estudio Tarifario corregido

**AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD**  
•Contrata consultor para resolver puntos discutidos  
•Incorporación al E.T. De la opinión definitiva de los consultores

**AUTORIDAD DE ELECTRICIDAD**  
Elabora y remite Resolución que aprueba los precios máximos de Distribución

Noviembre

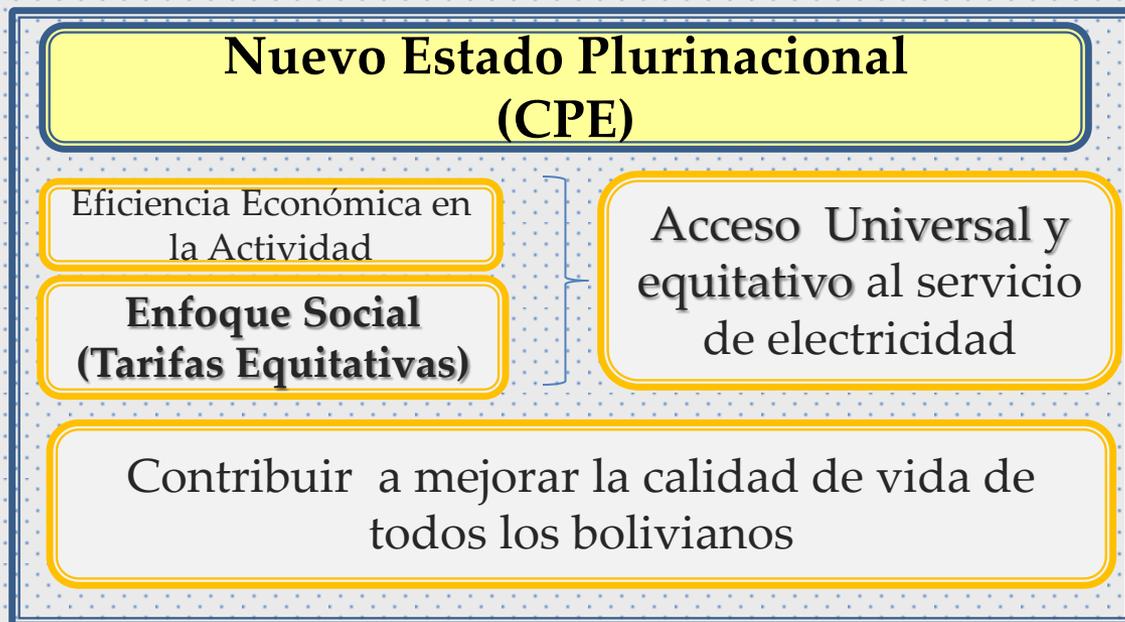
Resolución de la Autoridad de Electricidad

# ENFOQUE DE LA REGULACIÓN

Antes  
(SSDE)

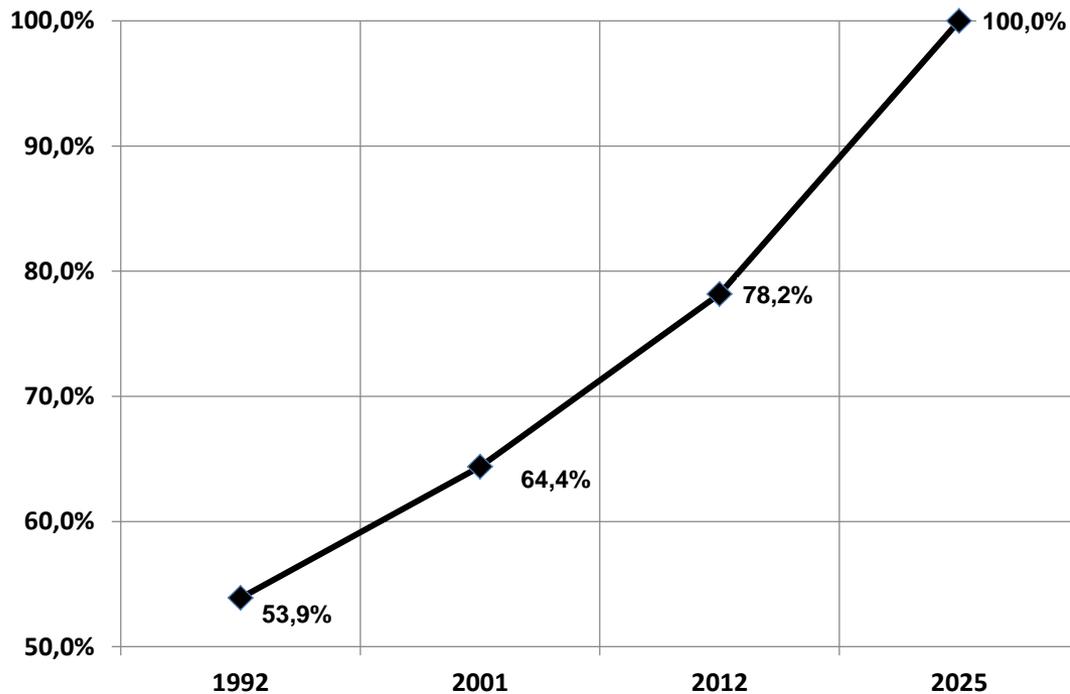


Ahora  
(AE)



# COBERTURA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

**BOLIVIA: EVOLUCION DE LA COBERTURA NACIONAL ENTRE 1992 A 2025**



**ES POSIBLE LOGRAR LA UNIVERSALIZACION DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.**

**CADA AÑO LA COBERTURA DEBERA CRECER AL MENOS 2,1%.**

# DEBILIDADES DEL SECTOR

- ▶ Inexistencia de contratos de suministro de electricidad con la generación.
- ▶ Sistemas eléctricos rurales y sistemas aislados desintegrados con operadores independientes.
- ▶ Recursos técnicos y económicos limitados que dificultan a las empresas medianas y pequeñas brindar un servicio en el marco de la normativa.
- ▶ Tarifas en sistemas rurales y sistemas aislados superiores respecto a las tarifas urbanas del SIN.
- ▶ Sistemas eléctricos con niveles de calidad por debajo de los establecidos en la normativa.
- ▶ Sistemas aislados que utilizan combustibles fósiles con altos niveles de emisión de GEI.
- ▶ Reglamentación no acorde a la realidad de las empresas que operan en las áreas rurales. Vacíos legales en la reglamentación.
- ▶ Normativa orientada a grandes empresas distribuidoras Sociedades Anónimas.

# PROBLEMAS DETECTADOS

- ❑ La variación en los precios de gas y de los precios de nodo, ocasionó la variación de las tarifas al consumidor final, lo que a su vez generó el reclamo de los consumidores y la atención de los medios de prensa.
- ❑ Se hizo dificultoso poder explicar ante las organizaciones sociales y grupos de consumidores, los mecanismos de determinación tarifaria y las diferencias entre las distintas categorías.
- ❑ Diferencias tarifarias significativas entre consumidores de las áreas rurales y urbanas. Un consumidor rural pagaba más por el servicio que uno urbano. Se determinó una gran cantidad de pequeñas distribuidoras en el área rural.
- ❑ Se detectó que el costo de conexión era una barrera para el ingreso y permanencia de nuevos usuarios de sistemas rurales en el sistema eléctrico.

# ACCIONES REALIZADAS

- ❑ Mediante DS 27302, se logró que los costos de desarrollo (costos de distribución) entre los sistemas urbanos y rurales sean los mismos. Esto generó el subsidio entre los consumidores urbanos hacia los rurales.
- ❑ Con el mismo DS, se crearon los Fondo de Estabilización como mecanismo de atenuación de los impactos a los consumidores de electricidad ocasionados por variaciones en los precios de compra o como resultado de los estudios tarifarios.
- ❑ También este mismo DS permitió introducir dentro las inversiones de la distribuidora, los medidores y componentes de acometidas para nuevos usuarios.

# ACCIONES REALIZADAS

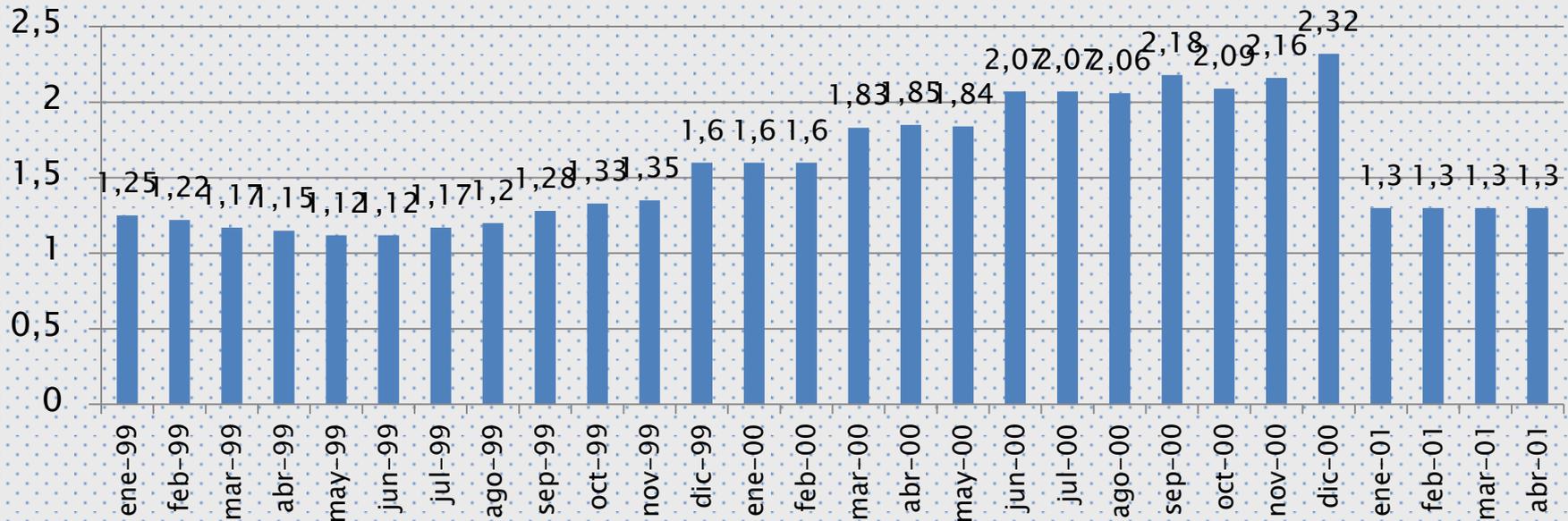
- ❑ Así mismo, en la siguiente revisión tarifaria se introdujeron los cargos tarifarios crecientes y cargos mínimos con derecho a un consumo (tarifas sociales).
- ❑ Se reagruparon las categorías en cada empresa para tratar de reducir la cantidad de categorías, considerando la afinidad entre las mismas.
- ❑ Mediante DS 28653, se introdujo la aplicación de la Tarifa Dignidad, consistente en un descuento de 25% en la factura de los usuarios domiciliarios con consumos menores a 70 kWh.

