



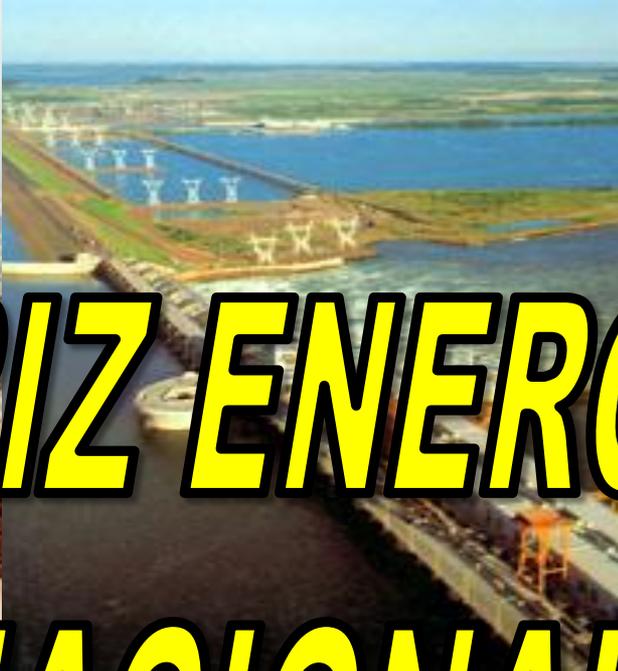
Asociación Misionera de Estudiantes de Ingeniería Química  
Personería Jurídica A-3.370  
FCEQyN - UNaM  
Posadas, Misiones, Argentina  
[coneiq.mnes2017@gmail.com](mailto:coneiq.mnes2017@gmail.com)



**Consejo Profesional de  
Arquitectura e Ingeniería  
de Misiones (CPAIM)**



**Comisión de Política Energética  
Planeamiento y Medio Ambiente  
(CPAIM)**



**MATRIZ ENERGETICA**



**NACIONAL:**

**ENERGÍA ELÉCTRICA**

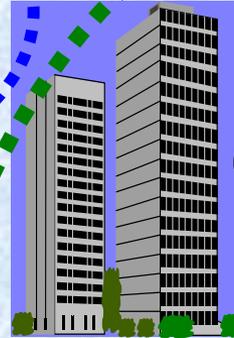
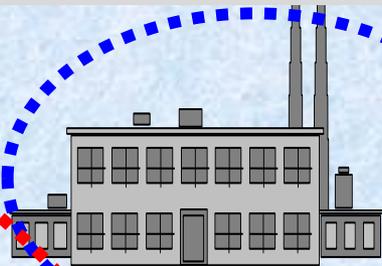
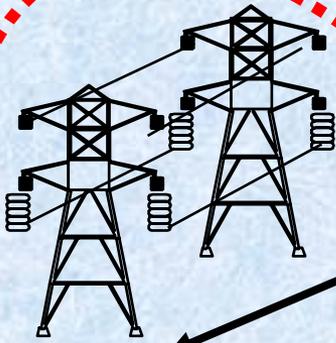
**Versión decimosegunda Sep 2017**

***INFORMACIÓN BÁSICA  
SOBRE LA  
CONFIGURACIÓN DE LOS  
SISTEMAS  
ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA***



# GENERACION

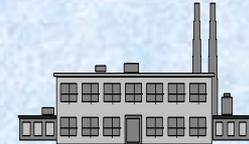
G  
3 $\sim$



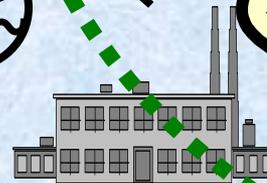
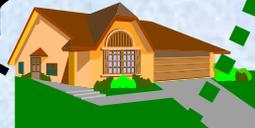
# DISTRIBUCION



M  
3 $\sim$



M  
1 $\sim$



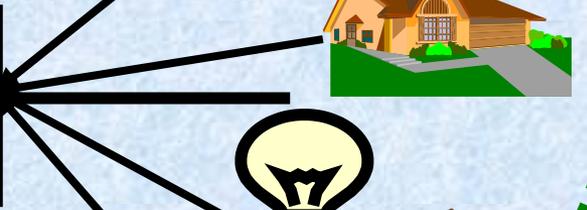
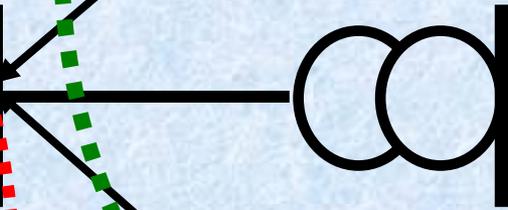
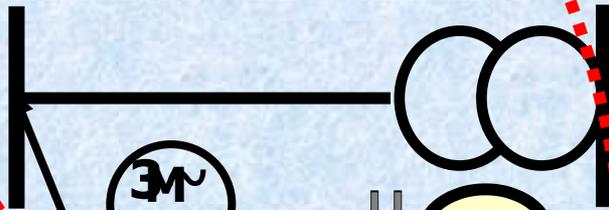
M  
3 $\sim$

# TRANSMISION

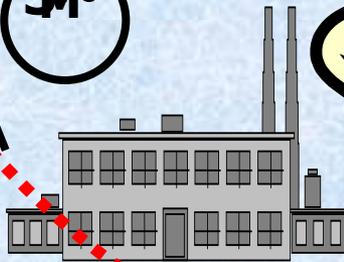
AT

MT

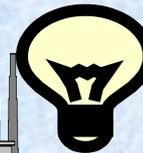
BT



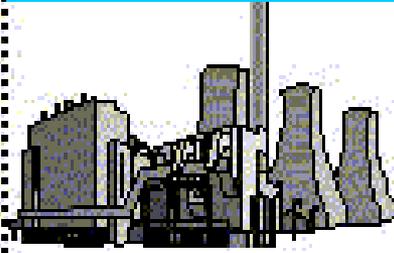
M  
3 $\sim$



GD  
3 $\sim$

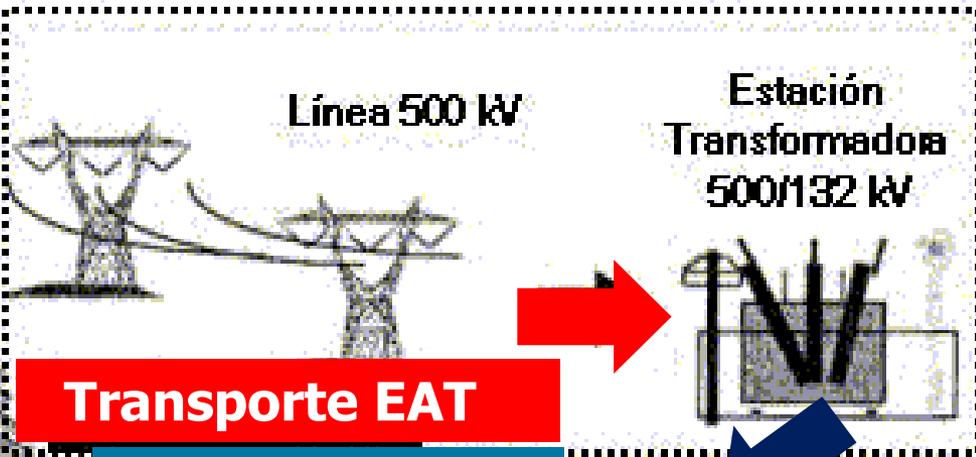


# Generación



Transformador

Central, Térmica, Hidráulica o Nuclear. ( Generación Concentrada)



Transporte EAT

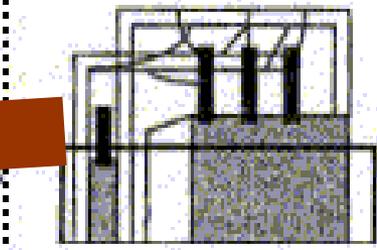
Transmisión AT

# Subtransmisión

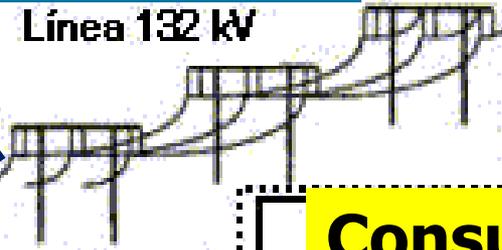
Línea 33 kV



Transformadora 132/33/13,2 kV



Línea 132 kV



Transporte Troncal

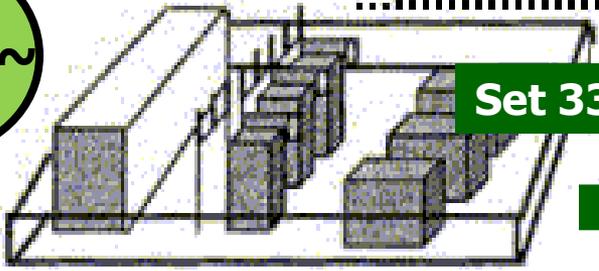
# Consumo



Consumo 380/220 V



Set 33/13,2kV

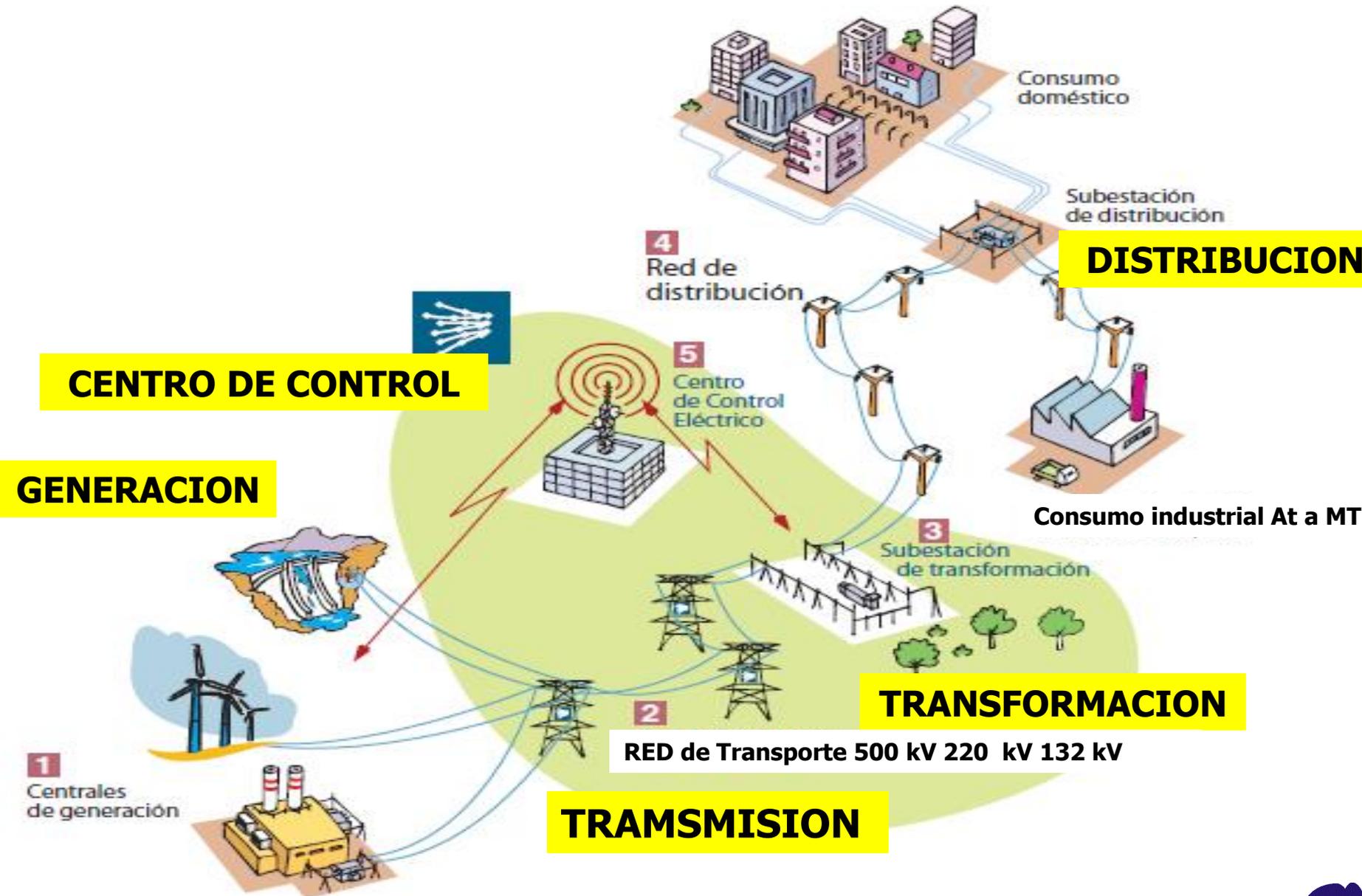


Línea 13,2kV

Distribución

Centro de Transformación





**CENTRO DE CONTROL**

**GENERACION**

**TRANSMISION**

**TRANSFORMACION**

**DISTRIBUCION**

**1**  
Centrales de generación

**2**  
RED de Transporte 500 kV 220 kV 132 kV

**5**  
Centro de Control Eléctrico

**4**  
Red de distribución

**3**  
Subestación de transformación

Consumo doméstico

Subestación de distribución

Consumo industrial At a MT



# Planificación de la Operación

Diagrama ordenado de carga o denominada curva monótona

Ordenando los 365 diagramas de carga diarios, se obtiene la curva monótona

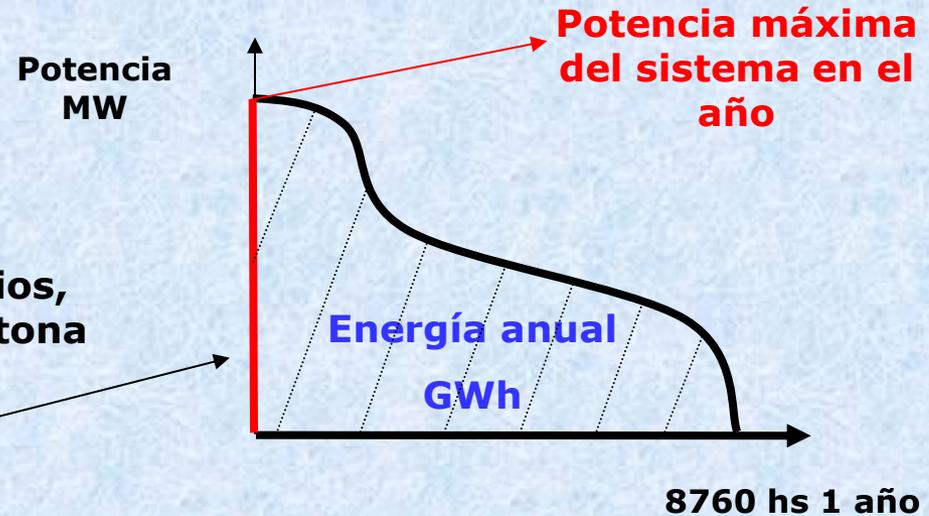


Diagrama carga de diario

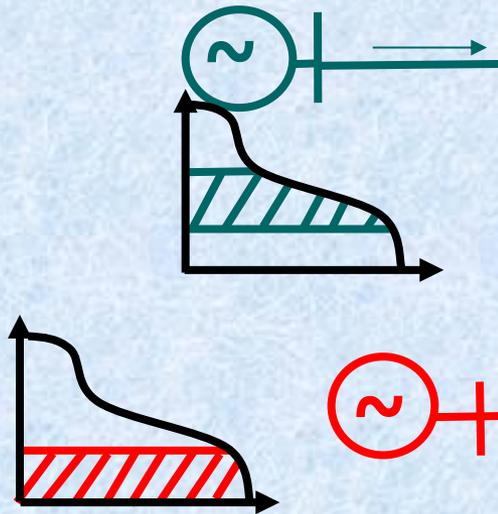


## Central 3 Pico

Turbinas de Gas, Hidráulica, Diesel, Resto

## Central 2 Semi base

Hidráulica, Ciclo Combinado



## Central 1 de base

Nuclear, Térmica Vapor,  
Hidráulica. Ciclo Combinado.