# **ESTABILIZACIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL**

# VARIACIÓN PRECIO GAS

- ▶ Art 41 del Reglamento de Comercialización de Gas (DS 24399):
  - *Se determinará el precio ponderado de venta de exportación a la Argentina y Brasil puesto en Boca de Pozo. Al monto señalado se sumará la tarifa de transporte del gas natural para el consumo interno.*
  - *El valor de ii) se multiplicará por el factor 1.1494, y el resultado será el precio de venta en el punto de entrega en el mercado interno para los productores y cargadores.*

# VARIACIÓN PRECIO GAS

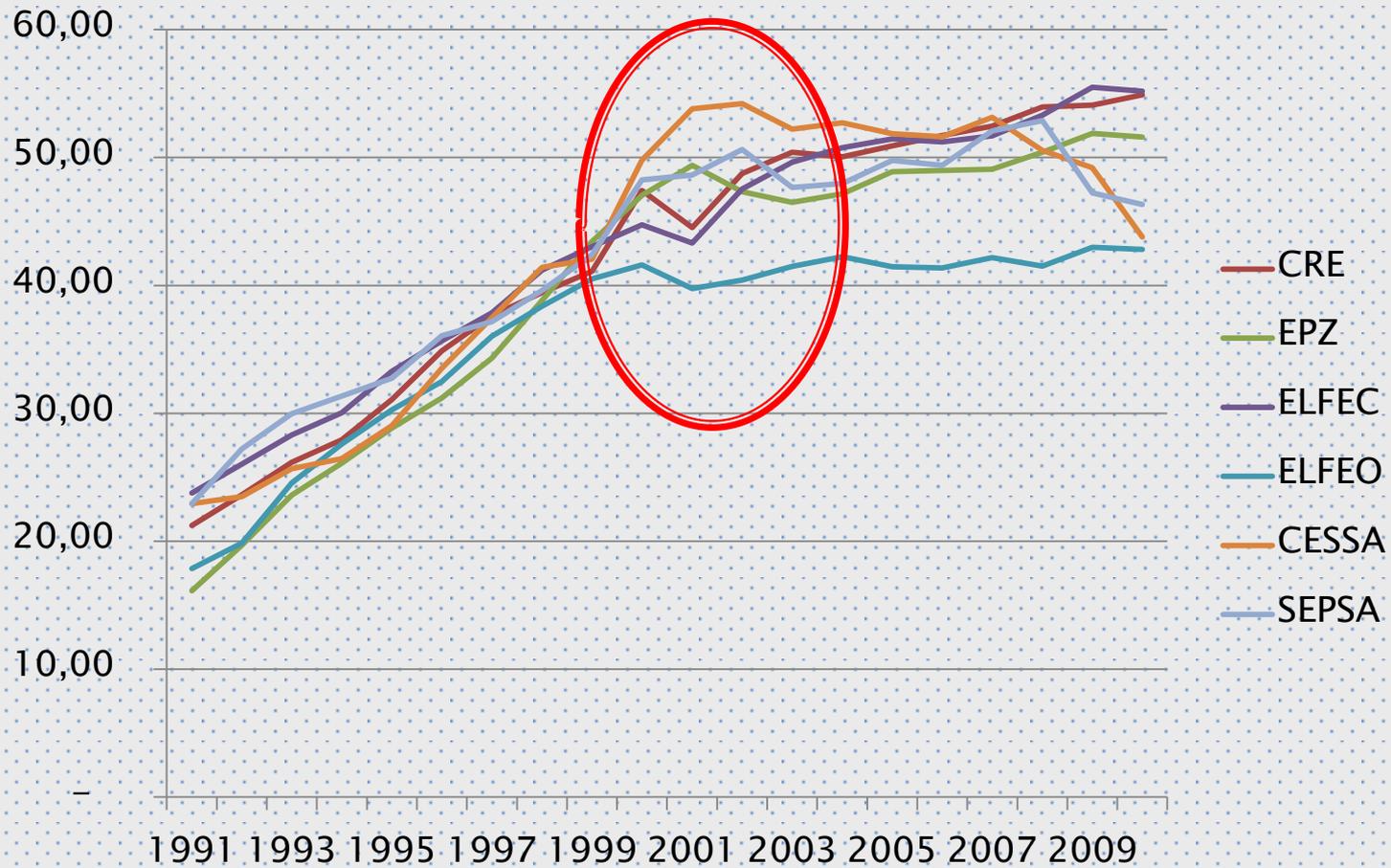


Estas variaciones incidieron en forma directa en los precios de energía y por consiguiente en la tarifa al consumidor final.

# EFECTO DE LOS PRECIOS DE NODO

- ▶ Art 24 del RPT establece la aprobación semestral (mayo y noviembre) de los precios de nodo, que son utilizados para el cálculo de las tarifas de distribución.
- ▶ Los precios semestrales son la base para el cálculo de las tarifas de electricidad, por tanto, las variaciones semestral afectaron en forma directa a las tarifas al consumidor final.

# EFECTO EN LAS TARIFAS Bs/kWH



# FONDO DE ESTABILIZACIÓN

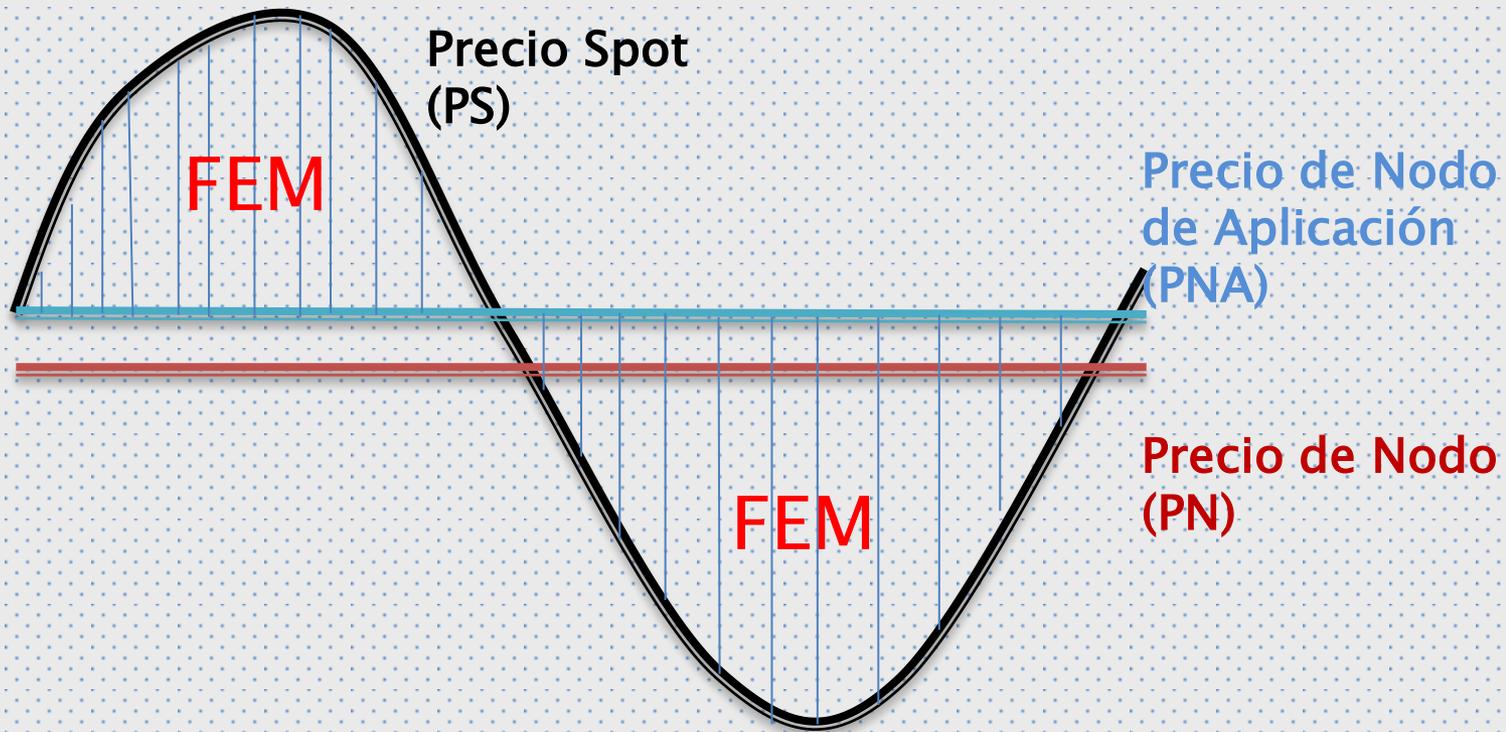
# ESTABILIZACIÓN DE TARIFAS

- Mecanismo creado mediante DS 27302 que sirve para limitar las variaciones en las tarifas de distribución, ocasionadas por los costos de compra y otros costos de distribución.
- Las diferencias en los ingresos que generan estos precios y tarifas son acumuladas en el Fondo de Estabilización.
- La variación máxima semestral en la tarifa al consumidor es de  $\pm 3\%$ , sin embargo, en los últimos años este porcentaje no ha sido aplicado y la tarifa al consumidor no ha tenido variación.

# FONDO DE ESTABILIZACIÓN MERCADO MAYORISTA

- El Fondo de Estabilización mensual resulta de la diferencia entre los valores de energía y potencia determinados en las transacciones spot del MEM y los valores determinados con los precios de nodo de aplicación.
- Las transacciones a precios de nodo de aplicación son los importes valorizados de la energía, de la potencia de punta y de la potencia de reserva fría, a los precios de nodo de aplicación correspondientes
- Los precios de Nodo de Aplicación son el resultado de multiplicar los precios de Nodo aprobados semestralmente por los factores de estabilización aprobados mediante Resolución

# FONDO DE ESTABILIZACIÓN MERCADO MAYORISTA



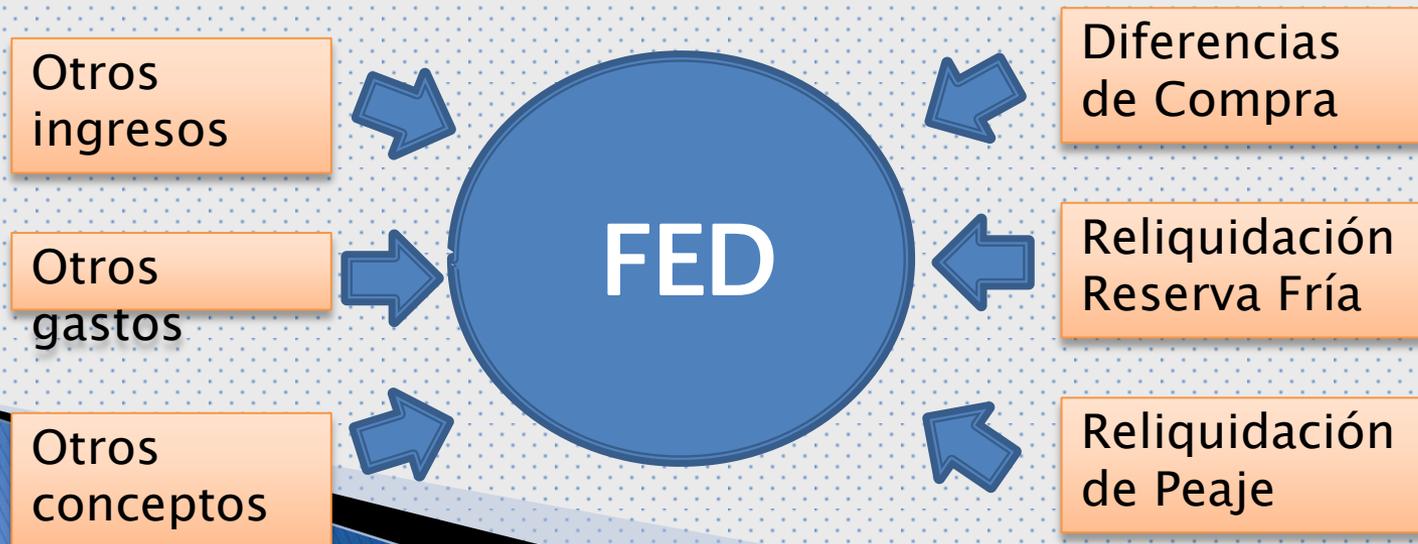
$$PNA = PN * fem$$

fem → Es el factor de estabilización de mayorista próximo a 1.

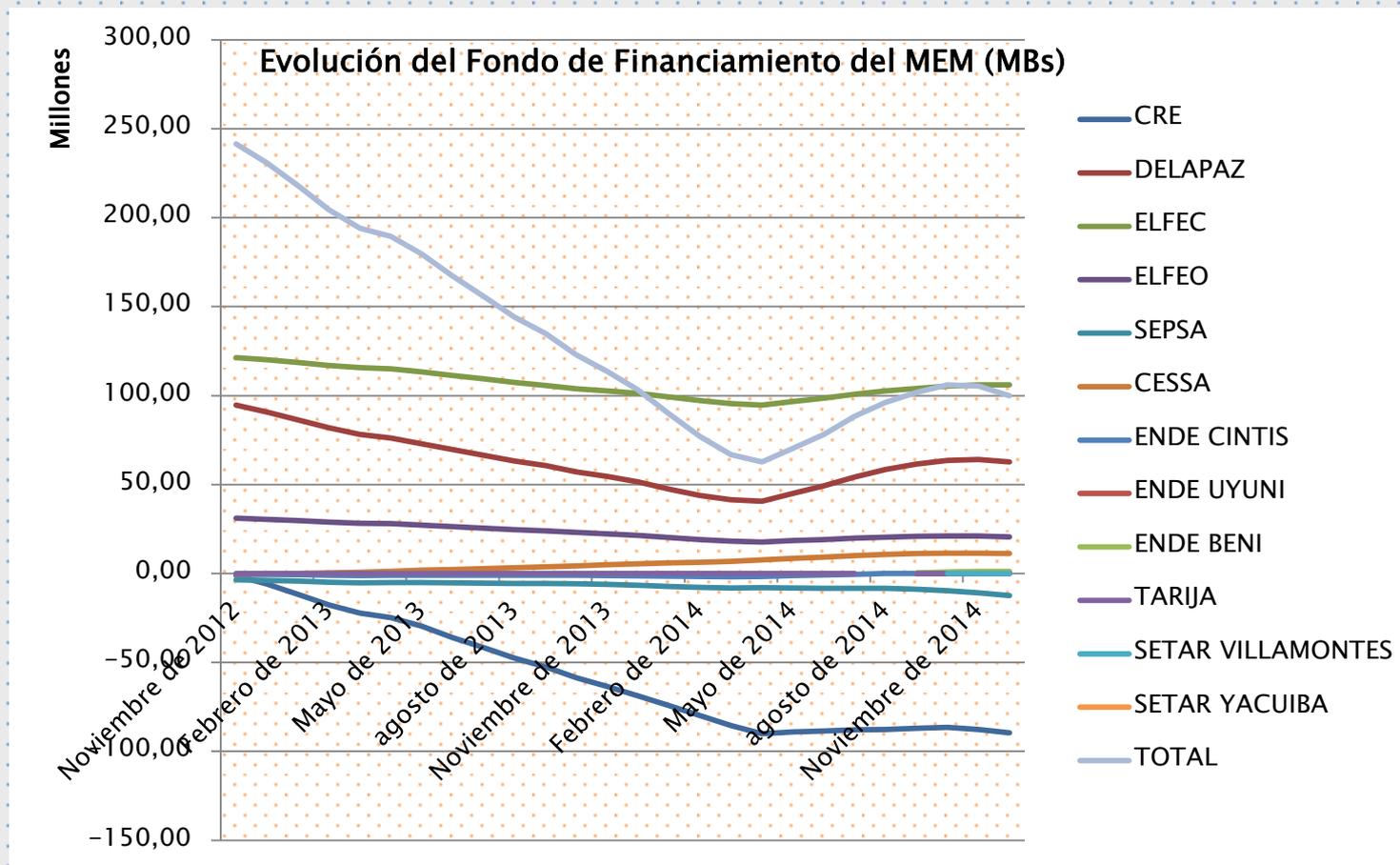
**LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE ESTABILIZACIÓN PERMITE MODULAR LA TARIFA AL CONSUMIDOR FINAL.**

# FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- ▶ Es utilizado para las variaciones tarifarias ocasionadas como resultado de estudios tarifarios. También es utilizado como mecanismo de balance para el reconocimiento de todos aquellos costos o ingresos extraordinarios que no son considerados en el cálculo de la tarifa.
- ▶ Entre los conceptos más importantes que son considerados en el FED:

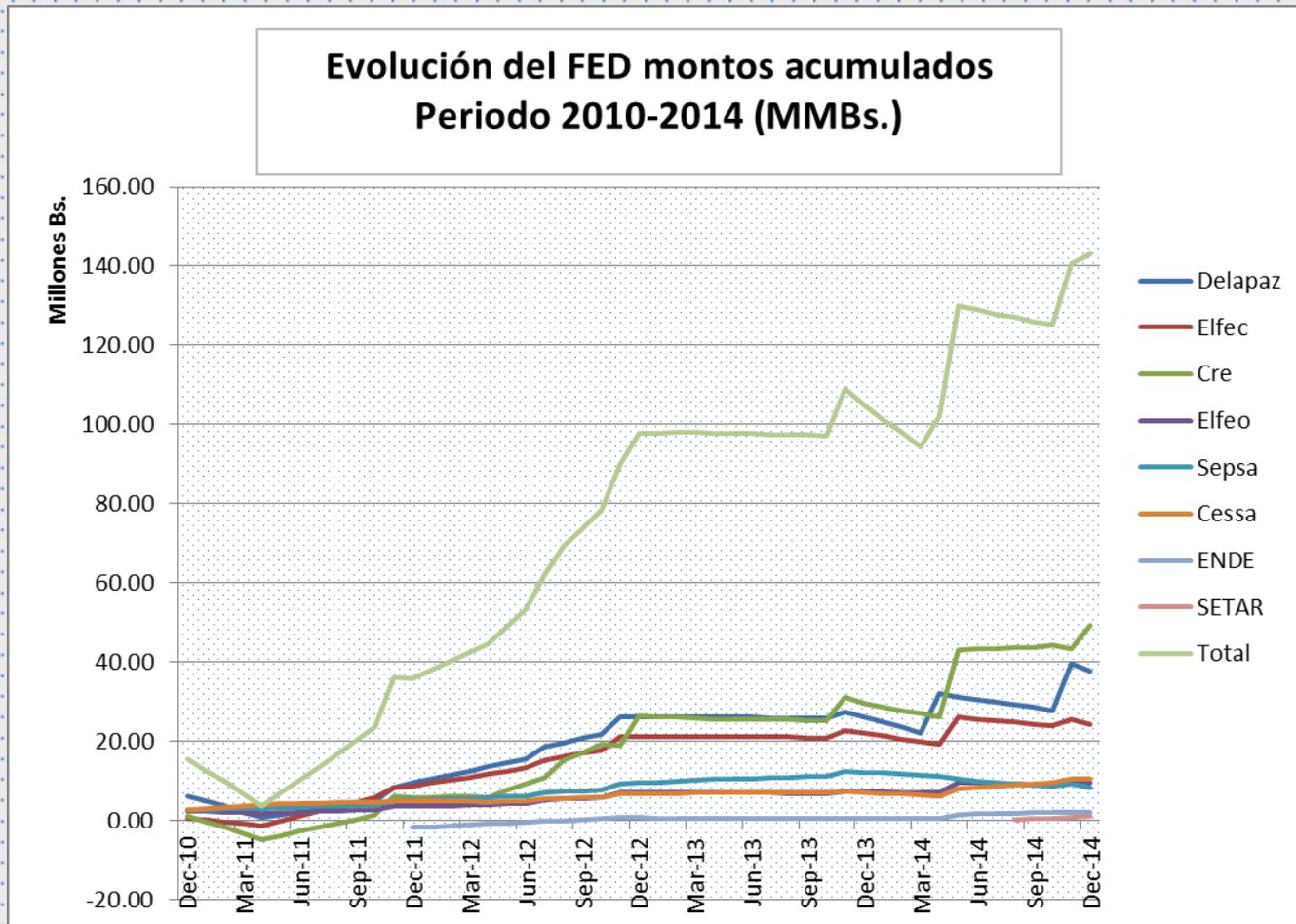


# FONDOS DE ESTABILIZACIÓN MAYORISTA – FEM



A diciembre de 2014, los consumidores deben a las empresas 99 Millones de Bolivianos.

# FONDOS DE ESTABILIZACIÓN DE DISTRIBUCIÓN – FED

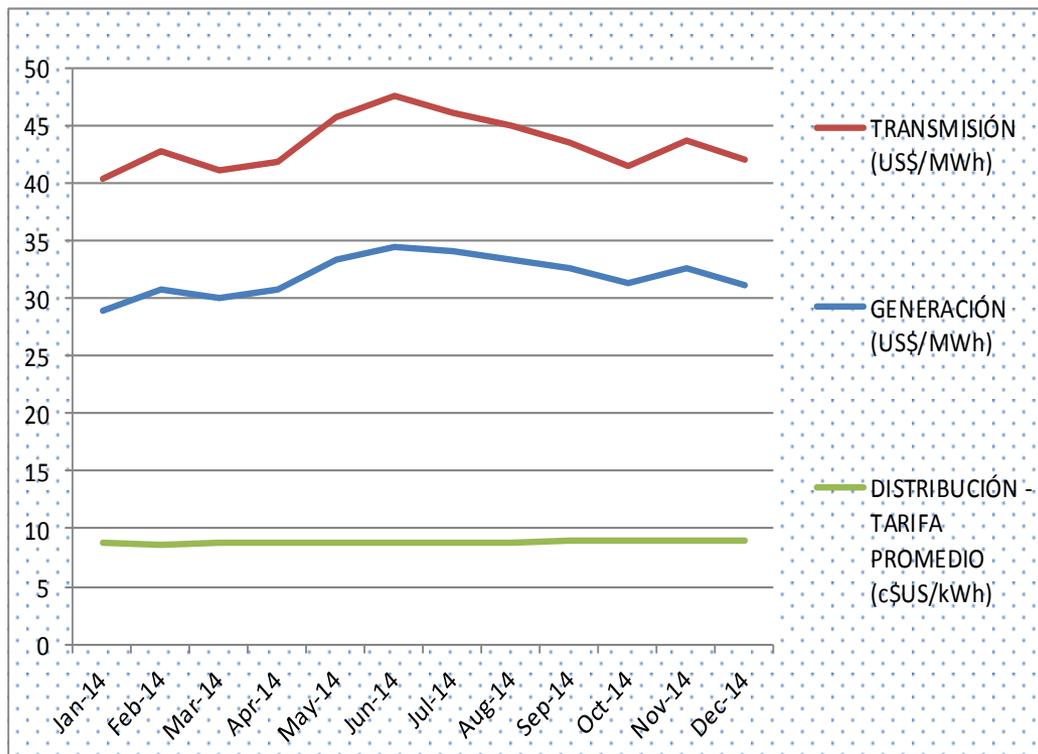


A diciembre de 2014, los consumidores deben a las empresas 143.16 Millones de Bolivianos.

## PRECIOS DE ELECTRICIDAD EN EL SIN (2014)

SIN IVA

	Jan-14	Feb-14	Mar-14	Apr-14	May-14	Jun-14	Jul-14	Aug-14	Sep-14	Oct-14	Nov-14	Dec-14
<b>GENERACIÓN (US\$/MWh)</b>	28.99	30.83	29.97	30.79	33.44	34.47	34.04	33.36	32.58	31.28	32.59	31.17
<b>TRANSMISIÓN (US\$/MWh)</b>	40.46	42.78	41.16	41.86	45.8	47.54	46.18	44.94	43.52	41.56	43.68	42.07
<b>DISTRIBUCIÓN - TARIFA PROMEDIO (c\$US/kWh)</b>	8.72	8.68	8.74	8.74	8.70	8.77	8.72	8.78	8.90	8.93	8.97	9.05