Potencia  
MW

Población a  
abastecer

Pico Semibase

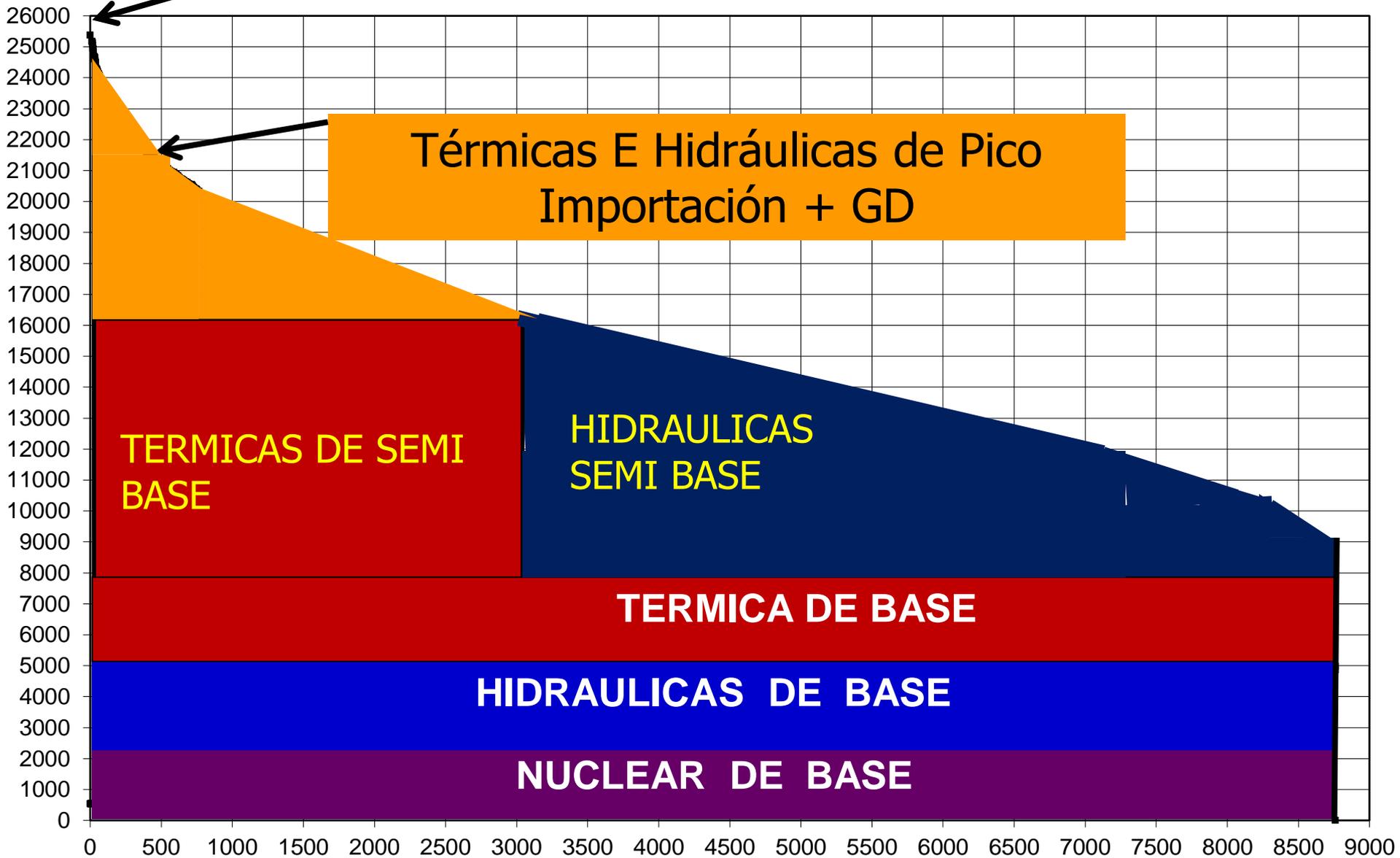
Base

8760 hs 1 año

El área rayada en los 3 colores, y bajo la curva es la energía total consumida por la población en un año Y medida en GWh  
Es la : Energía activa



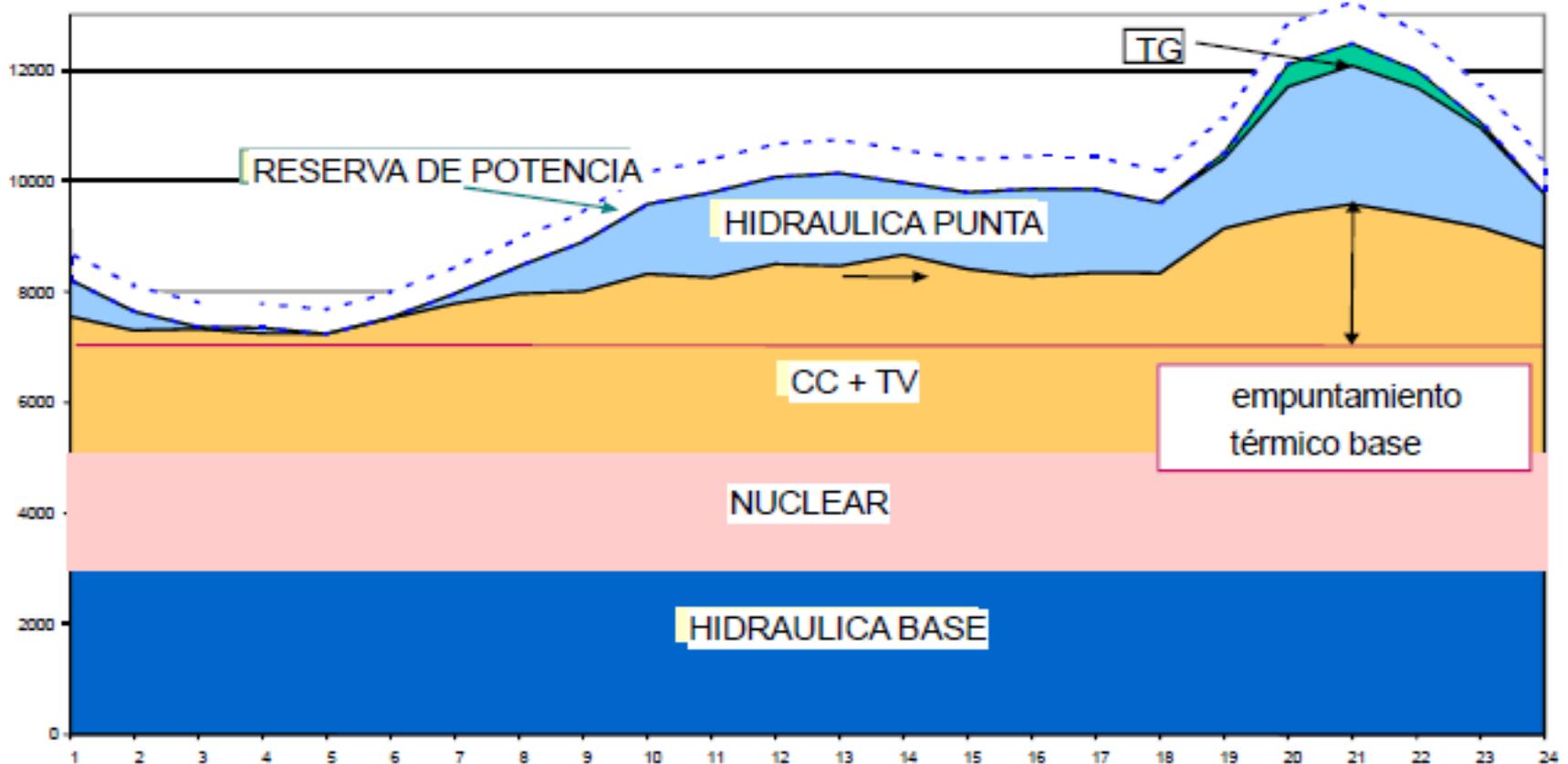
**Pmax 2016 :25.378 MW. E operada 138.170 GWh**



# Cubrimiento de la Demanda Requisitos de Empuntamiento



## DESPACHO HORARIO

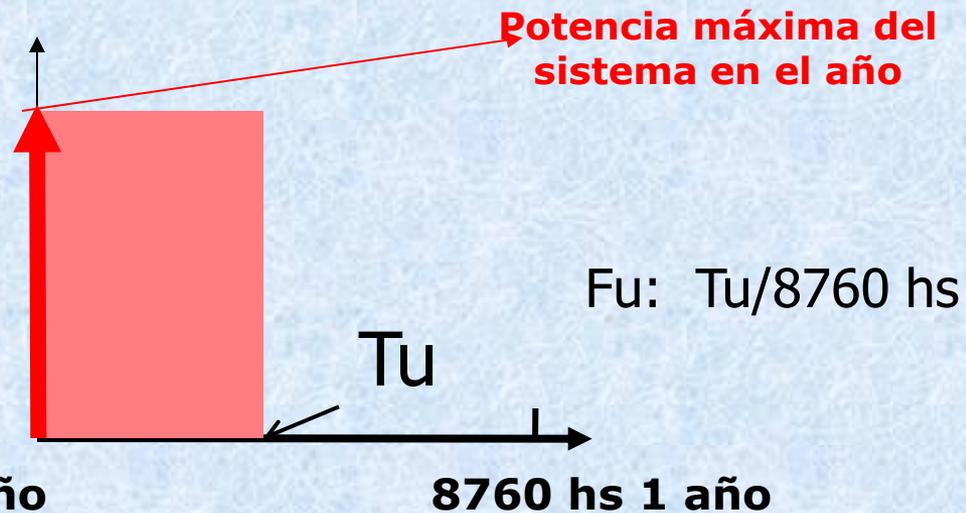
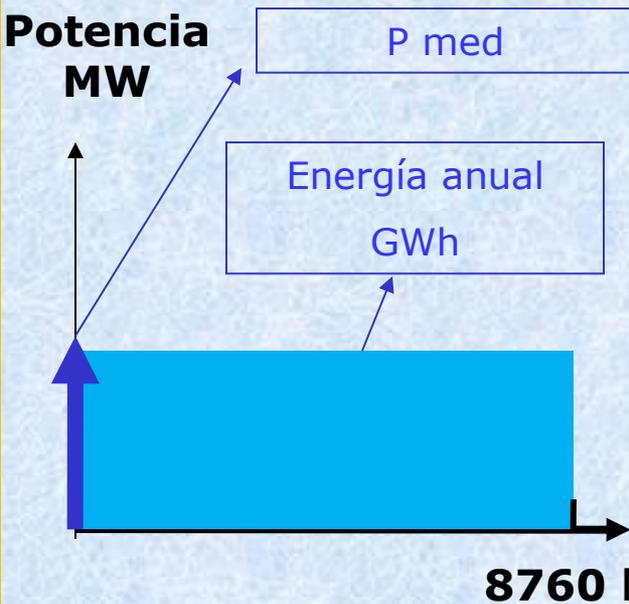
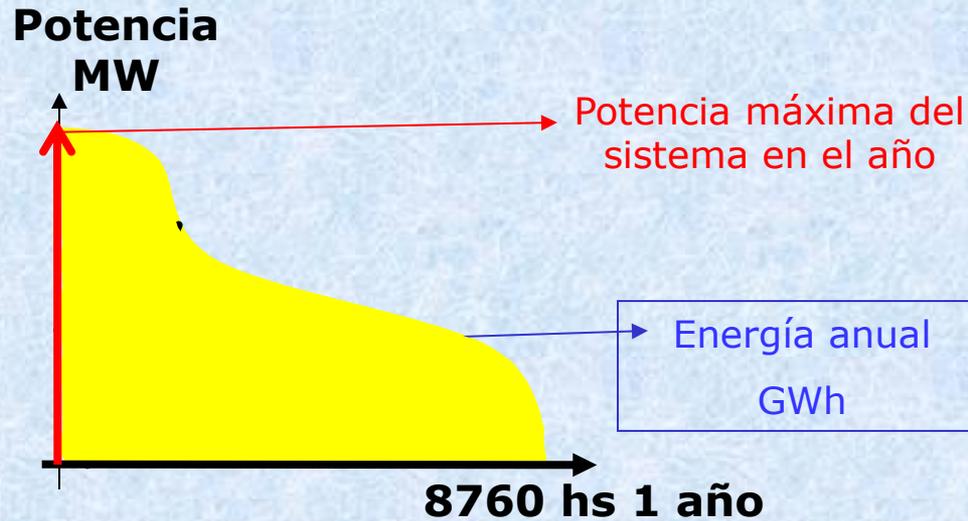
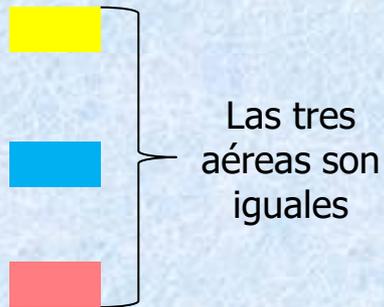


- el parque TV y CC debe modular para tomar la punta



# Planificación de la Operación

Pot media, Factor de Carga FC y de Utilización  
FU





**Centro de Control de un despacho de Cargas**



***ANTECEDENTES***

***Y***

***APRECIACIONES***



# **ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Antecedentes**

**Estado de Situación Sector  
Energético Nacional**

**Futuro Inmediato**

**Conclusiones y Propuestas**



**Modelo energético agotado. Nueva Política energética para un desarrollo sustentable en el mediano y largo plazo. Plan Energético a largo plazo Como Políticas de estado.**

**Situación delicada en la estructura del sistema energético  
Empresas Electricas y de Distribucion de Gas**

**El gas natural no puede ni debe sostener el crecimiento del sector energético. El gas debe ser utilizado para la industria, comercio sector residencial, transporte etc. Además actualmente estamos incrementando su importación, hemos perdido el autoabastecimiento. Todavía no están en claro la explotación de las reservas del gas y el petróleo SHALE de Vaca Muerta y su utilización para la generación de energía eléctrica. **Costo producción barril vaca muerta U\$S 70 frente a menos de U\$S 50 costo internacional.****



**En la década de los 90 las reformas regulatorias introducidas en el sector eléctrico a partir de la ley 24065, han descentralizado las decisiones, tanto en generación como en el transporte trasladándolas a los agentes del mercado, promoviendo la participación de las inversiones privadas de riesgo.**

**Simultáneamente se retiró el estado nacional de la inversión directa (salvo Yacyreta) y además se retiró de la planificación eléctrica a largo plazo.**



**Se elimino en la década de los 90 la subsecretaria de planificación energética, del ámbito de la secretaria de energía.**

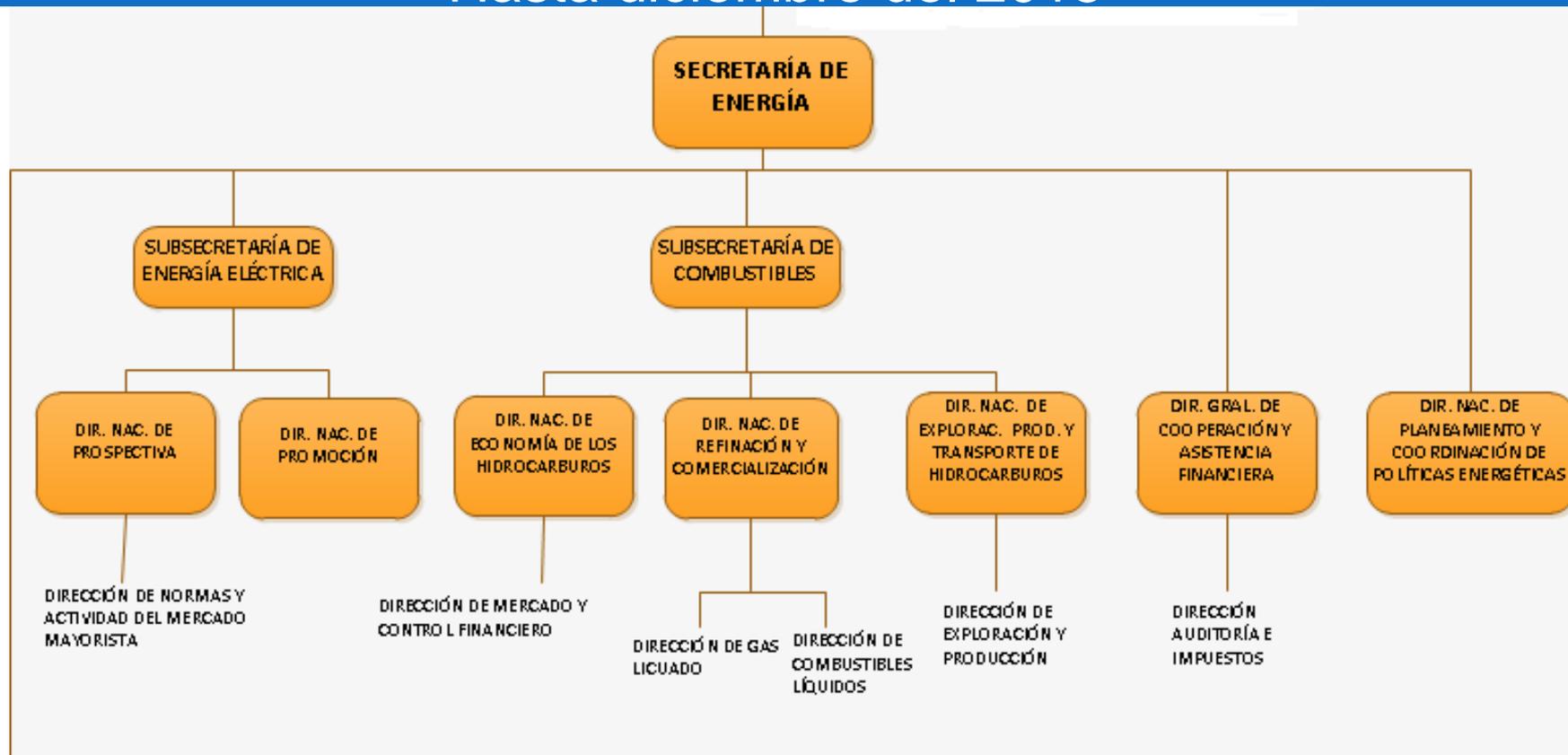
## **¿Subsecretaria de Planificación Energética?**

**Función: Encargada de elaborar un plan energético nacional de mediano y largo plazo.**

**Hasta el 2015 desde gobiernos anteriores se implemento de nuevo con el siguiente organigrama dependiendo del ministerio de Planificación y Obras Publicas y después paso a la orbita del Ministerio de Economía.**



# Hasta diciembre del 2015



— Ente Regulador de la Electricidad (ENRE)

— Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

— Nucleoeléctrica Argentina S.A.

— Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.

— Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacretá (UESTY)

— Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)

— Entidad Binacional Yacretá (EBY)

Administración Descentralizada



Desde dic 2015

# MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA

UNIDAD DE AUDITORIA INTERNA

## SECRETARIA DE MINERIA

## SECRETARIA DE PLANEAMIENTO ENERGETICO ESTRATEGICO

## SECRETARIA DE RECURSOS HIDROCARBURIFICOS

## SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA

Subsecretaría de Coordinación Administrativa

SUBSECRETARÍA DE DESARROLLO MINERO

SUBSECRETARÍA DE ESCENARIOS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS

SUBSECRETARÍA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Subsecretaría de Coordinación Política Tarifaria

SUBSECRETARÍA DE POLÍTICA MINERA

SUBSECRETARÍA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

SUBSECRETARÍA DE REFINACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

SUBSECRETARÍA DE INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA NUCLEAR

SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA TÉRMICA, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### Administración descentralizada

- Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR)
- Ente Binacional Yacyretá
- Comisión Argentino - Paraguaya del Río Paraná
- Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
- Unidad Especial Sistema de Transmisión Yacyretá
- Comisión Nacional de Energía Atómica
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)
- Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

**Para sostener el crecimiento económico del país se necesitan sostener en el tiempo las inversiones en Generación Eléctrica. E.T. Transformadoras y Líneas de EAT y AT. Con la evolución correspondiente de los Sistemas de Distribución.**