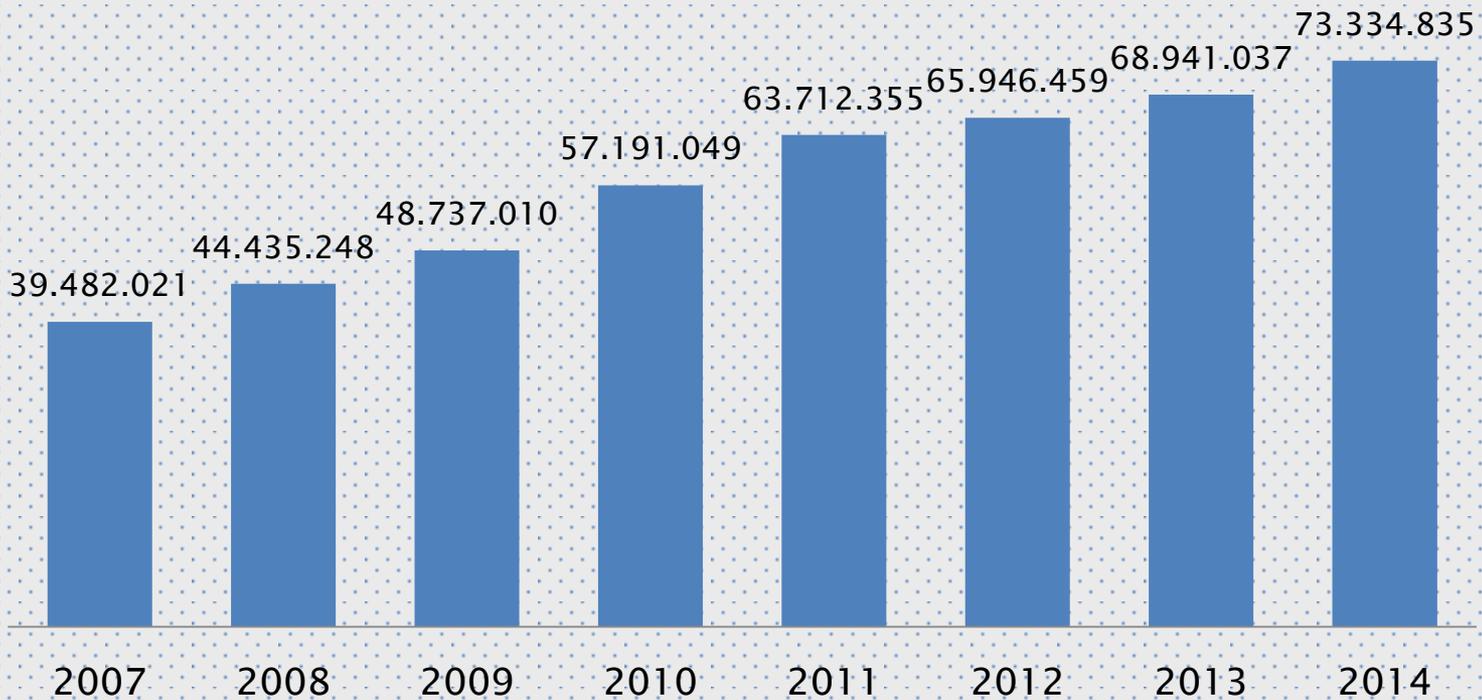


# TARIFA DIGNIDAD

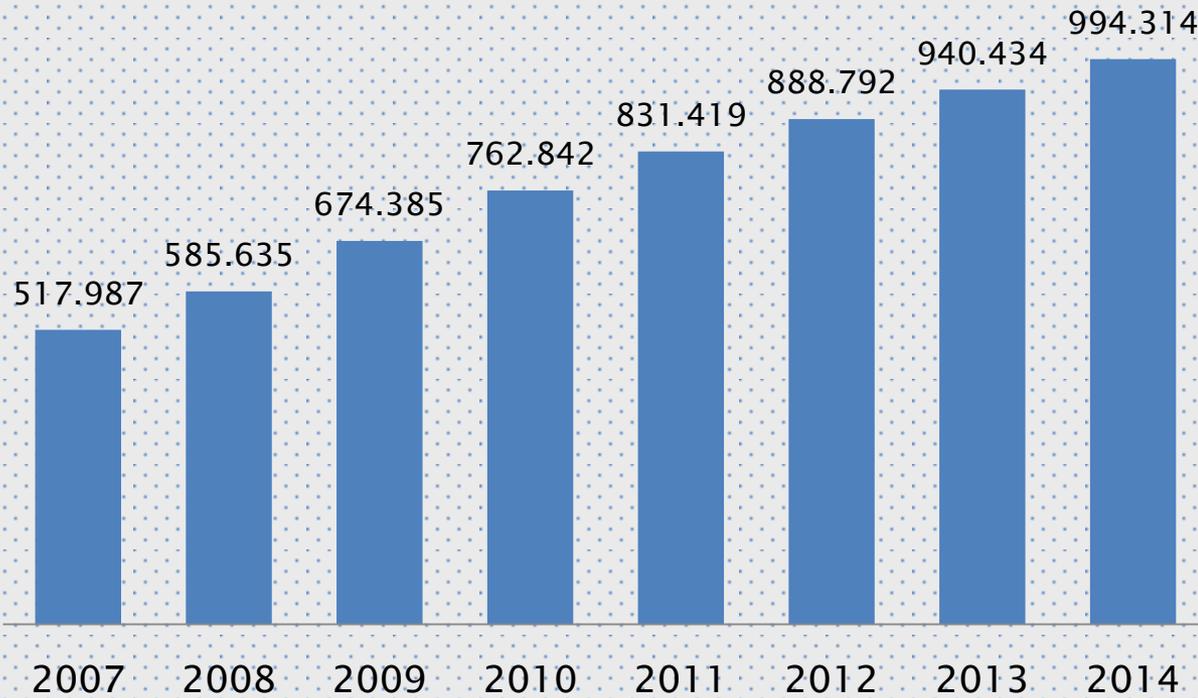
# TARIFA DIGNIDAD

La Tarifa Dignidad consiste en un descuento del veinticinco por ciento (25%) sobre el importe total facturado de los usuarios domiciliarios de un consumo de hasta 70 kWh/mes atendidos por las Empresas de Distribución que operan en el Sistema Interconectado Nacional y en Sistemas Aislados y Menores.

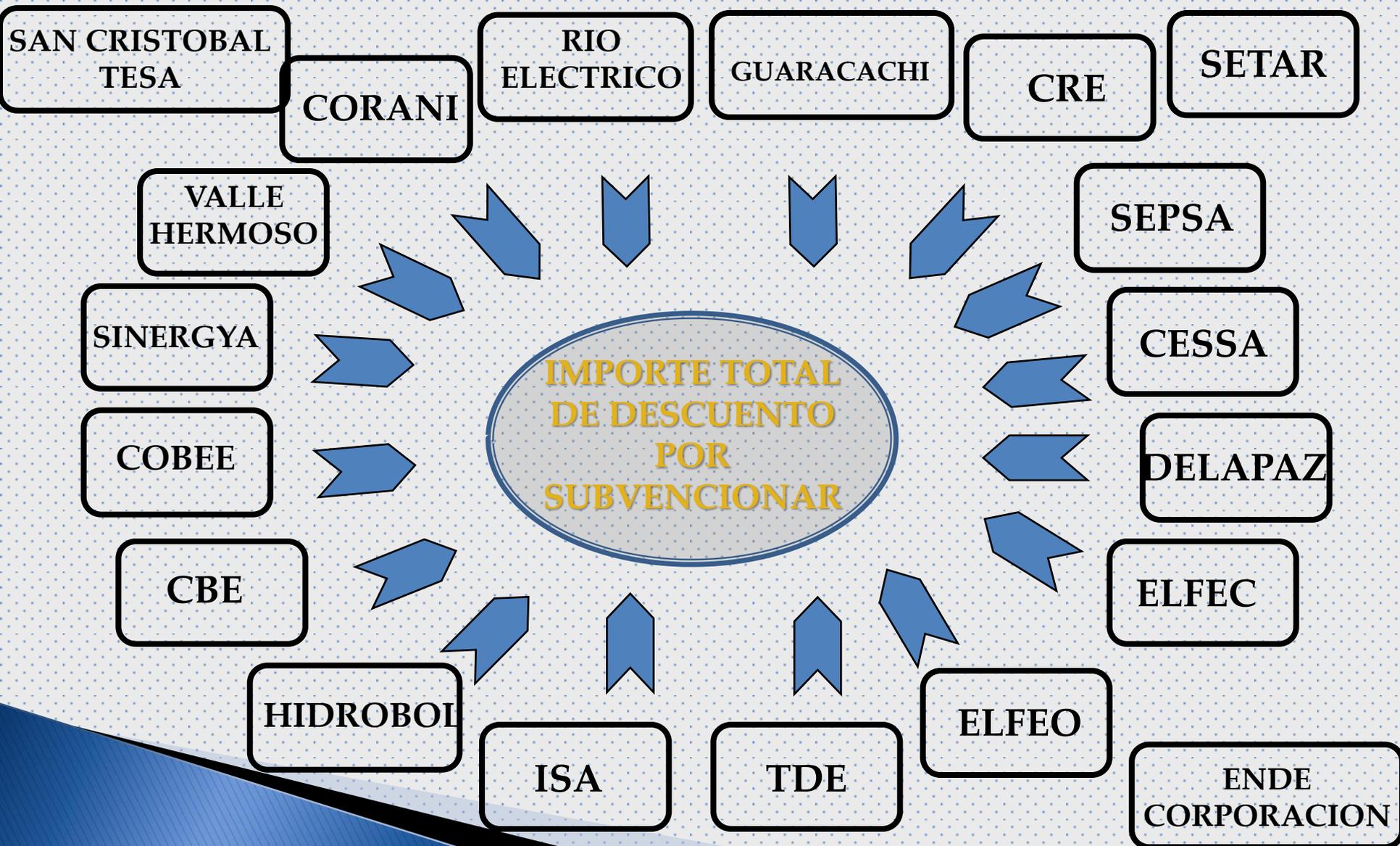
# DESCUENTOS ANUALES (Bs)



# CONSUMIDORES BENEFICIARIOS

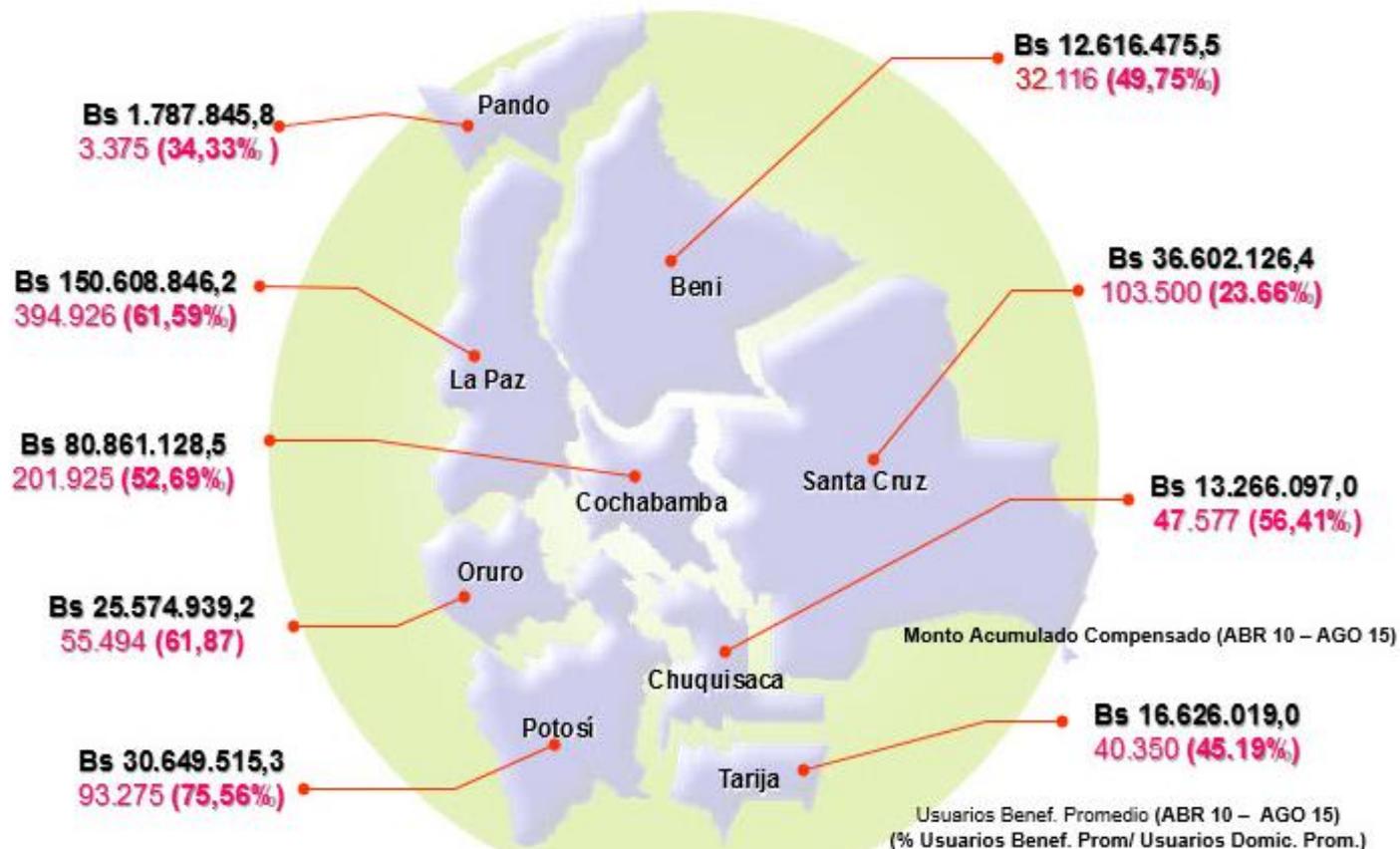


# TARIFA DIGNIDAD – FINANCIADORES



# TARIFA DIGNIDAD – BENEFICIOS

## Resultados Tarifa Dignidad (abril 10 – agosto 15)



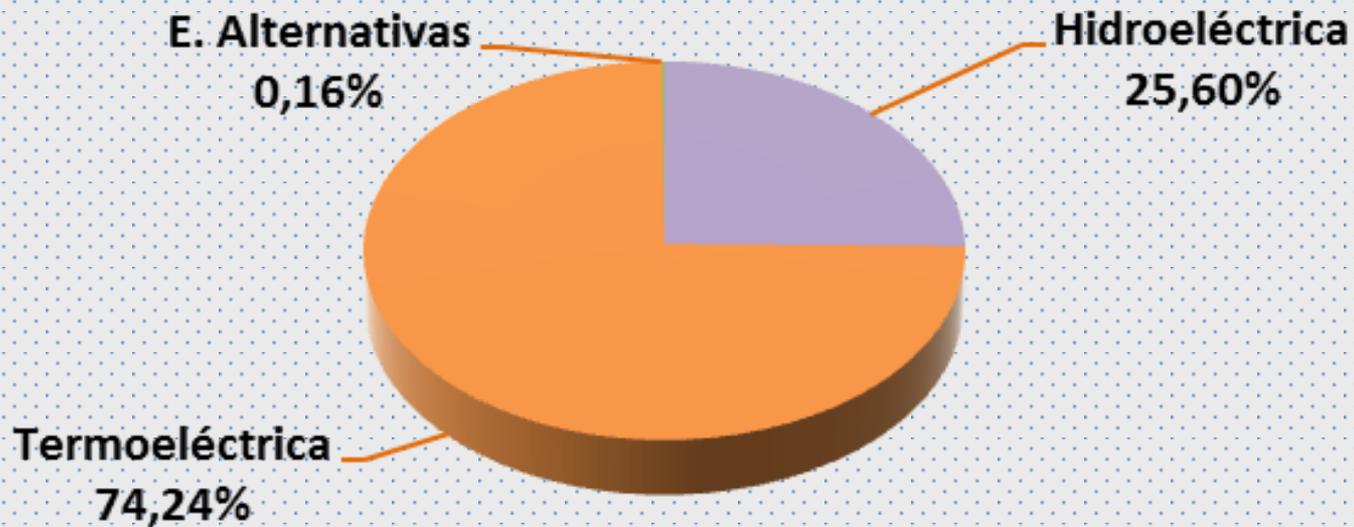
Monto Total Descontado: Bs368.592.993,0 de abril 2010 a agosto 2015

Usuarios Beneficiados Promedio: 972.575 (50,57%) de abril 2010 a agosto 2015

# **INFORMACIÓN ESTADÍSTICA**

# Potencia instalada por tipo de generación del SIN Periodo 2014

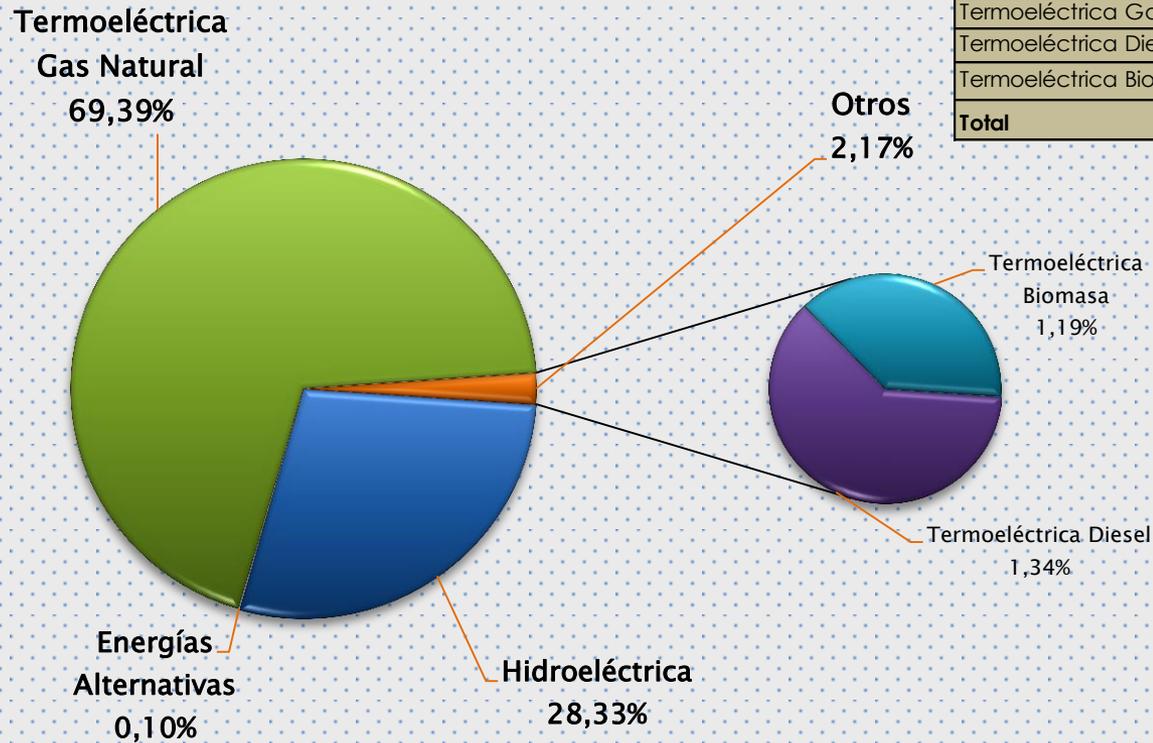
Potencia Instalada (MW)			
Hidro	Termo	E. Alternativas	Total
493.7	1,463.1	3.0	1,959.8



# Generación Bruta - SIN

## Participación por tipo de generación

### Período 2014



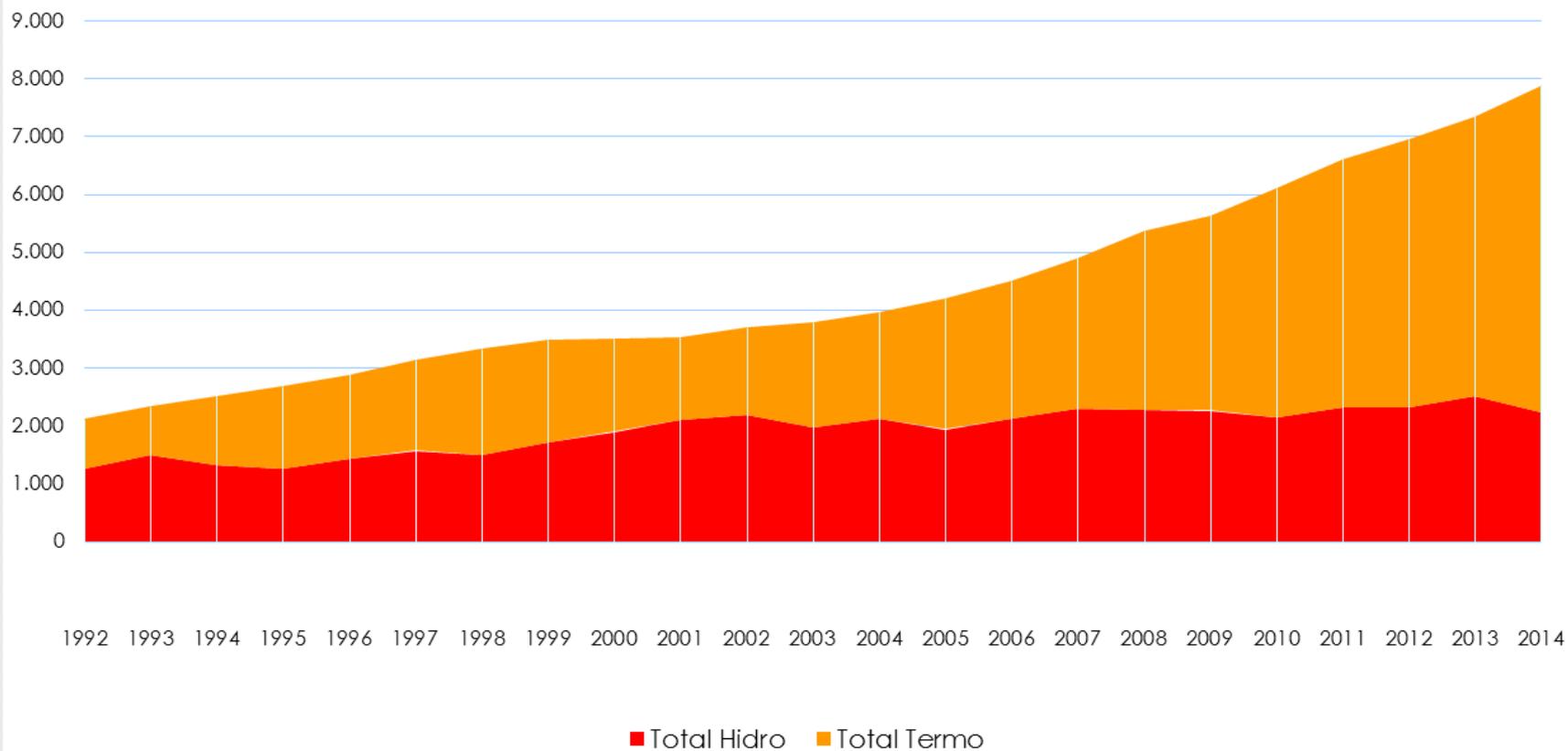
Generación Bruta de Energía por tipo de combustible	(GWh)
Hidroeléctrica	2,235.1
Energías Alternativas	8.2
Termoeléctrica Gas Natural	5,474.1
Termoeléctrica Diesel	105.7
Termoeléctrica Biomasa	65.7
<b>Total</b>	<b>7,888.7</b>