**Caída en la producción de hidrocarburos y en la relación R/P, importación creciente**



**DATOS HISTORICOS**

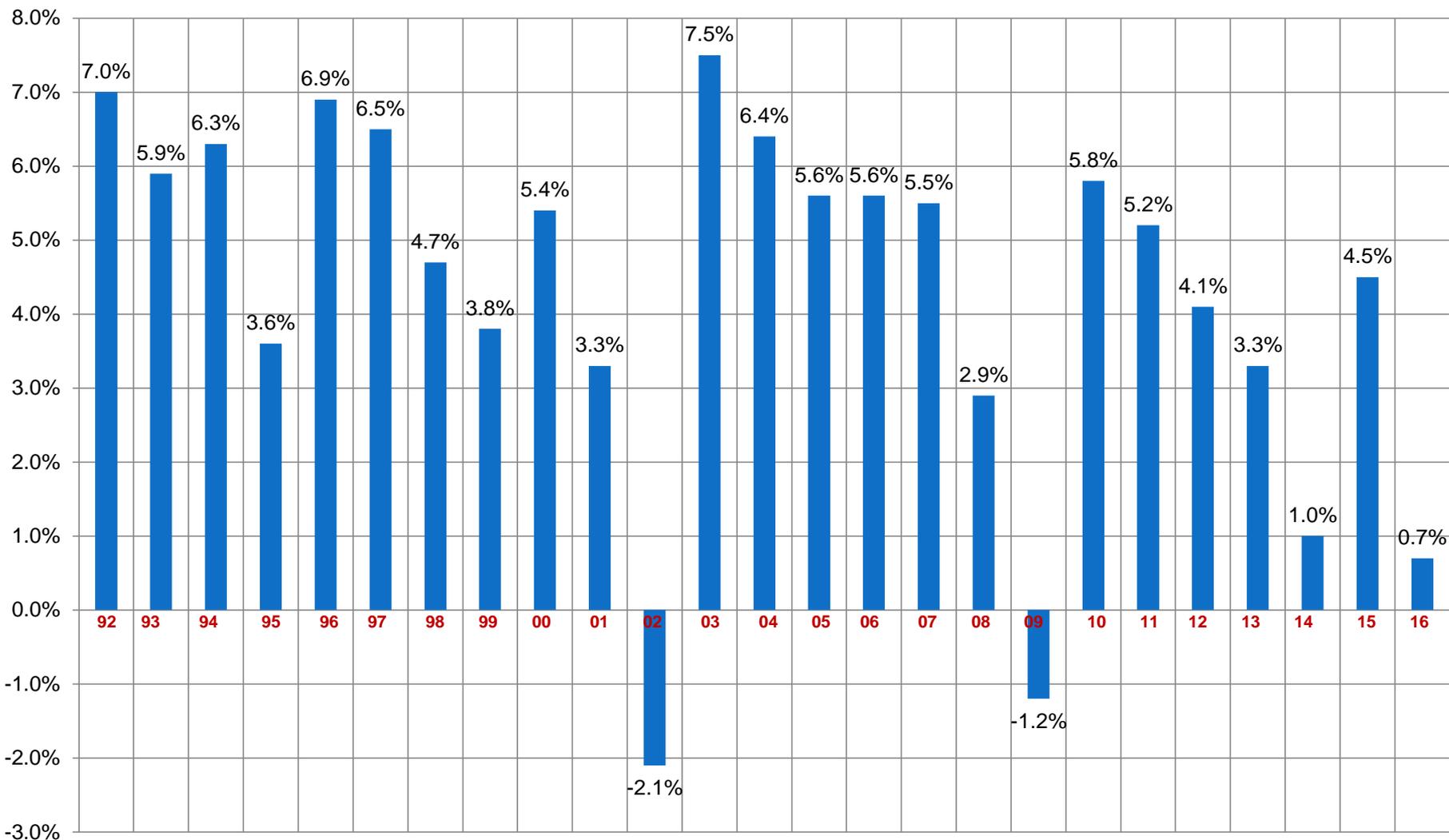
**POTENCIA**

**ENERGÍA**

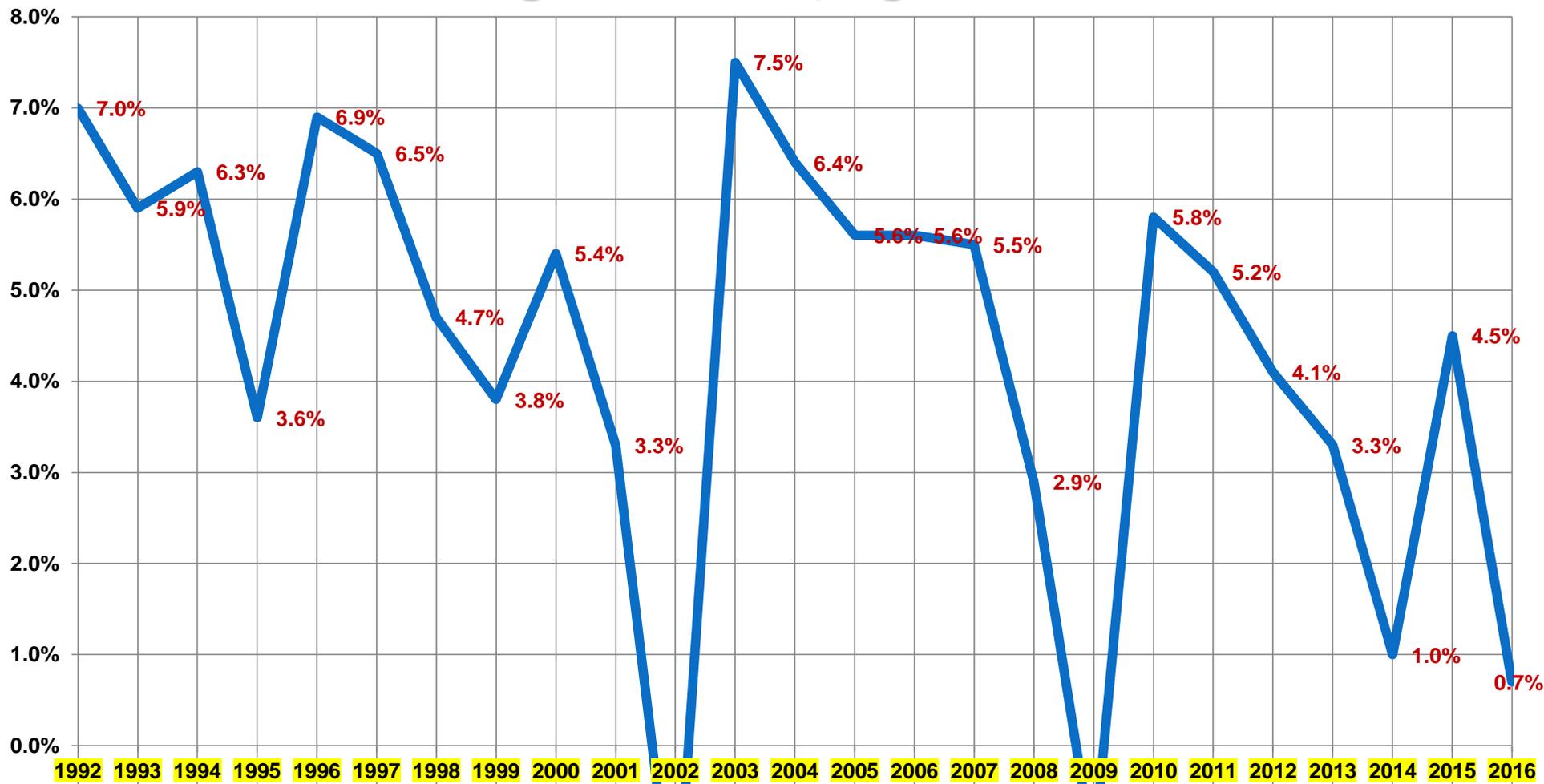
**PBI**



# Evolución de la Tasa Interanual de la Demanda de Energía Eléctrica, Agentes MEM



# Evolución de la Tasa Interanual de la Demanda de Energía Eléctrica, Agentes MEM

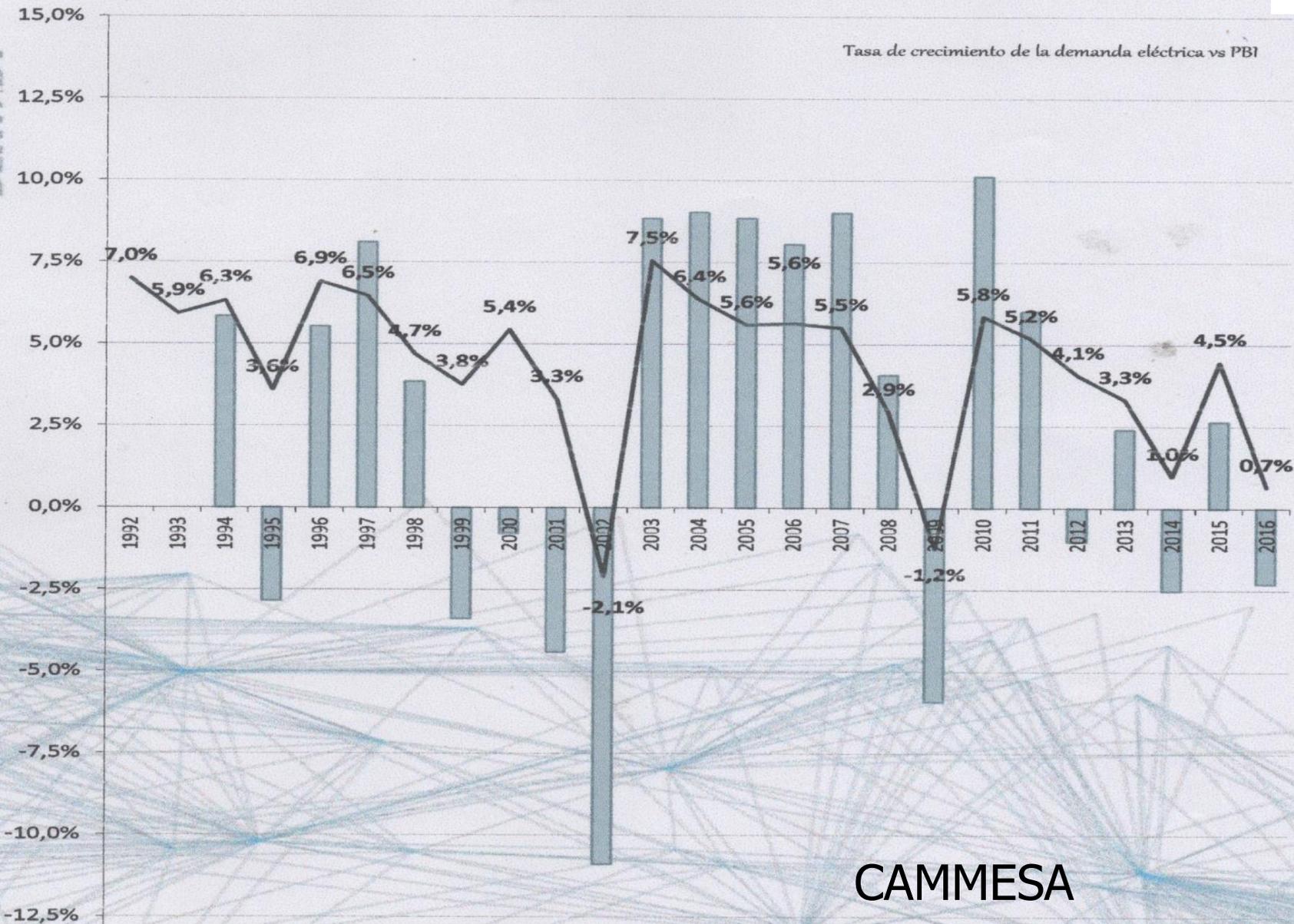


# PBI vs TASAS MEM



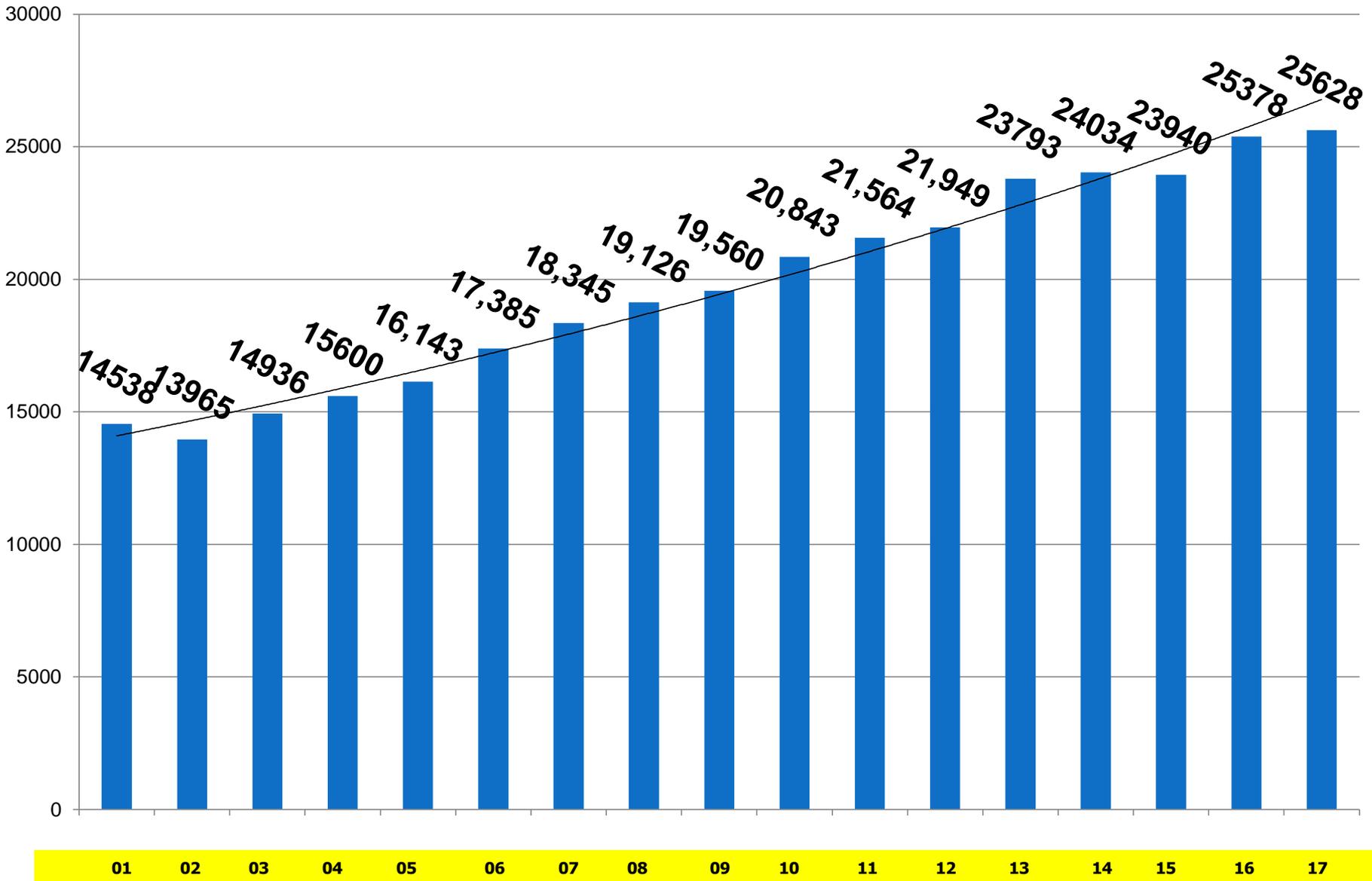
DEMANDA

Tasa de crecimiento de la demanda eléctrica vs PBI



CAMMESA

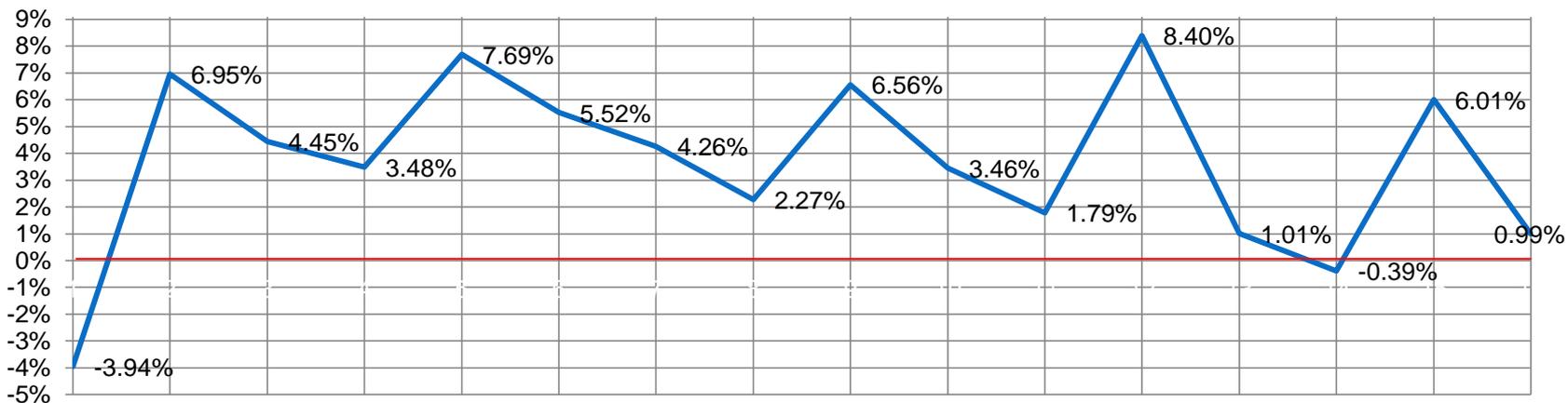
# Evolución de la Potencia máxima en MW (azul)



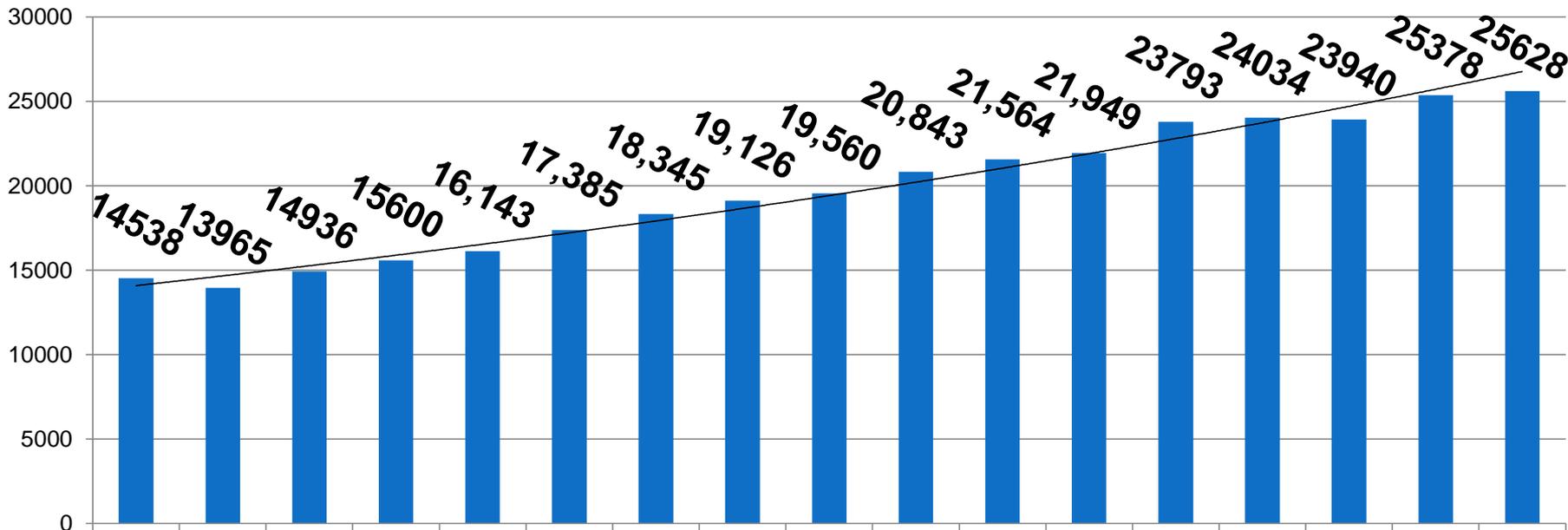
Fuente CAMMESA



# Evolución de la Potencia máxima en MW (azul)

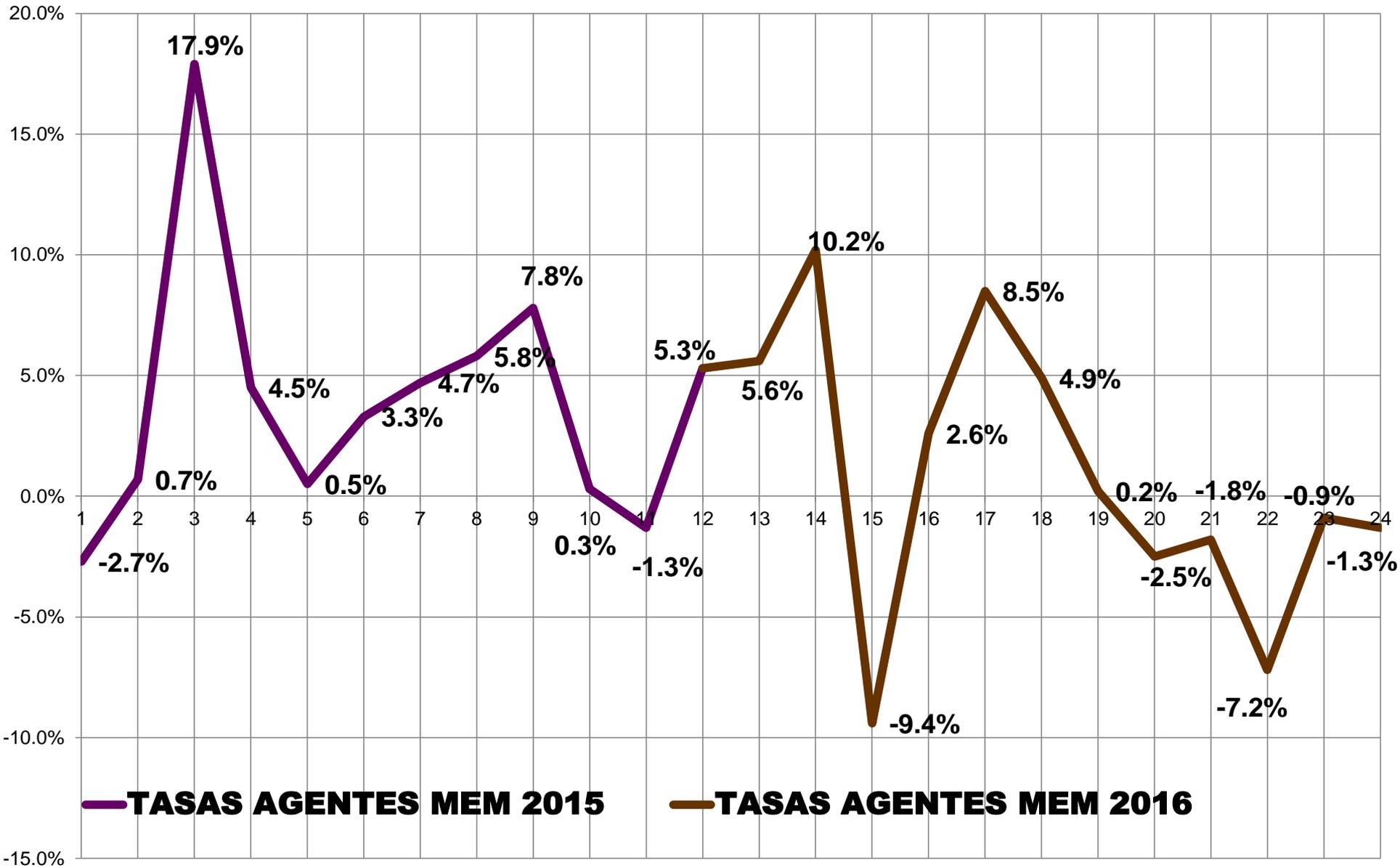


02/01 02/03 03/04 04/05 05/06 06/07 07/08 08/09 09/10 10/11 11/12 12/13 13/14 14/15 15/16 17/16



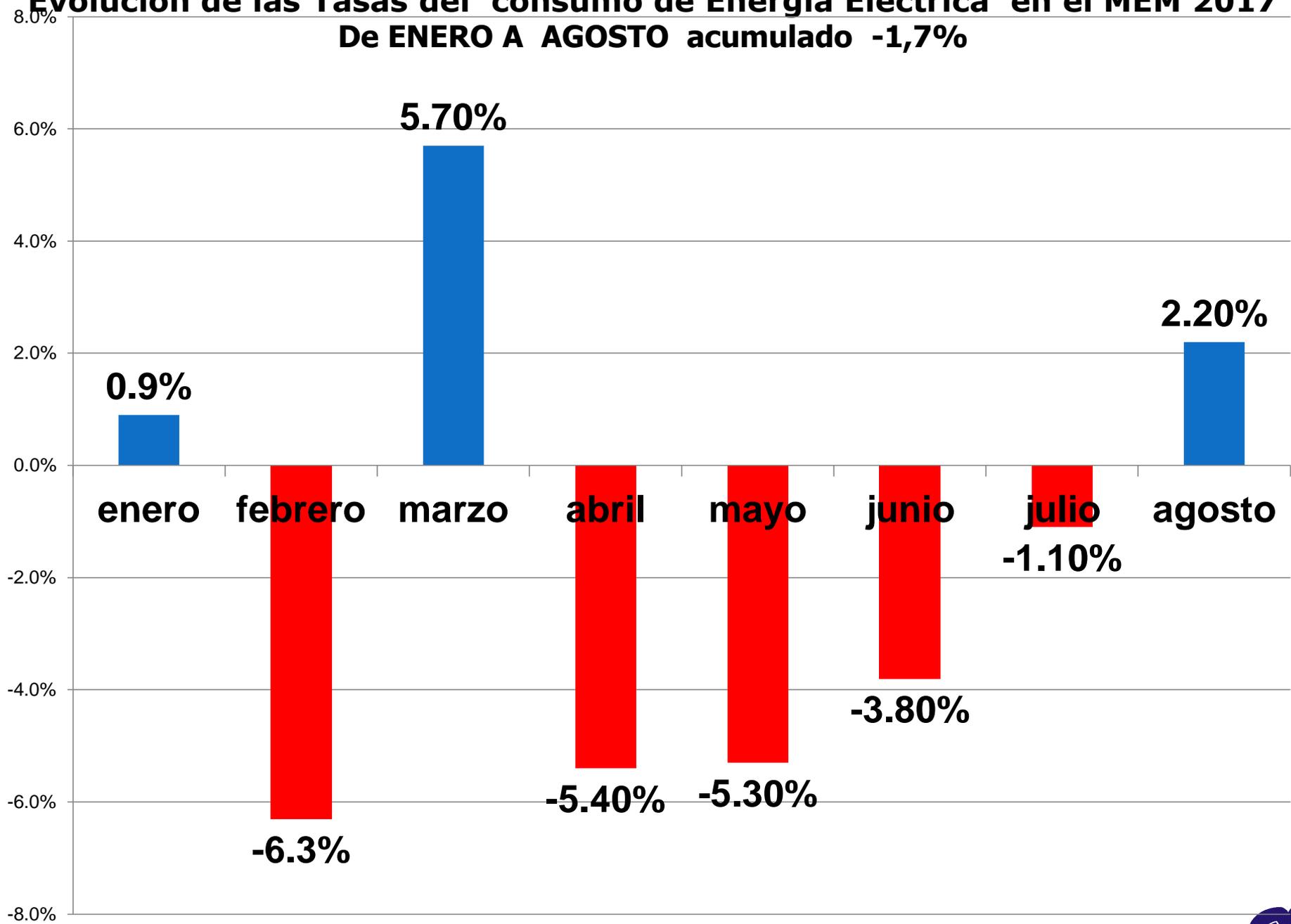
01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17

Fuente CAMMESA



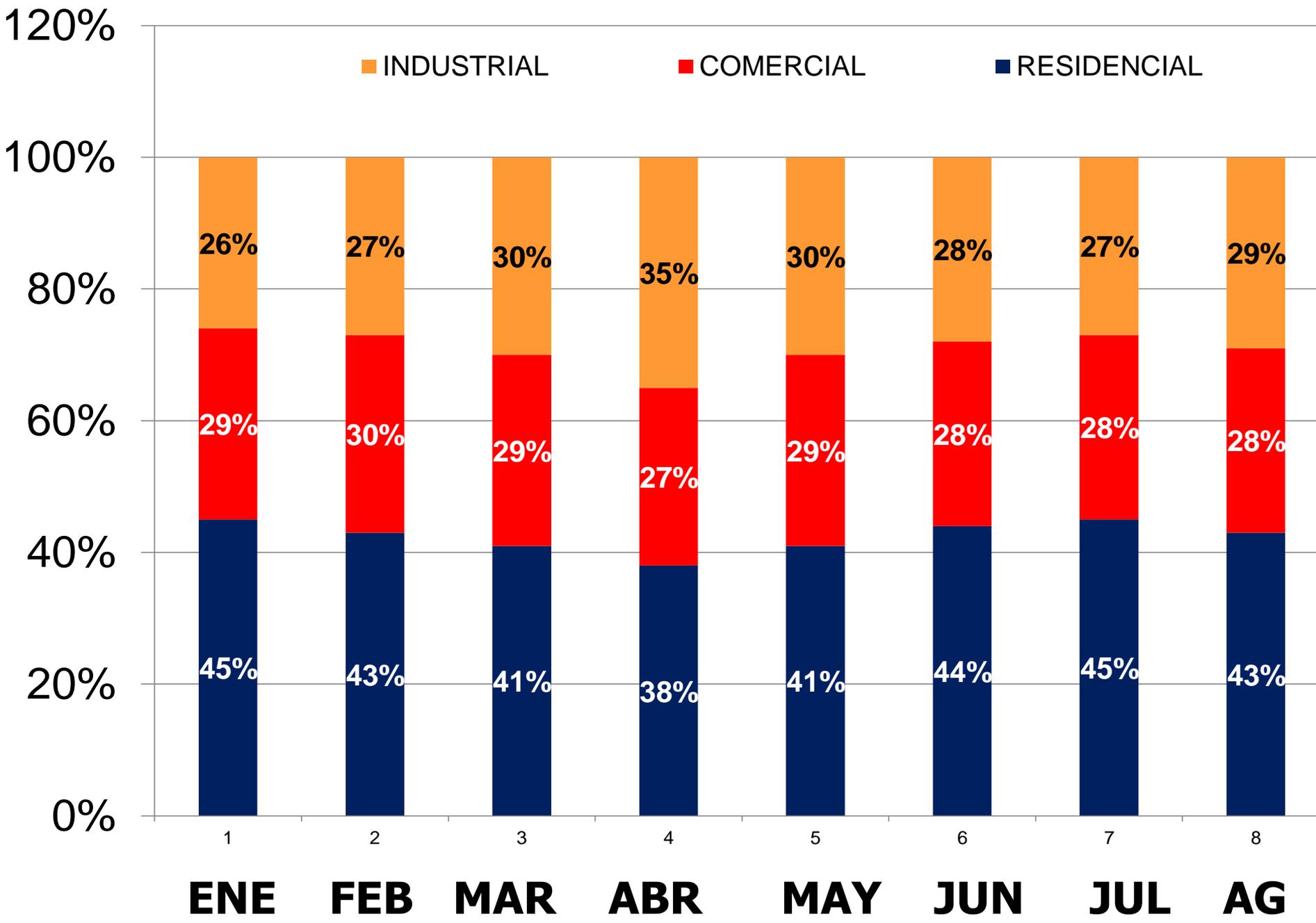
# Evolución de las Tasas del consumo de Energía Eléctrica en el MEM 2017

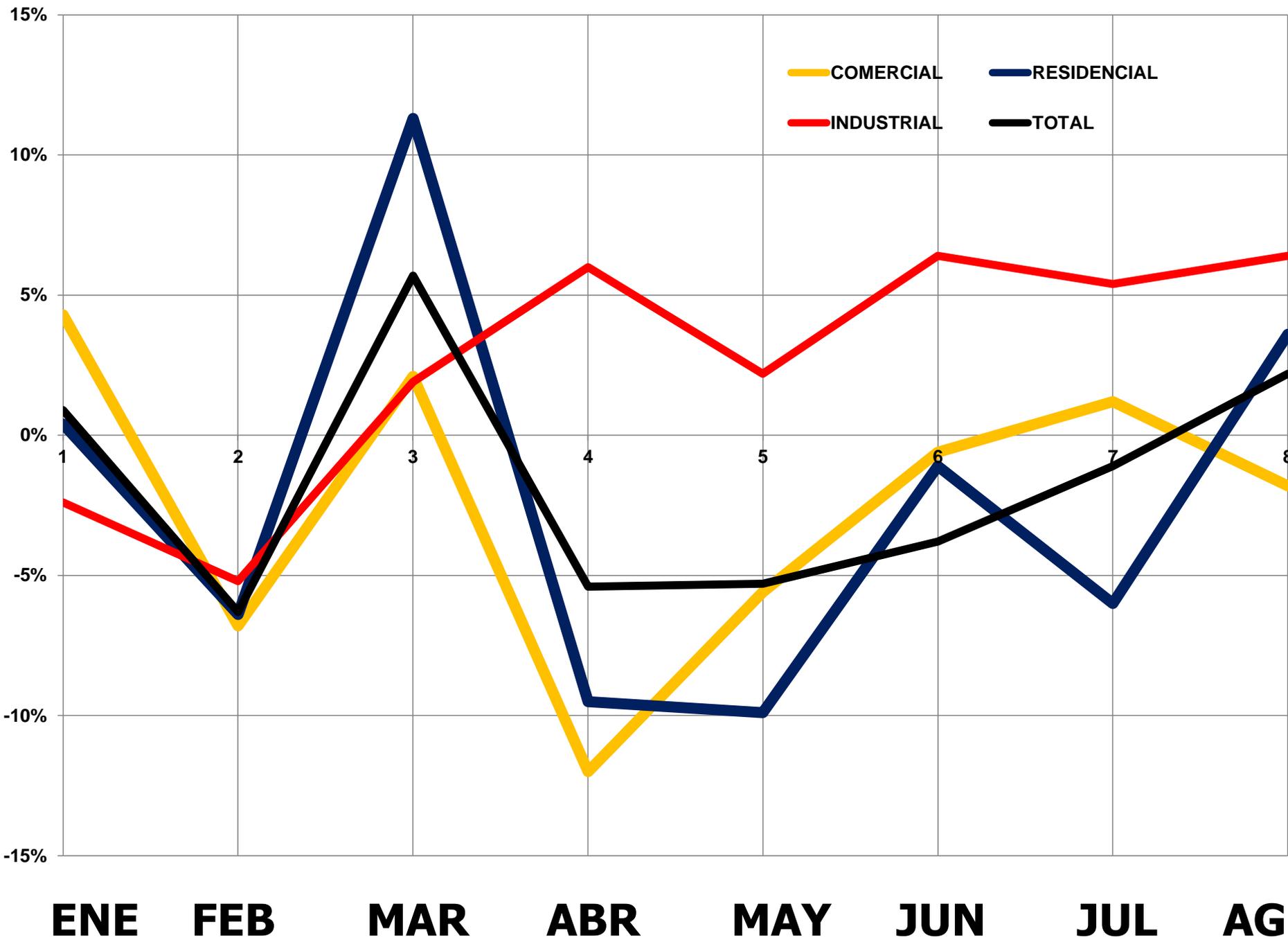
## De ENERO A AGOSTO acumulado -1,7%

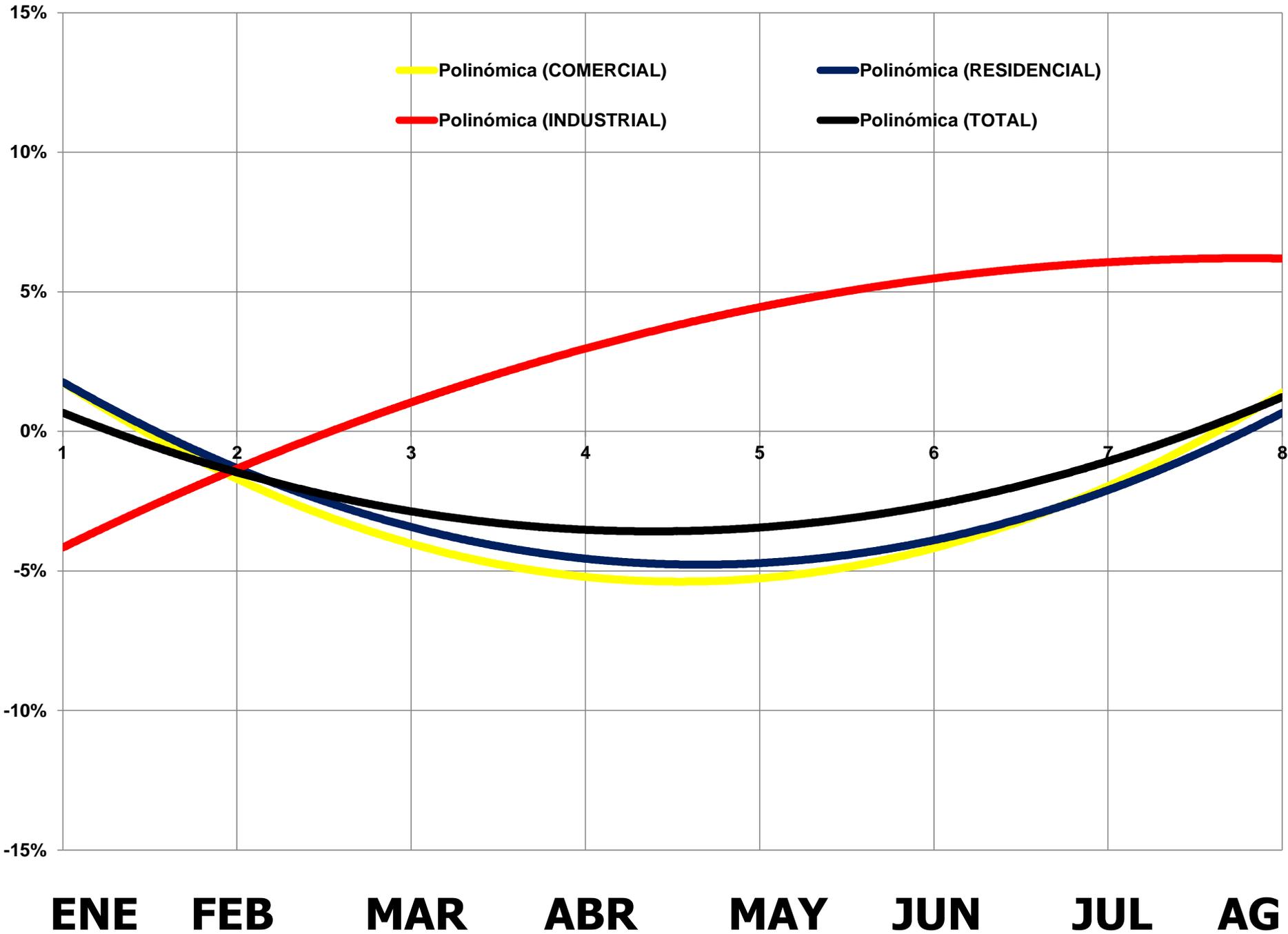


Fuente FUNDELEC CAMMESA demanda agentes del MEM





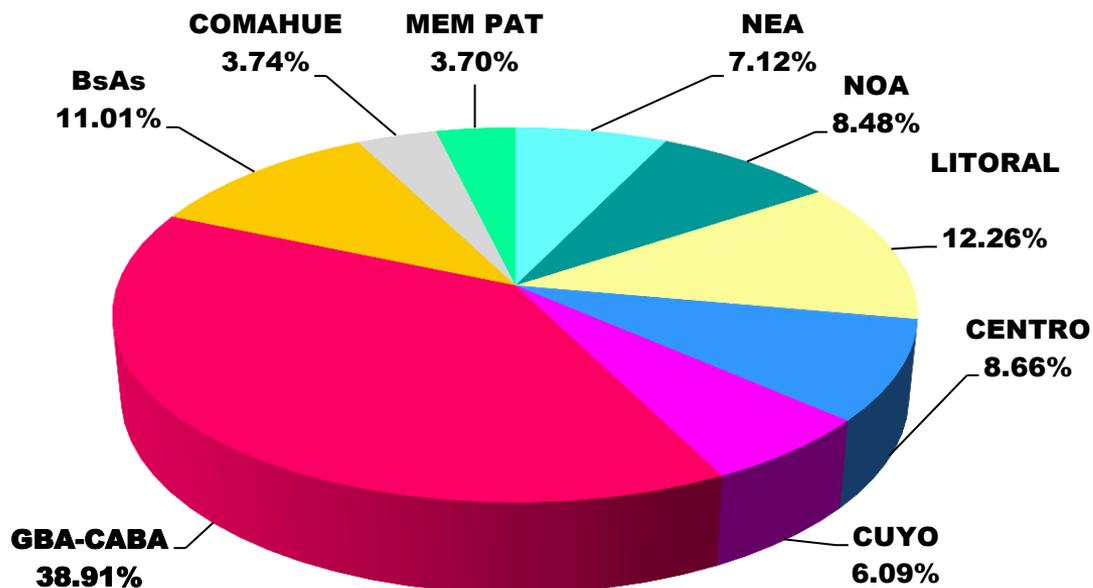
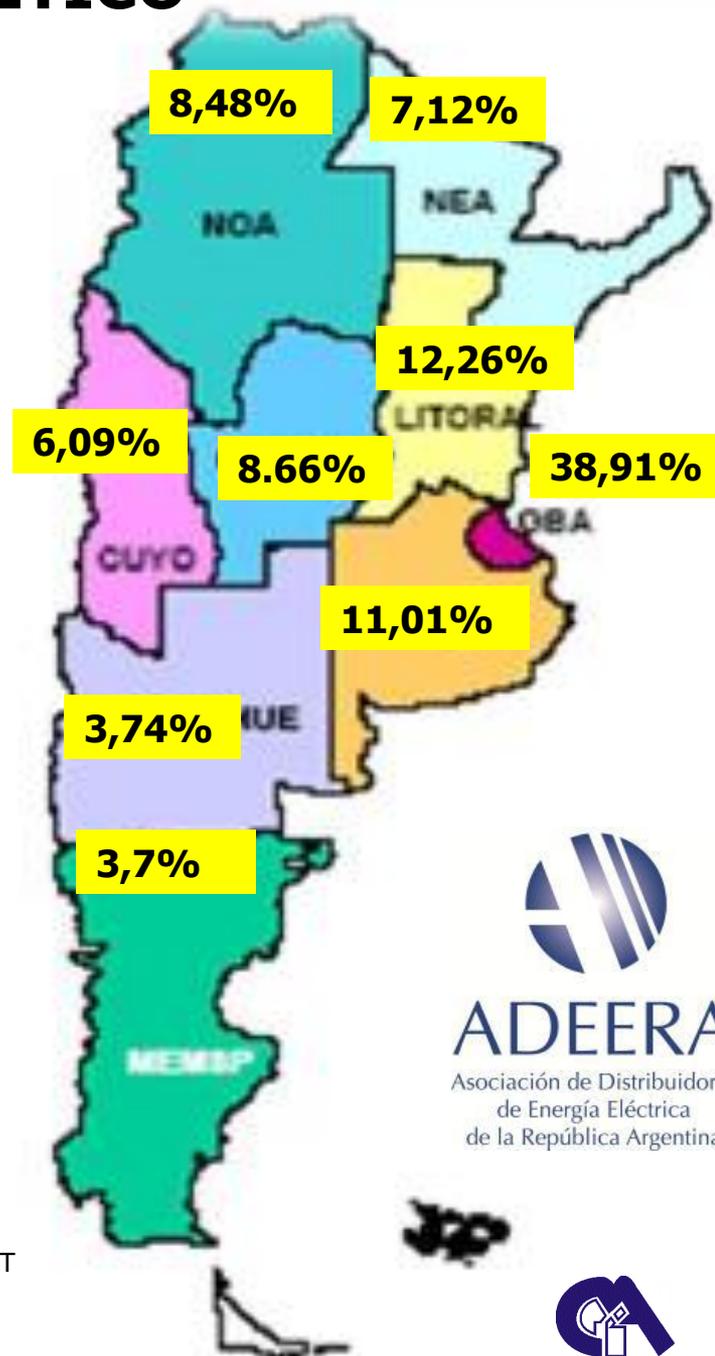




# PARTICIPACION CONSUMO ENERGETICO POR REGION 2016 en %

NEA	7.12%
NOA	8.48%
LIT	12.26%
CEN	8.66%
CUY	6.09%
GBA-CABA	38.91%
BAS	11.01%
COM	3.74%
PAT	3.70%

**CABA, GBA  
Y Bs As  
49,9%**



■ NEA ■ NOA ■ LIT ■ CEN ■ CUY ■ GBA-CABA ■ BAS ■ COM ■ PAT



**Fuente ADEERA 2016**

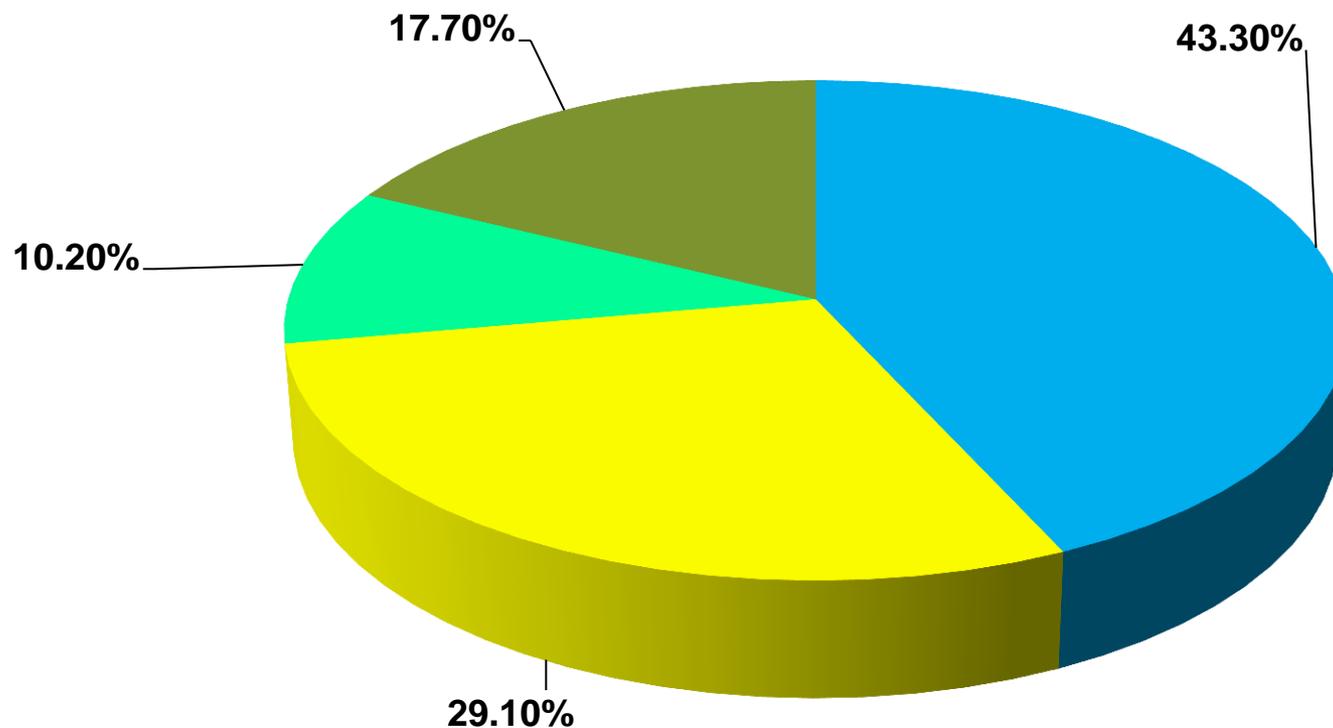


# Participación por tipo de usuario (total 100%)

## TOTAL CONSUMIDO AGENTES DEL MEM %



**ADEERA**  
Asociación de Distribuidores  
de Energía Eléctrica  
de la República Argentina



■ RESIDENCIAL < 10 KW

■ NO RESIDENCIAL < 300 KW

■ NO RESIDENCIAL >= 300 KW

■ GRANDES USUARIOS DEL MEM



# SADI AÑO 2016:



**DEMANDA DE POTENCIA MAXIMA 25.378 MW,**

**Incremento Puntual 2016/2015 6,01 %**

**Incremento medio cuadrático 5 últimos años 3 %**

**Incremento medio cuadrático 10 últimos años 3.66 %**

**Y ENERGIA OPERADA TOTAL 138.170 GWh**

**Incremento puntual 2016/2015 0.88 %**

**Incremento medio cuadrático 5 últimos años 2.42 %**

**Incremento medio cuadrático 10 últimos años 2.92 %**

**Factor de Carga 0,62**

**Agentes del MEM 132.970 GWh**

**Incremento puntual consumo energético de 0.66%**

# SADI AÑO 2017



**máximo de POTENCIA para día hábil del SADI,  
correspondiendo al 24 DE FEBRERO DE 2017 14 Y 25 hs.**

**25.628 MW**

**TASA PUNTUAL 2017/2016 : 0.99%**  
**MEDIA 2012 A 2017 ( 5 AÑOS): 2.05%**  
**MEDIA 2008 A 2017 (10 AÑOS): 3,42%**



¿Hay Crisis energética?