# Sistema Interconectado Nacional

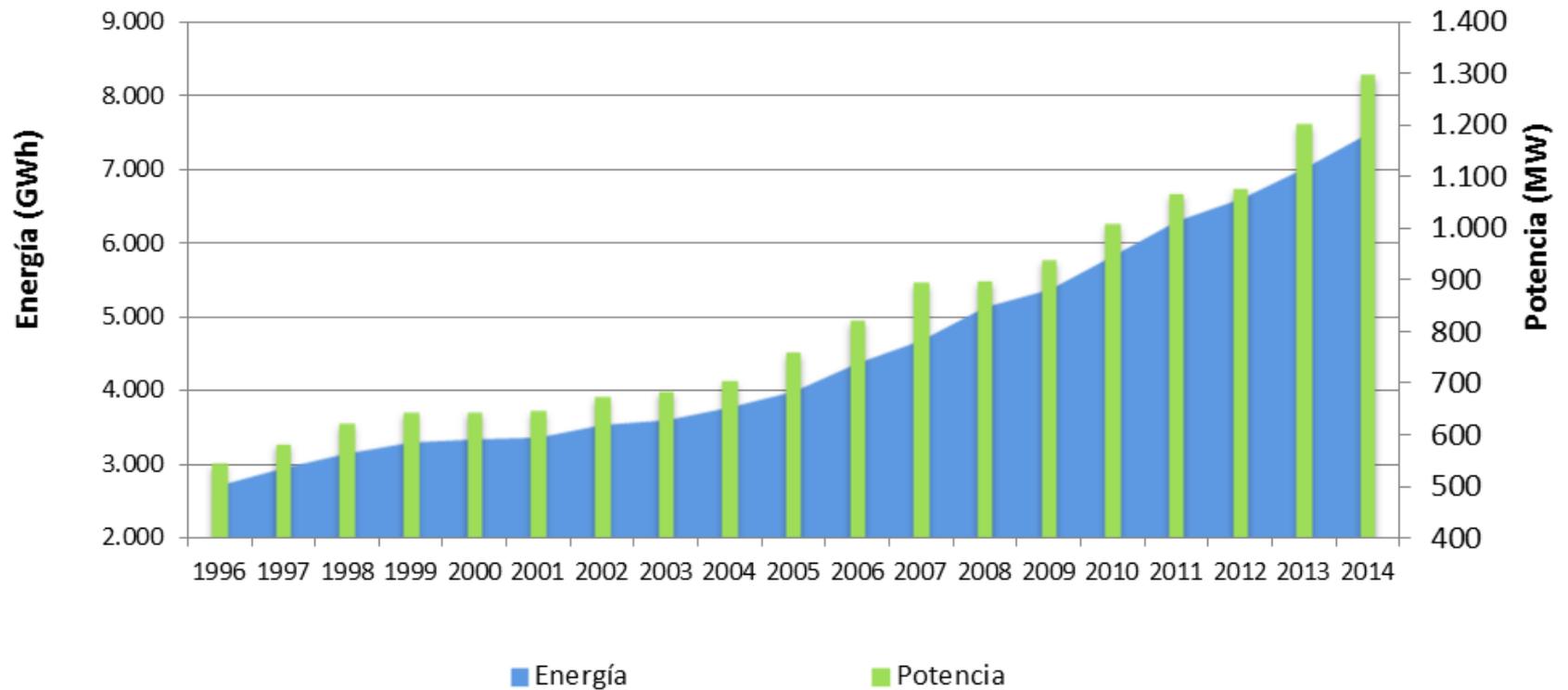
## Longitud de Líneas de Transmisión-2014

Sistema	Operador o Responsable	NIVEL DE TENSIÓN			TOTAL (km.)	Porcentaje %
		230 kV	115 kV	69 kV		
		LONGITUDES EN km.				
S.T.I.	TDE	991,58	994,55	112,11	2.098,24	60,79%
	ISA	587,00	-	-	587,00	17,91%
	ENDE	393,37	373,05	-	766,42	22,20%
<b>Total S.T.I.</b>		<b>1.971,95</b>	<b>1.367,60</b>	<b>112,11</b>	<b>3.451,66</b>	<b>100,00%</b>

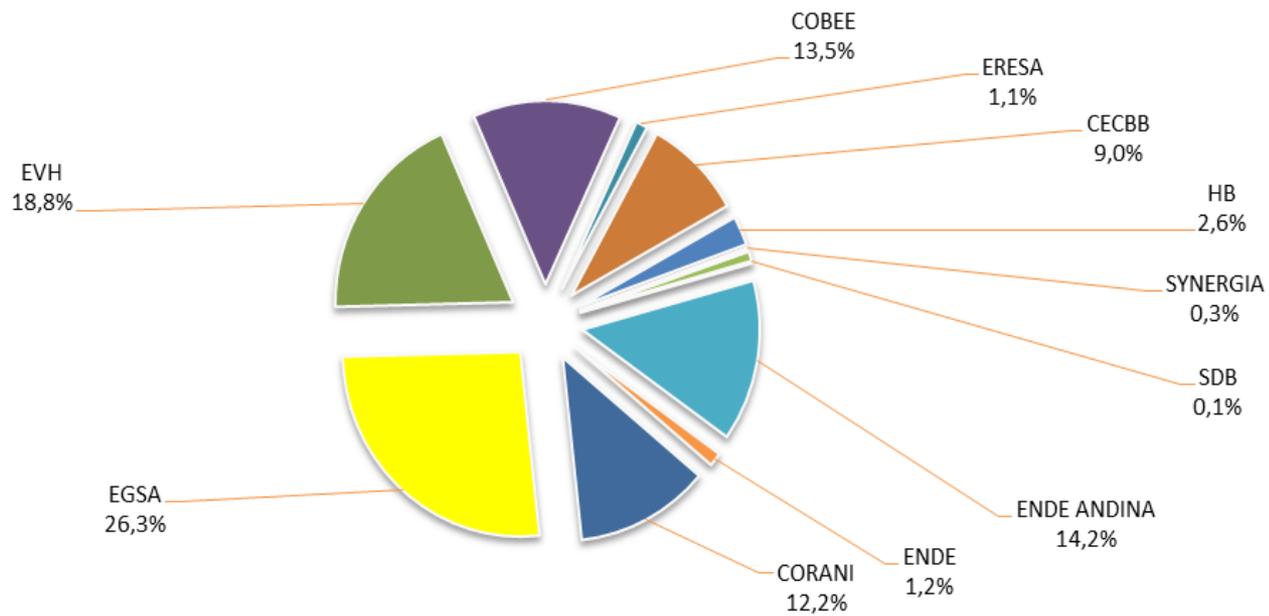
## Evolución anual Generación Bruta Hidroeléctrica y Termoeléctrica (GWh) Período 1992 - 2014 - SIN



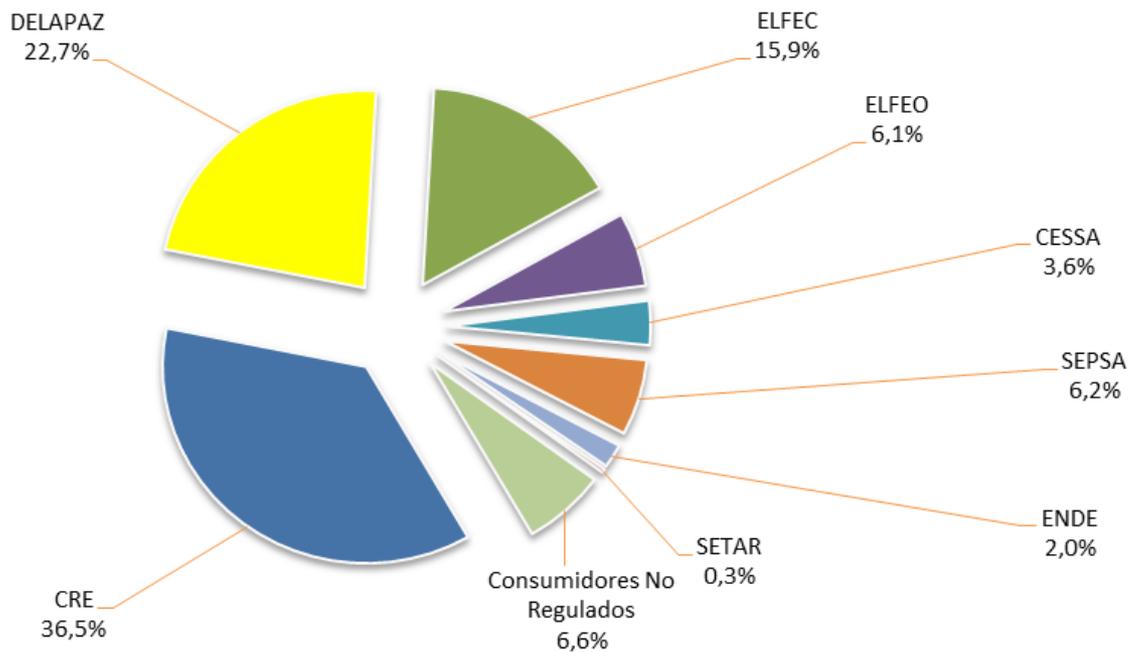
## Evolución anual de la demanda de Electricidad Período (1996-2014) - MEM