# **PICOS DE POTENCIA DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION SADI**

**24 FEBRERO 2017**

**22 , 21 DE ENERO DE 2016  
y 12 de FEBRERO DE 2016**

**FUENTE CAMMESA**

	24-feb-17	12-feb-16	22-ene-16	21-ene-16
	MW	MW	MW	MW
<b>TERMICA</b>	<b>15333</b>	<b>13,484</b>	<b>13,183</b>	<b>13,192</b>
<b>RENOVABLE HIDRAULICA</b>	<b>8048</b>	<b>8,855</b>	<b>8,424</b>	<b>8,707</b>
<b>NUCLEAR</b>	<b>1047</b>	<b>1,031</b>	<b>903</b>	<b>1,000</b>
<b>RESTO RENOVABLES</b>	<b>131</b>	<b>126</b>	<b>94</b>	<b>91</b>
<b>GEN PROPIA</b>	<b>24559</b>	<b>23,496</b>	<b>22,604</b>	<b>22,990</b>
<b>IMP BRASIL</b>	<b>491</b>	<b>1,567</b>	<b>1,421</b>	<b>979</b>
<b>IMP PARAGUAY</b>	<b>15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>IMP URUGUAY</b>	<b>419</b>	<b>315</b>	<b>860</b>	<b>640</b>
<b>IMPORTACION TOTAL</b>	<b>925</b>	<b>1,882</b>	<b>2,281</b>	<b>1,619</b>
<b>OTROS(PUEDE SER CHILE)</b>	<b>144</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>25628</b>	<b>25,378</b>	<b>24,885</b>	<b>24,609</b>
<b>RESERVA</b>				
<b>RESERVA ROTANTE</b>	<b>1614</b>	<b>100</b>	<b>500</b>	<b>1100</b>
<b>RESERVA TERMICA FRIA</b>	<b>110</b>	<b>0</b>	<b>305</b>	<b>613</b>
	<b>1724</b>	<b>100</b>	<b>805</b>	<b>1.713</b>
<b>reserva total mínimo 8%</b>	<b>6.30%</b>	<b>0,42%</b>	<b>3,44%</b>	<b>6,93%</b>
<b>INDISPONIBILIDAD</b>				
<b>INDISPONIBILIDAD TERMICA</b>	<b>5091</b>	<b>5963</b>	<b>6204</b>	<b>5890</b>
<b>INDISPONIBILIDAD HIDRAULICA</b>	<b>405</b>	<b>757</b>	<b>382</b>	<b>537</b>
<b>INDISPONIBILIDAD NUCLEAR</b>	<b>650</b>	<b>696</b>	<b>840</b>	<b>720</b>
<b>INDISPONIBILIDAD TOTAL</b>	<b>5901</b>	<b>7477</b>	<b>7426</b>	<b>6610</b>
<b>POTENCIA INSTALADA</b>	<b>34,465</b>	<b>33,518</b>	<b>33,518</b>	<b>33,518</b>
<b>INDISPONIBILIDAD TERMICA MAX ESTADISTICO 25%</b>	<b>14.77%</b>	<b>17.79%</b>	<b>18.51%</b>	<b>17.57%</b>
<b>DISPONIBILIDAD TOTAL (generación +reserva total) sin importación MW</b>	<b>26,283</b>	<b>23,596</b>	<b>23,409</b>	<b>22,992</b>
<b>DEMANDA MW</b>	<b>25,628</b>	<b>25,378</b>	<b>24,885</b>	<b>24,609</b>
<b>diferencia</b>	<b>655</b>	<b>-1782</b>	<b>-1476</b>	<b>-1,617</b>
<b>INDISPONIBILIDAD relativa a la pot inst MAX EST 30%</b>	<b>17.12%</b>	<b>22.31%</b>	<b>22.16%</b>	<b>19.72%</b>
<b>IMPORTACION TOTAL</b>	<b>1069</b>	<b>1,882</b>	<b>2,281</b>	<b>1,619</b>
<b>RELATIVO A LA DEMANDA TOTAL</b>	<b>4.17%</b>	<b>7.42%</b>	<b>9.17%</b>	<b>6.58%</b>

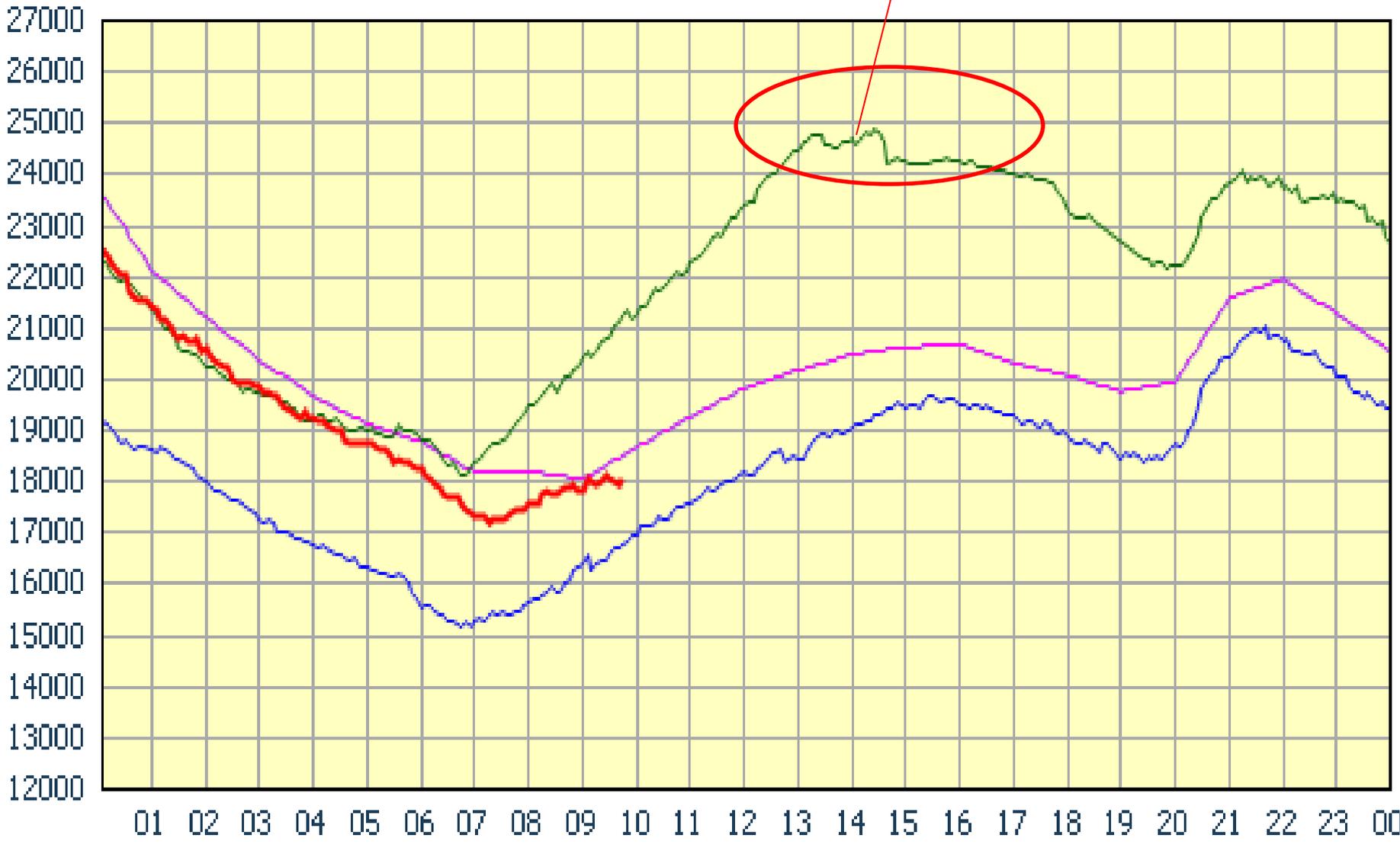


# **DIAGRAMA DIARIO DE CARGA 22 DE ENERO DE 2016**

**DEMANDA CURVA VERDE  
MAXIMA: 24.885 MW**

**cortes a grandes usuarios y sectores urbanos para mantener la demanda en un máximo ( no se podían abastecer como limite mas de 25.000 MW)**

Hoy Ayer Sem.Ant. Predesp. Redesp.





**ENTRE LAS 13 Y 24 HS HASTA LAS 15 HS DEL DIA 22 DE DE ENERO SE  
REALIZARON CORTES  
POR DÉFICIT DE GENERACIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

**LÍNEA COSTANERA 220 KV 100 MW  
DOBLE TERNA 220 KV HUDSON 100 MW  
ET PERITO MORENO 400 MW  
EDENOR 500 MW  
EDESUR 500 MW  
EDELAP 75 MW**

**GRANDES USUARIOS  
ACINDAR 100 MW  
SIDERAR 70 MW**

**800.000 USUARIOS SIN ENERGIA ELECTRICA  
3.200.000 PERSONAS 8% DE LA POBLACIÓN NACIONAL**

**TOTAL DE CORTES 1845 MW**



**TOTAL DE CORTES DE SUMINISTRO 1.845 MW**

**ESTO SIGNIFICA QUE LA DEMANDA TEORICA HUBIESE SIDO DE**

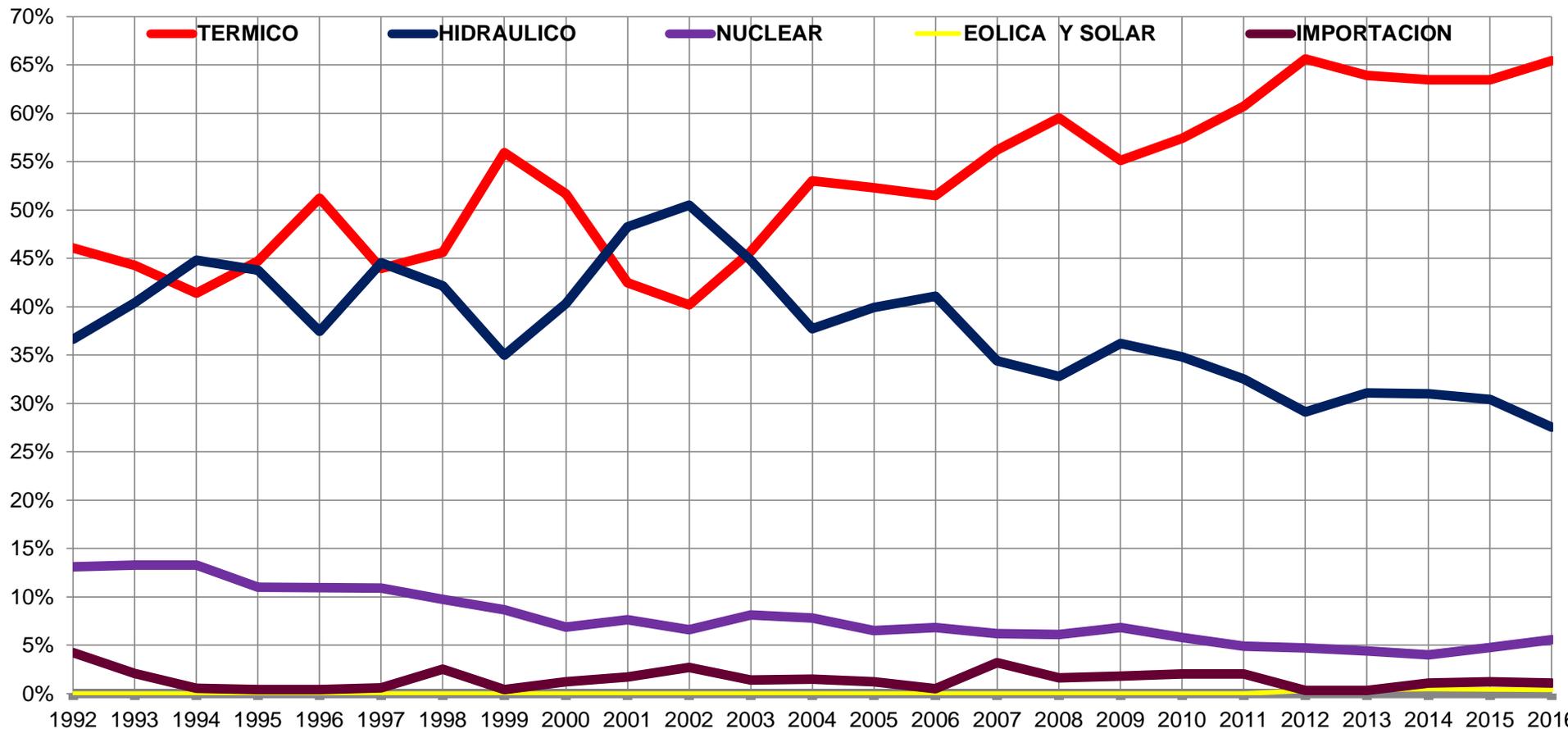
**26.730 MW**

**CONSIDERANDO LA POTENCIA EFECTIVA SIN IMPORTACION  
CON UNA RESERVA DEL 8%  
DE 23.409 MW**

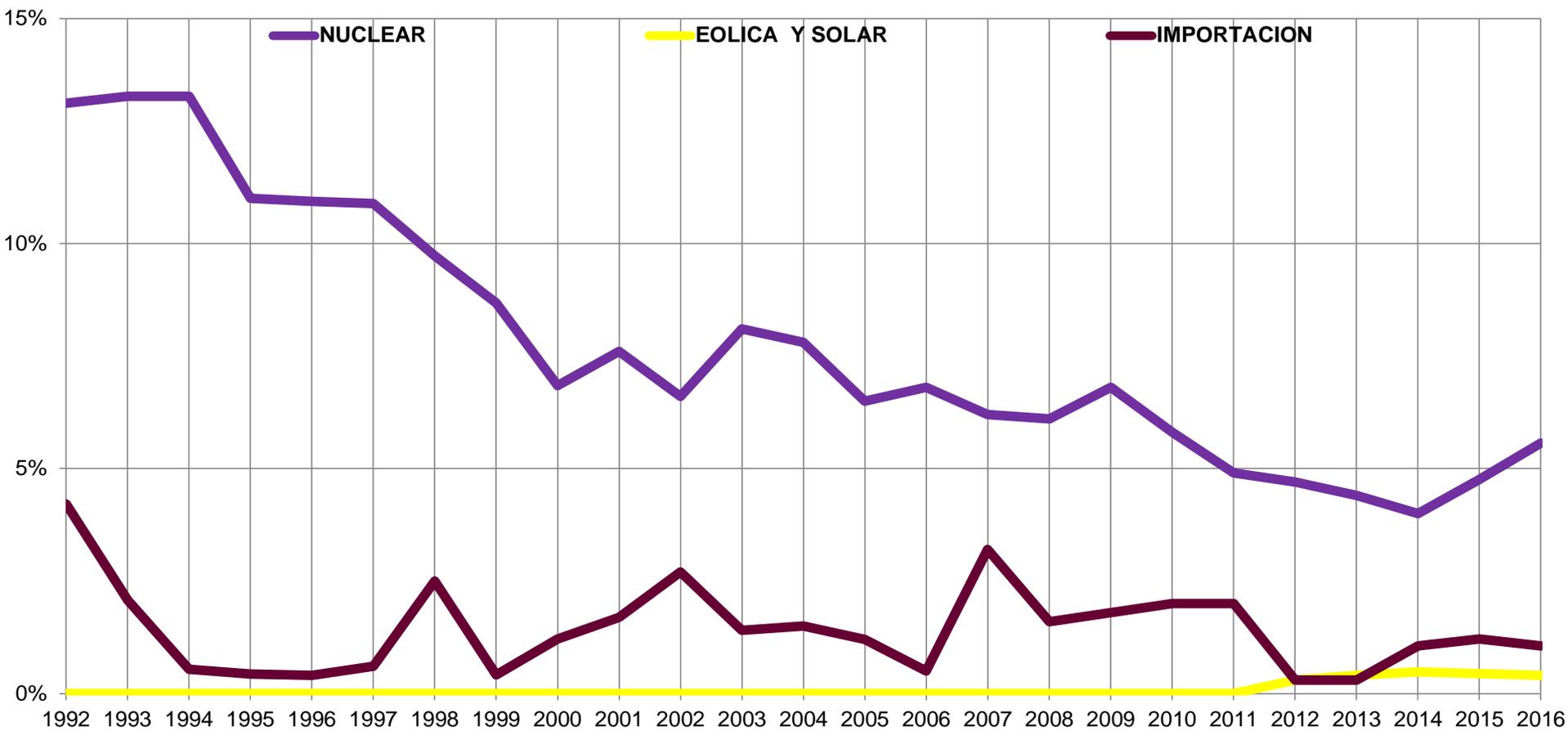
**EL DEFICIT ESTIMADO TOTAL DE  
GENERACION SERIA DE  
3.321 MW**

# Evolución de Energía Generada por Fuentes

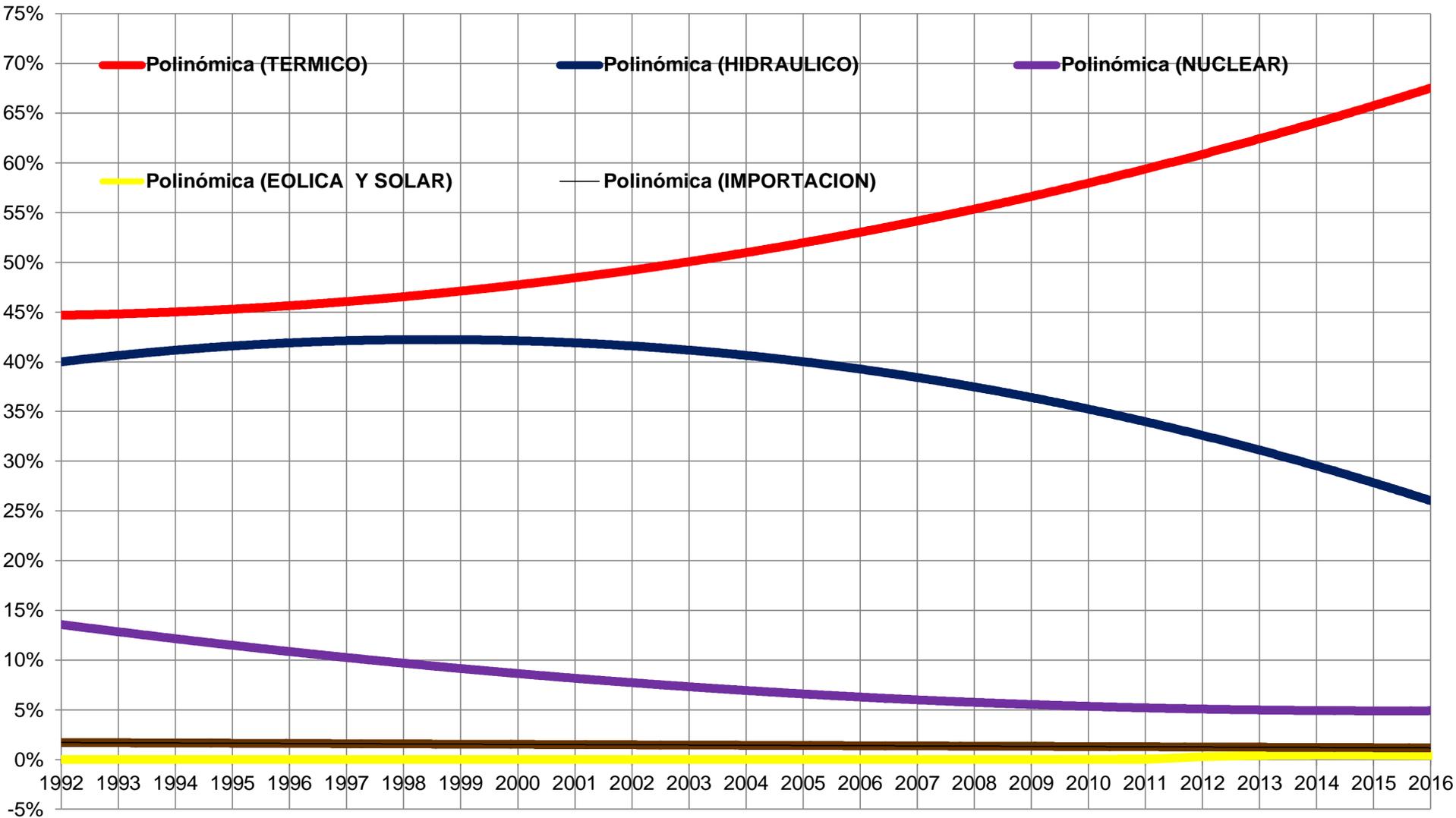
# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica, años 1992 a 2016.



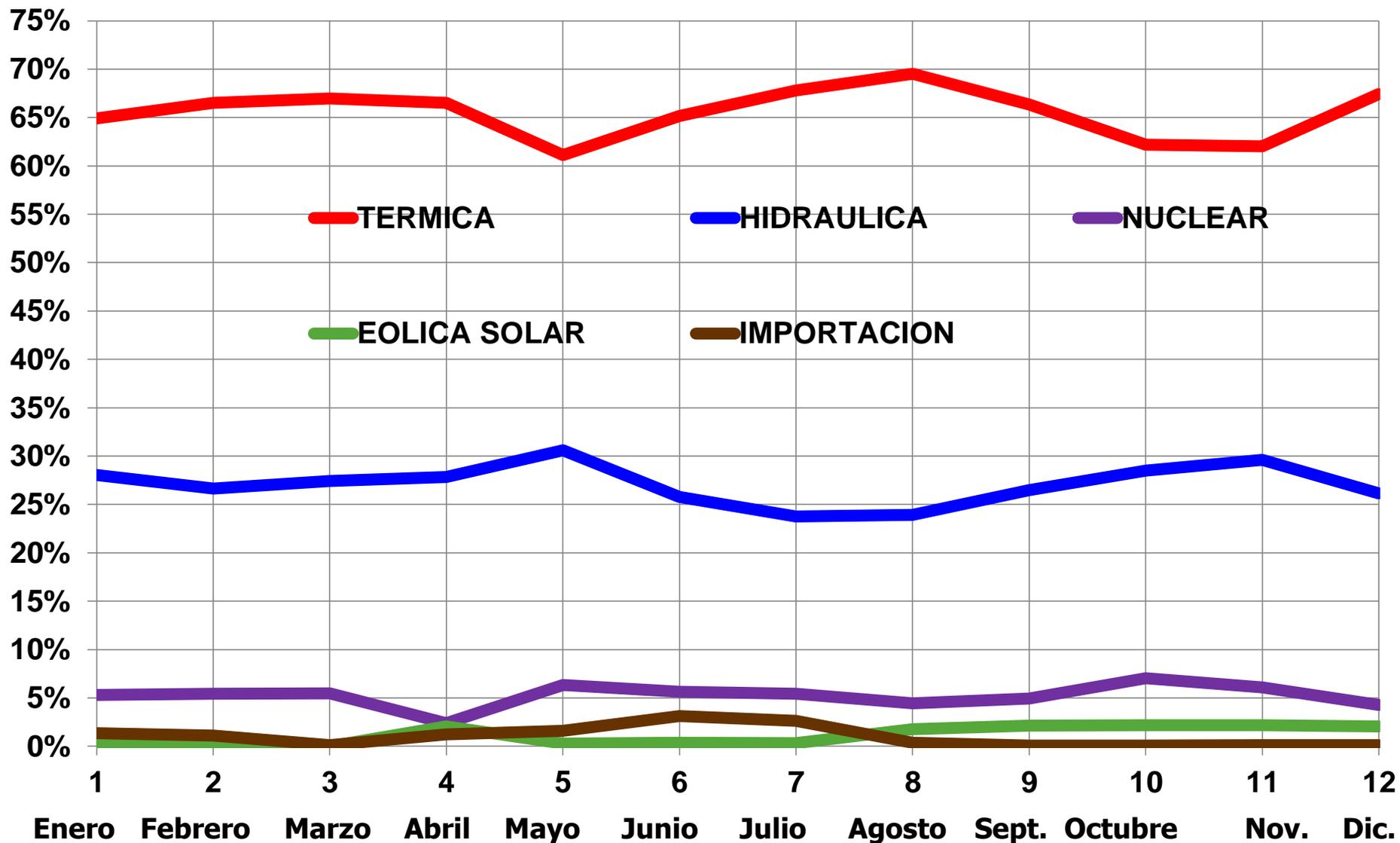
# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica, años 1992 a 2016.



# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica, años 1992 a 2016.



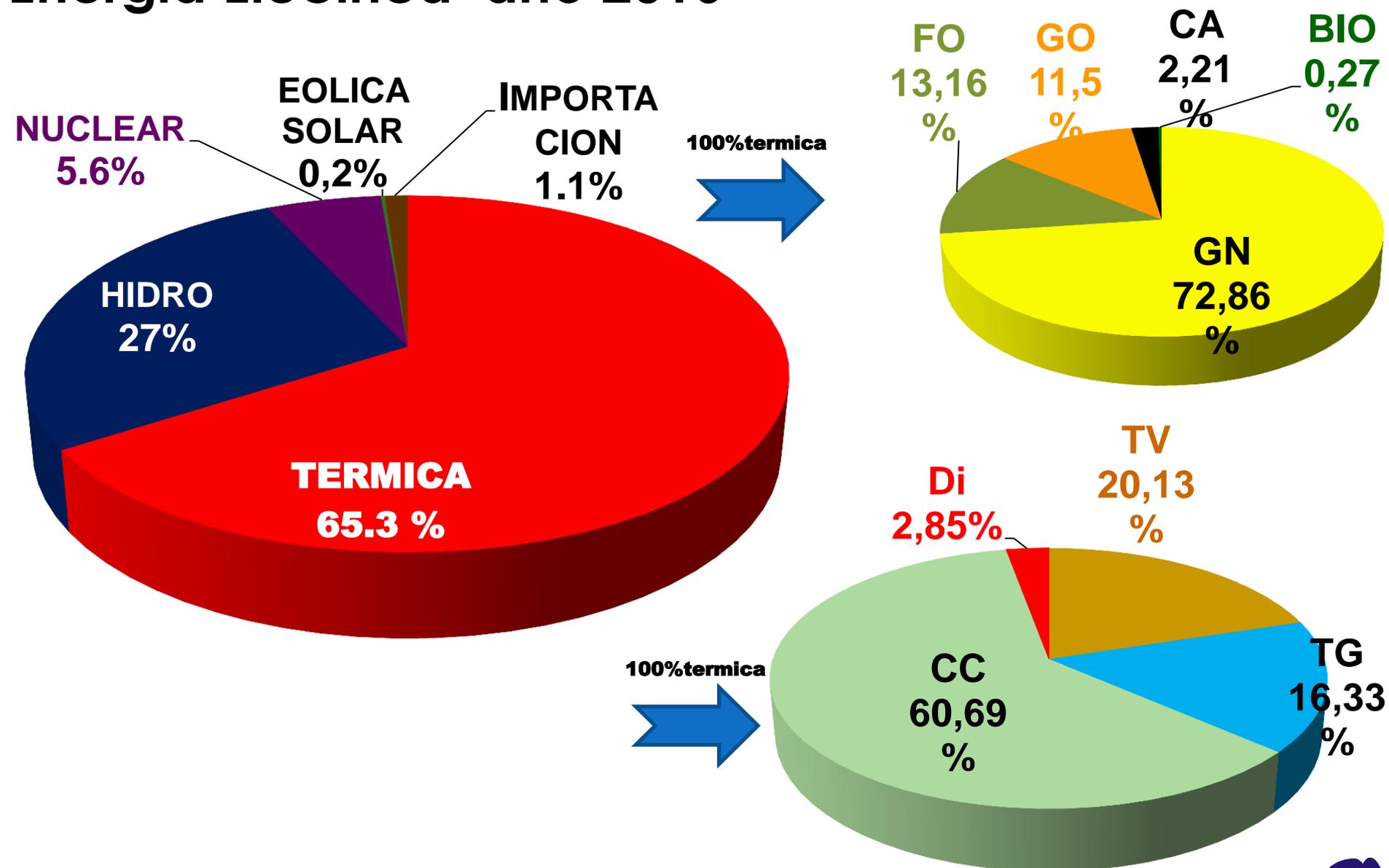
# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica año 2016, porcentual.