## Participación de los Generadores en las Inyecciones de Energía Período 2014 - MEM



## Participación de los Consumidores en los Retiros de Energía Periodo 2014 - MEM

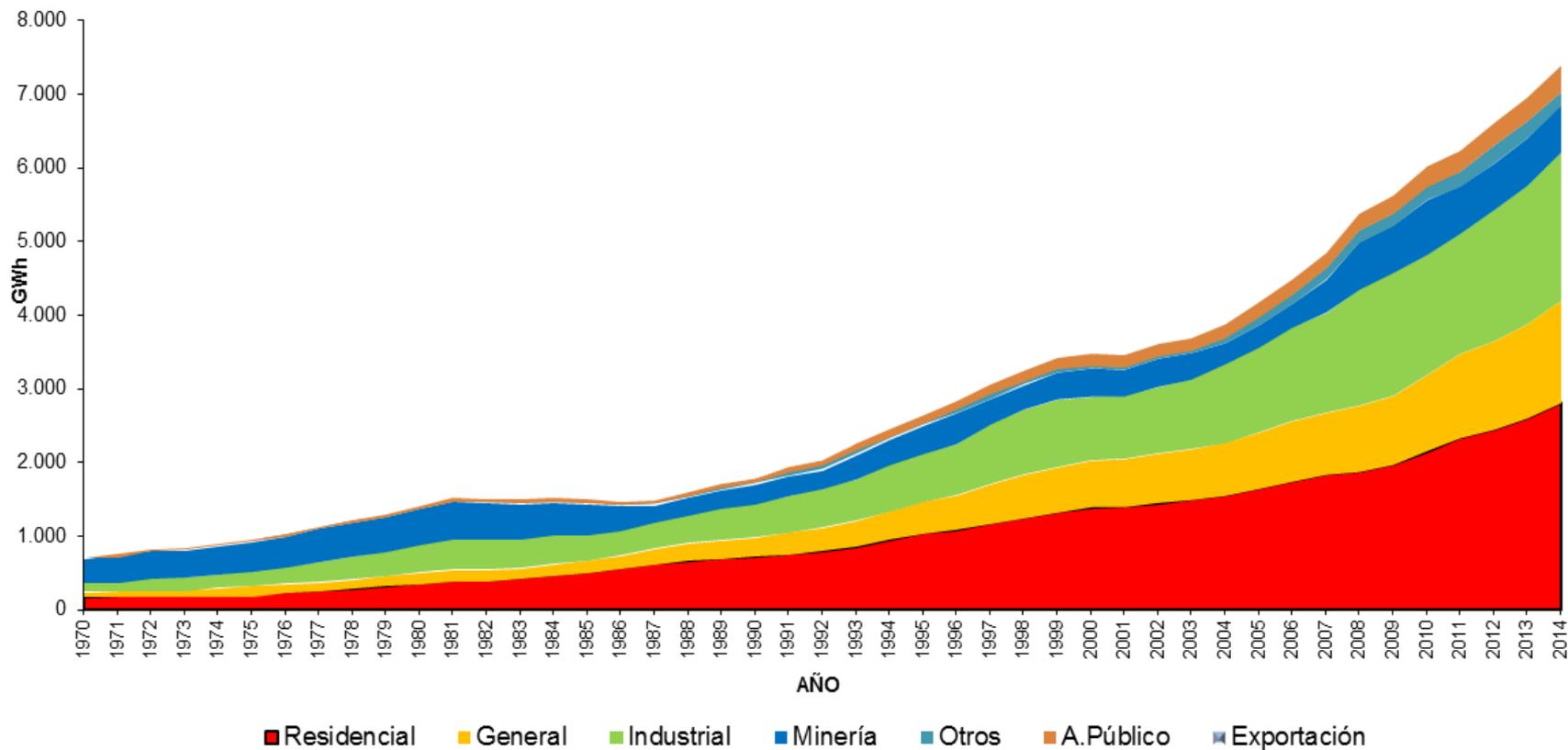


# EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

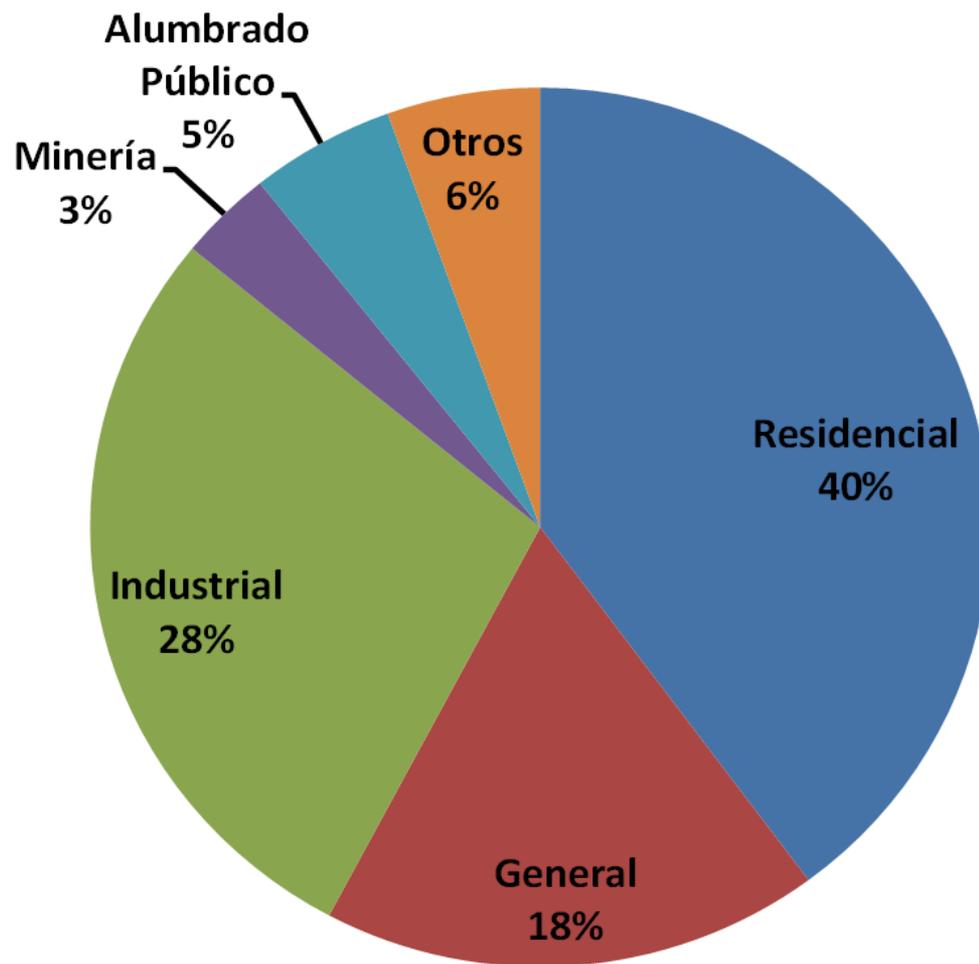
## VENTAS DE ENERGÍA-TARIFA PROMEDIO – NUMERO DE CONSUMIDORES 2014

Año	Total	Promedio	Total
2008	4,135,225.33	7.13	1,231,651
2009	4,358,736.51	7.43	1,326,231
2010	4,761,780.64	7.42	1,424,179
2011	5,125,601.22	7.94	1,544,475
2012	5,590,368.11	8.10	1,685,221
2013	5,924,577.18	8.36	1,895,943
2014	6,373,138.23	8.82	25,152
Empresa	Ventas de electricidad [MWh]	Tarifa promedio [cUS\$/kWh] (sin IVA)	Número de consumidores
DELAPAZ	1,516,523.88	9.09	709980
CRE	2,511,317.54	8.71	486306
ELFEO	424,957.78	7.22	92118
CESSA	248,370.34	8.31	87697
SEPSA - Potosí	266,295.00	8.62	112127
SEPSA - Sistema Sur	66,537.32	5.94	5
SEPSA - Villazón	9,341.13	11.33	9706
SEPSA - San Bartolomé	81,035.12	5.21	1
ELFEC	1,077,018.46	9.33	488851
ENDE - Trinidad	77,694.51	12.67	27730
*ENDE - Rurrenabaque	7,019.18	9.69	2990
*ENDE - Santa Rosa	1,639.70	11.11	1143
*ENDE - Reyes	2,033.24	10.69	1552
ENDE - Yucumo	1,976.67	13.08	2408
ENDE - Moxos	2,939.00	11.44	2246
ENDE - S. Borja	7,309.93	11.55	4231
ENDE - Camargo	5,014.55	14.89	8534
ENDE - Uyuni	10,170.22	10.85	7222
SETAR - Tarija	47,311.18	11.93	64665
SETAR - El Puente	335.77	11.28	869
SETAR - Villamontes	6,656.12	12.82	10973.00
SETAR - Yacuiba	1,641.58	12.32	25152.00
<b>Total</b>	<b>6,373,138.23</b>	<b>8.82</b>	<b>2,146,506.00</b>

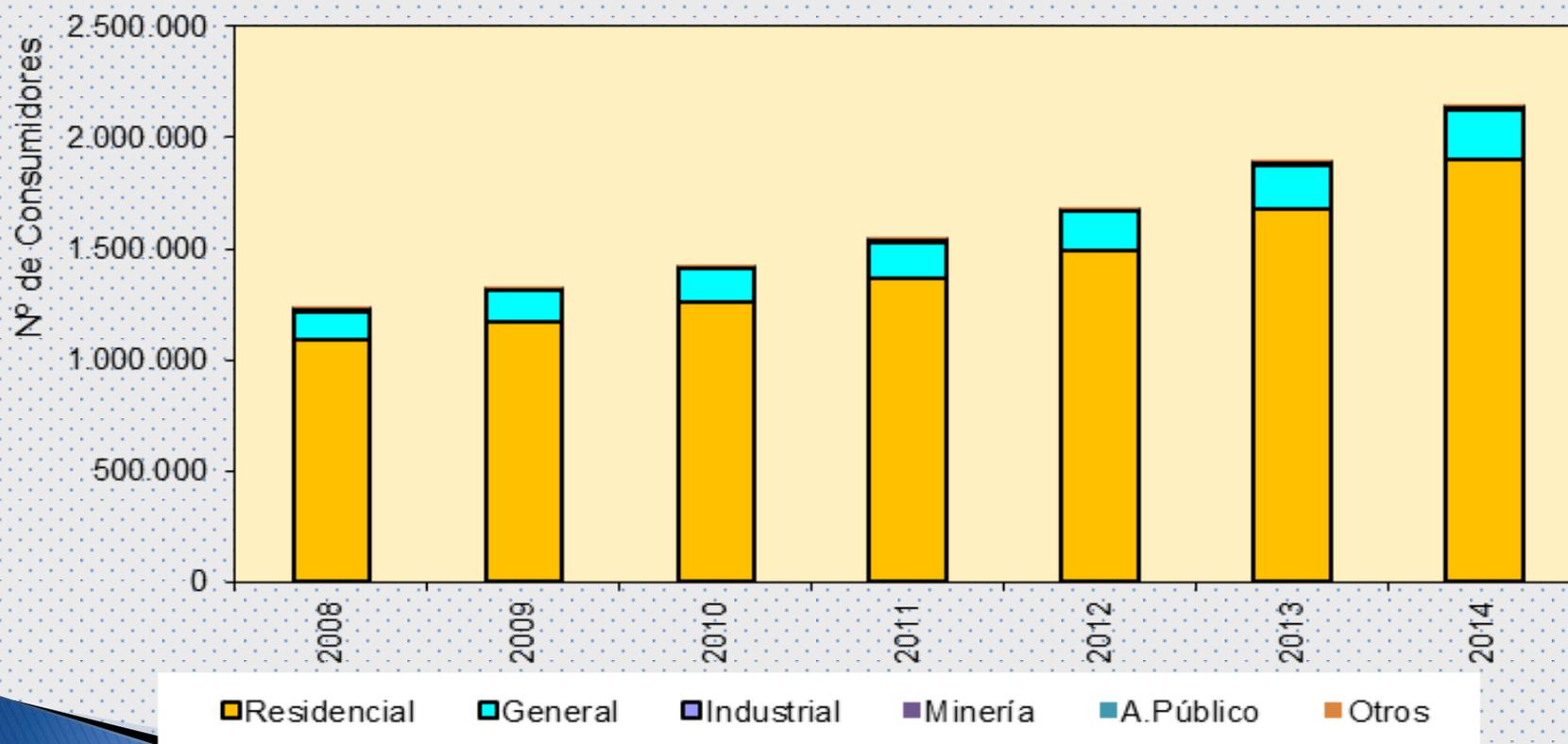
## Evolución de la Demanda de Electricidad en Bolivia (SIN y Sistemas Aislados) Período 1970-2014



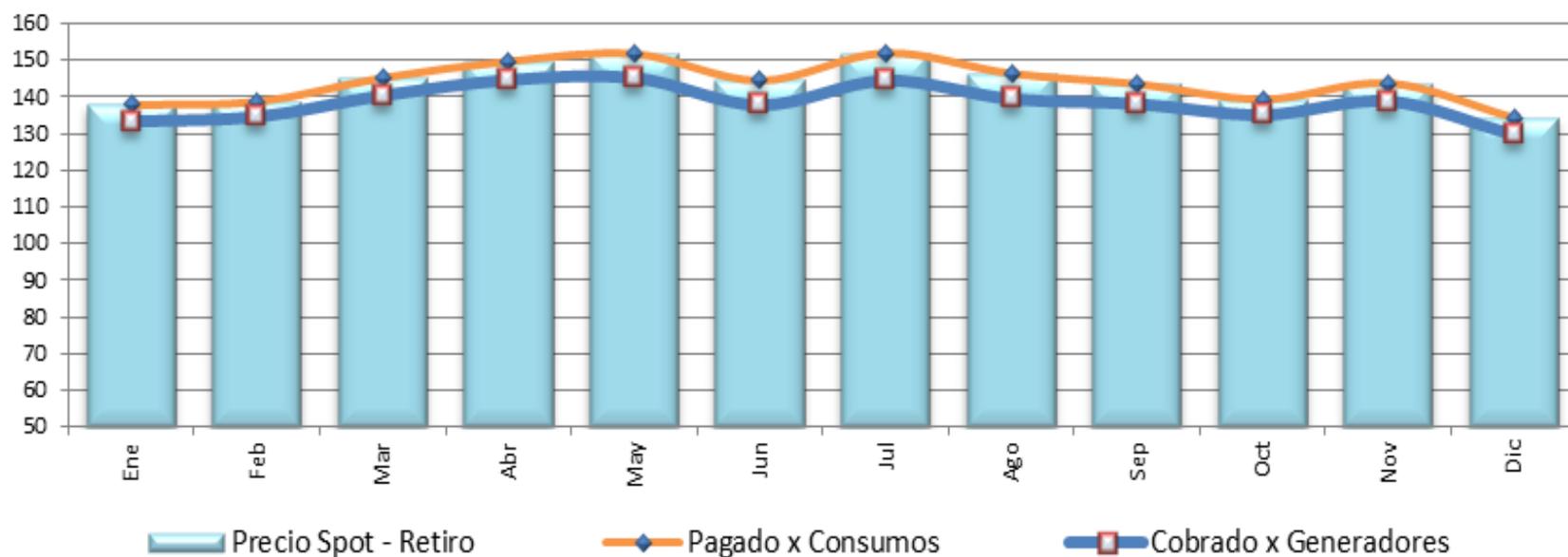
# Estructura de consumos



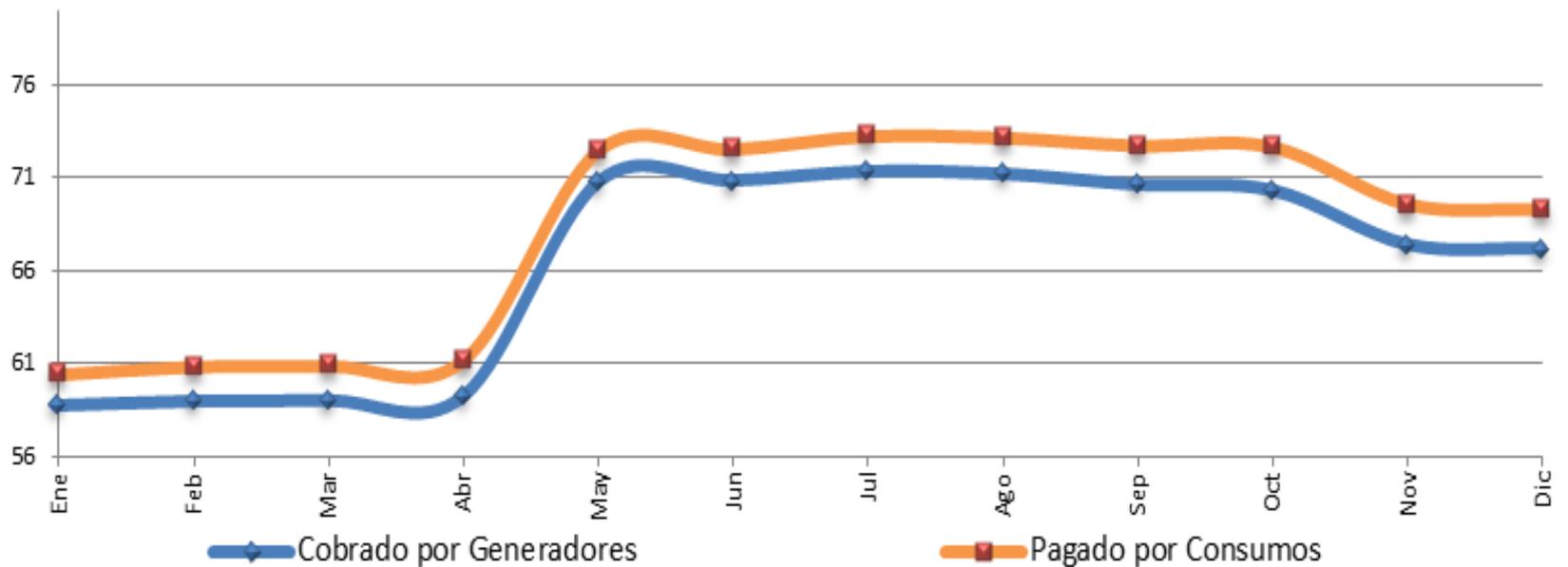
## Evolución número de Consumidores Periodo (2008- 2014) - SIN



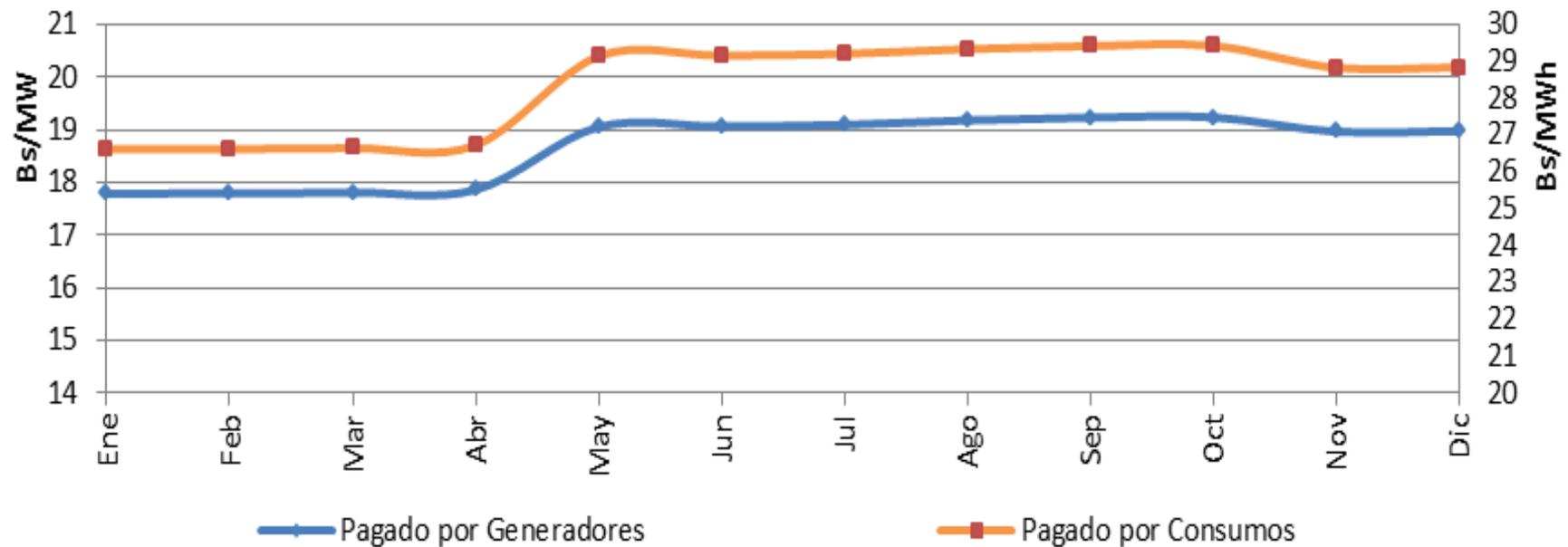
## Precio Energía (Bs/MWh) Período 2014 - MEM



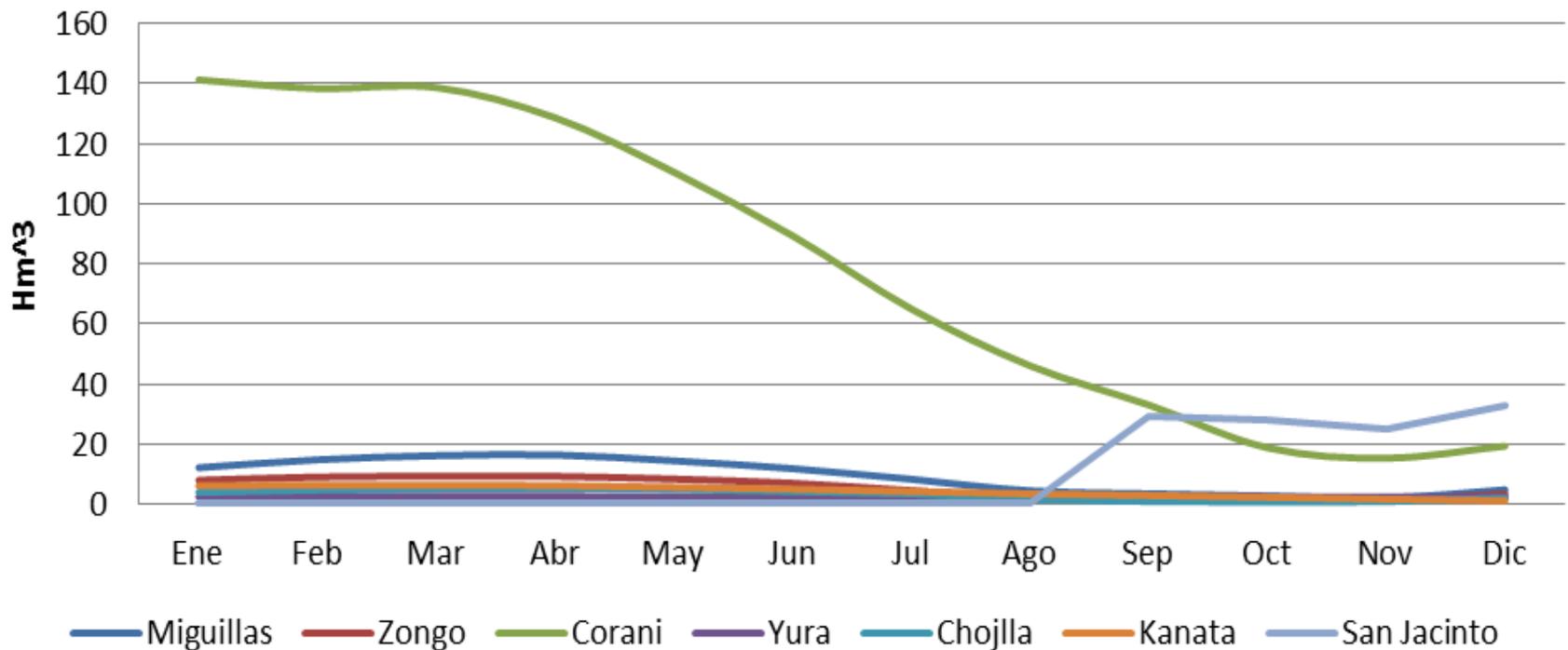
## Precio Potencia Firme y Punta (Bs/MW) Período 2014 - MEM



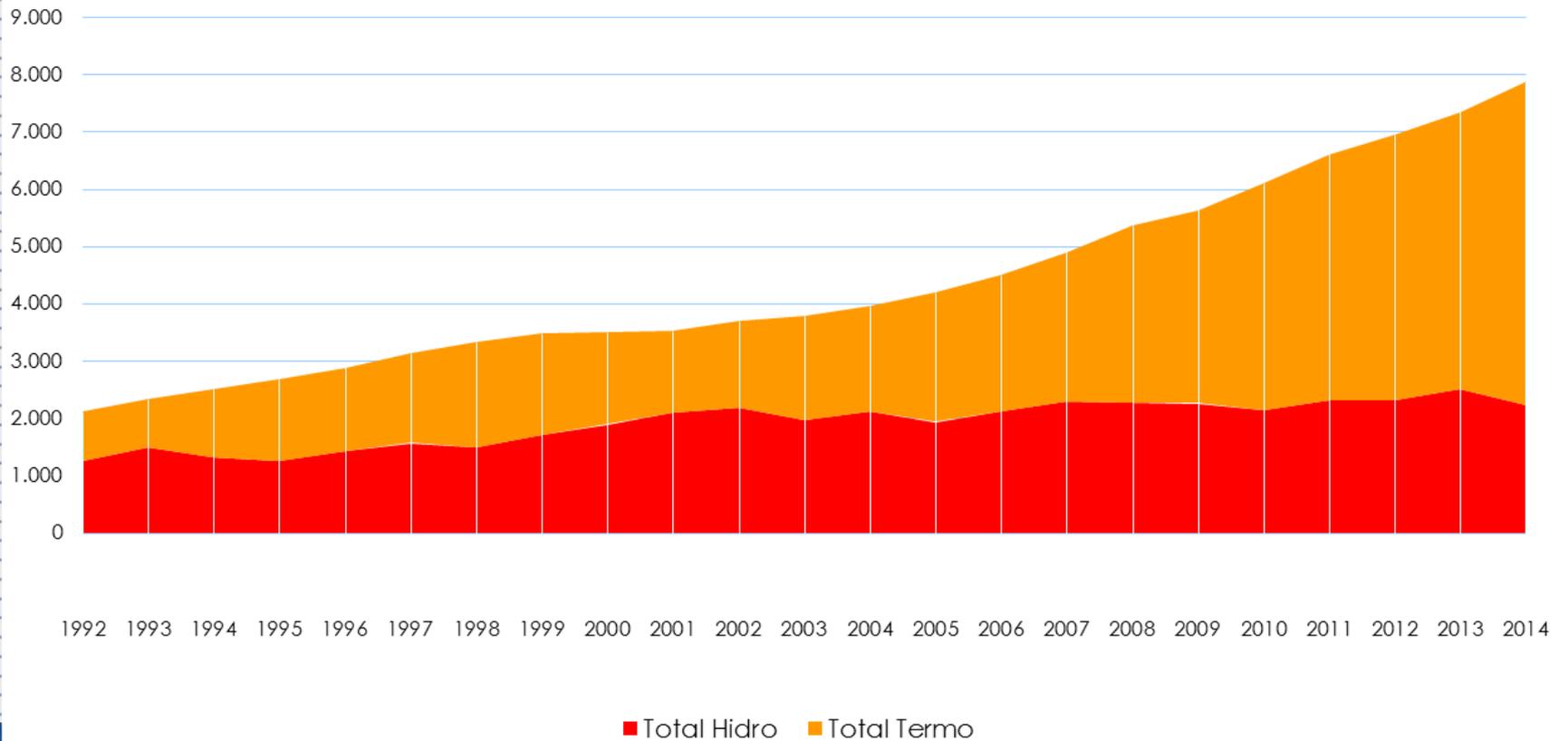
## Peajes (Bs/MW , Bs/MWh) Período 2014 - MEM



## Volúmen almacenado (Hm<sup>3</sup>) Miguillas, Zongo, Corani, Yura, Chojlla, Kanata y San Jacinto Período 2014



## Evolución anual Generación Bruta Hidroeléctrica y Termoeléctrica (GWh) Período 1992 - 2014 - SIN



GRACIAS.