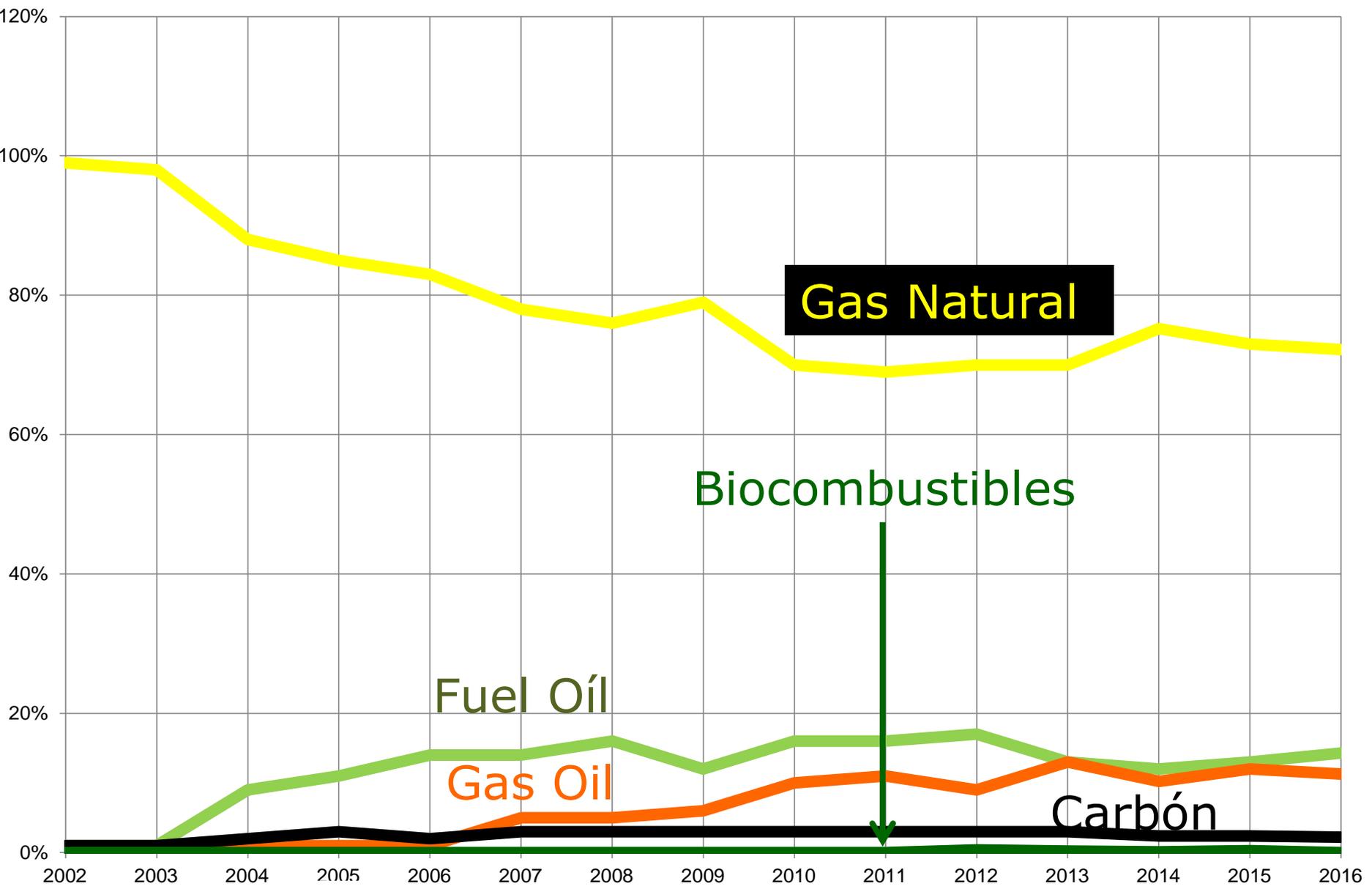
Fuente FUNDELEC CAMMESA



# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica año 2016



# EVOLUCION DE COMBUSTIBLES MAQ. TERMICAS



Gas Natural

Biocombustibles

Fuel Oil

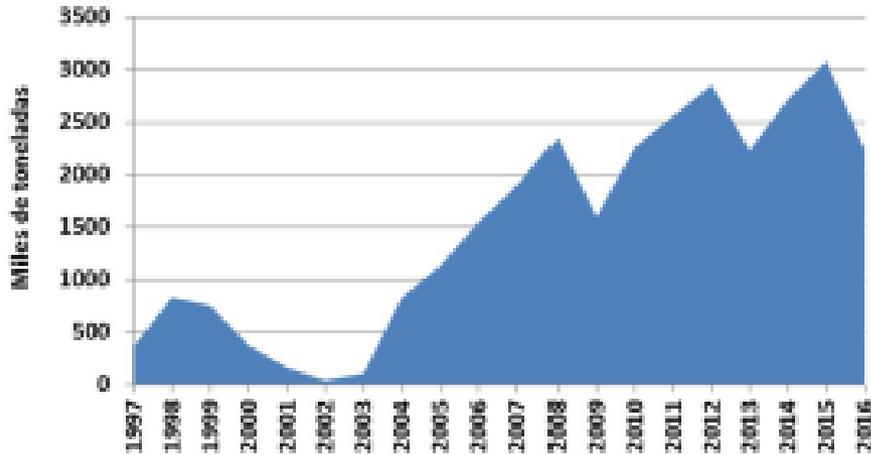
Gas Oil

Carbón

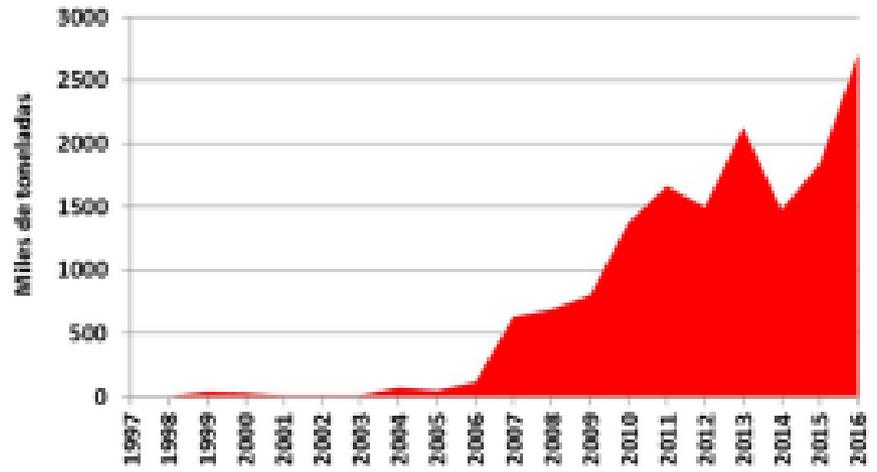


## Consumo de combustibles

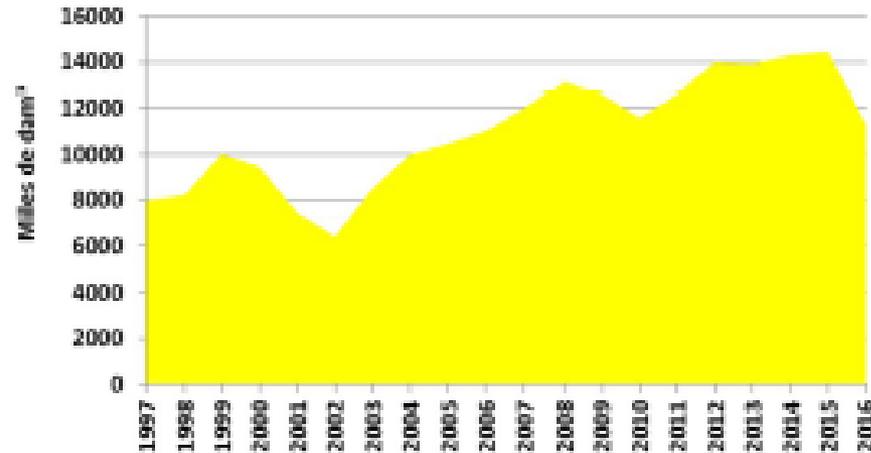
### Fuel oil



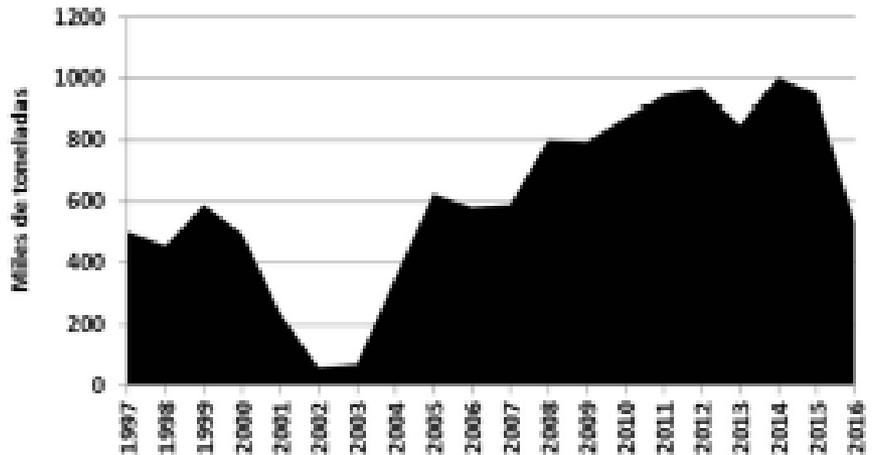
### Gas oil



### Gas natural



### Carbón

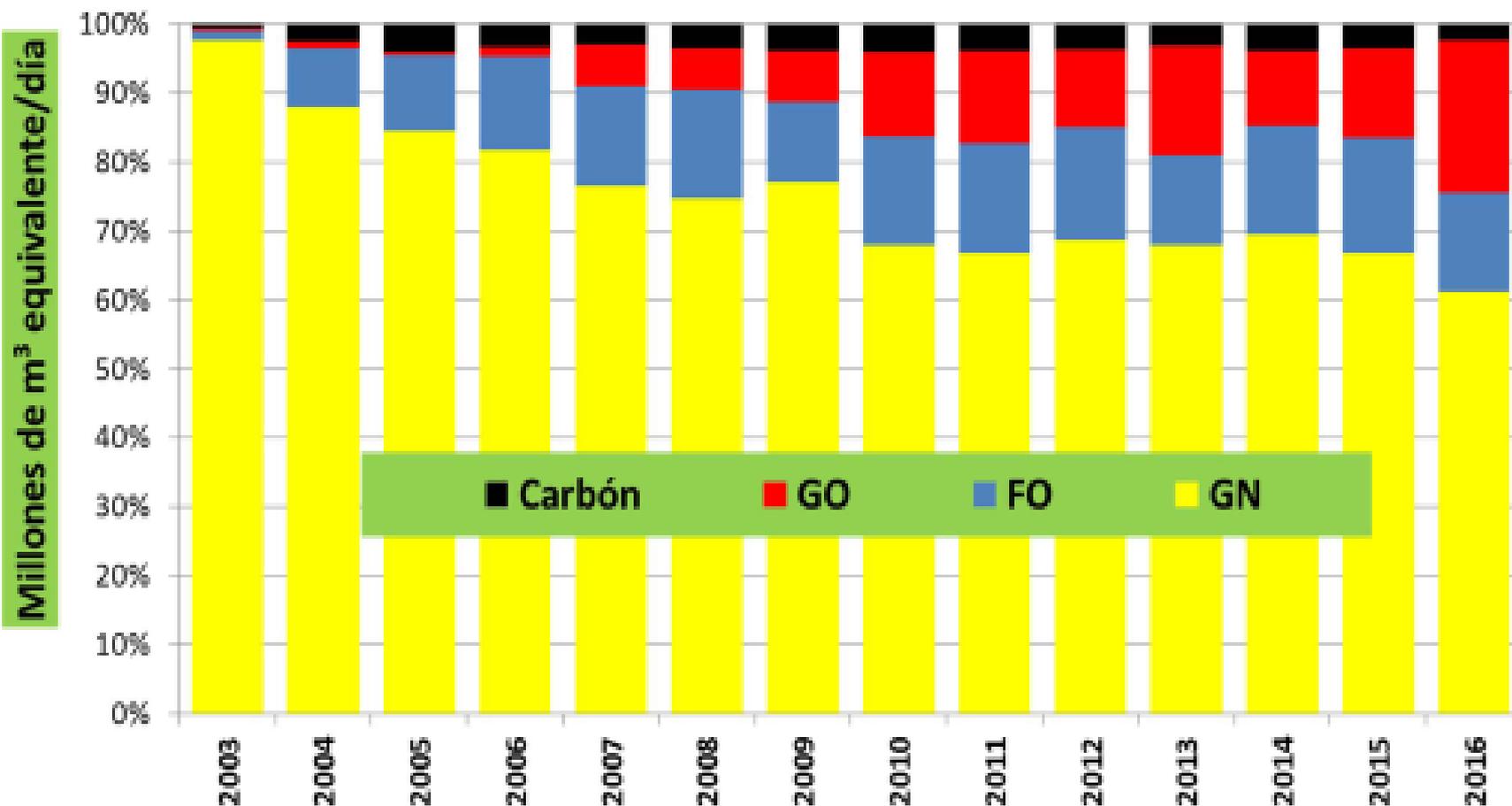


# Combustibles para generación. Evolución del consumo

**AGUEERA**

Asociación Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina

## Combustibles generación



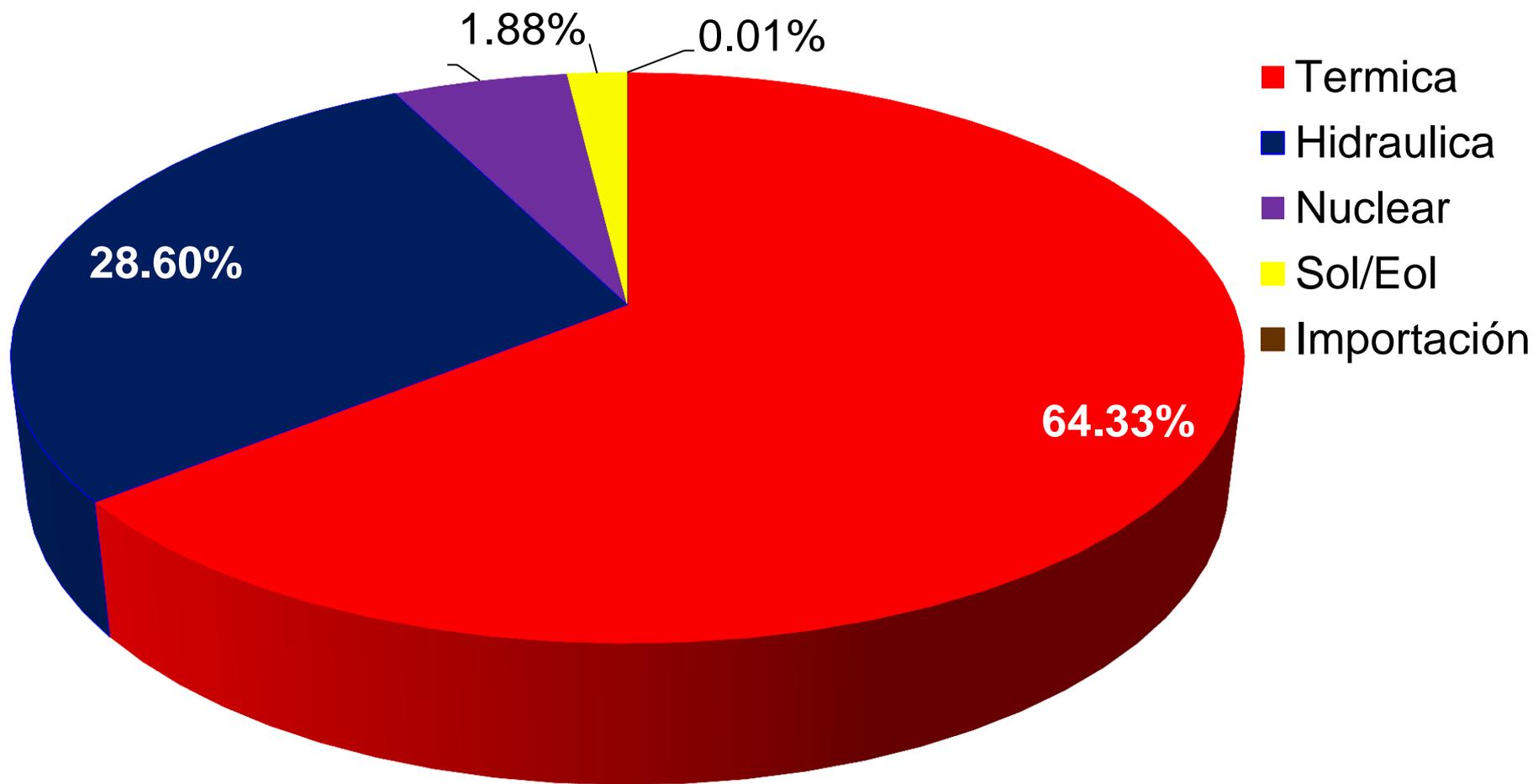
# EVOLUCION DE COMBUSTIBLES MAQ. TERMICAS

**INCREMENTO FUEL OIL POR SUSTITUCION DEL GAS  
NATURAL POR RESTRICCIONES DEL MISMO**

**INCREMENTO DEL GAS OIL DEBIDO AL INCREMENTO DE  
LA GENERACION DISTRIBUIDA DIESEL**

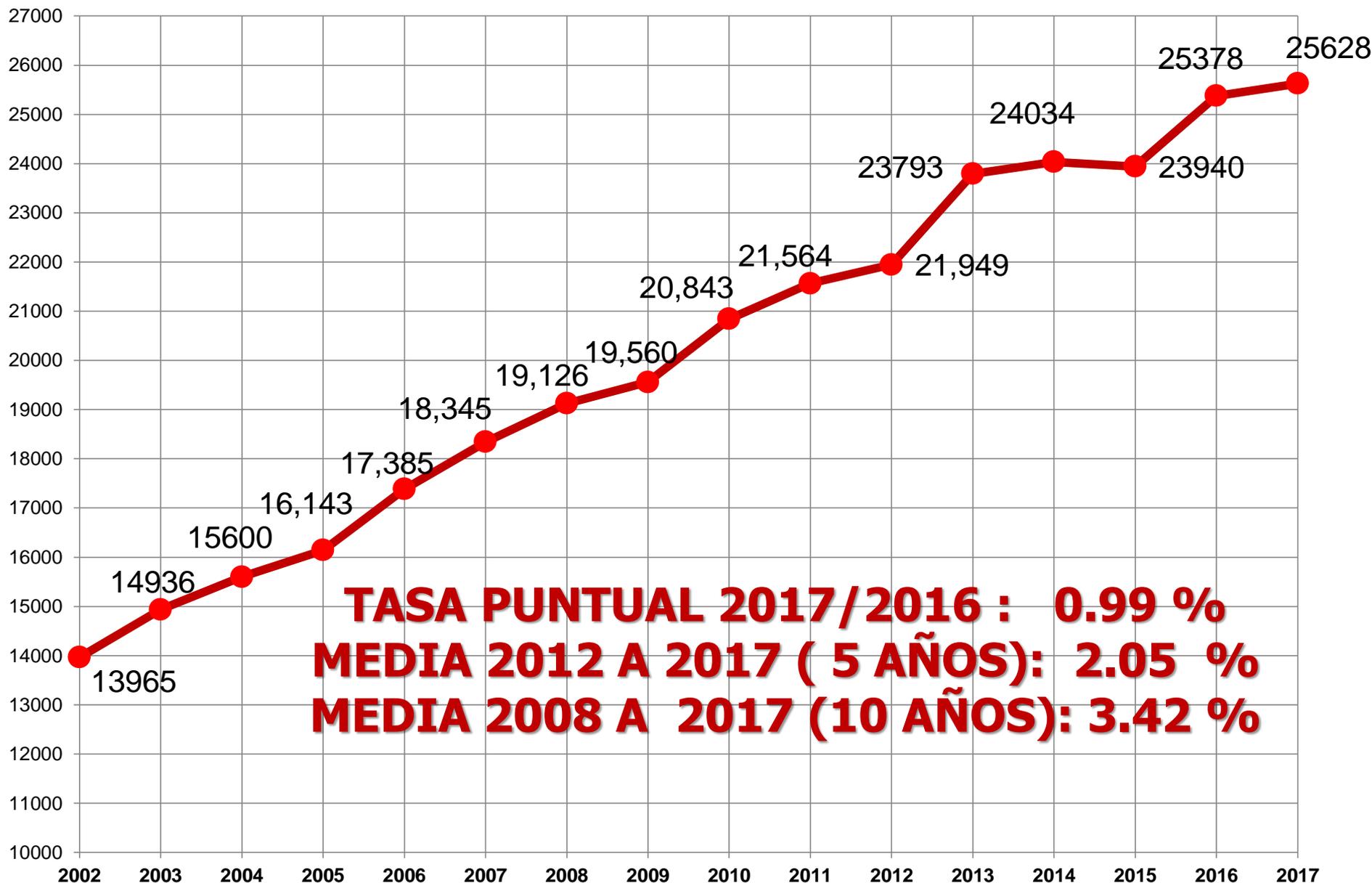


# Participación de las Fuentes de Generación de Energía Eléctrica 7 primeros meses 2017, porcentual.



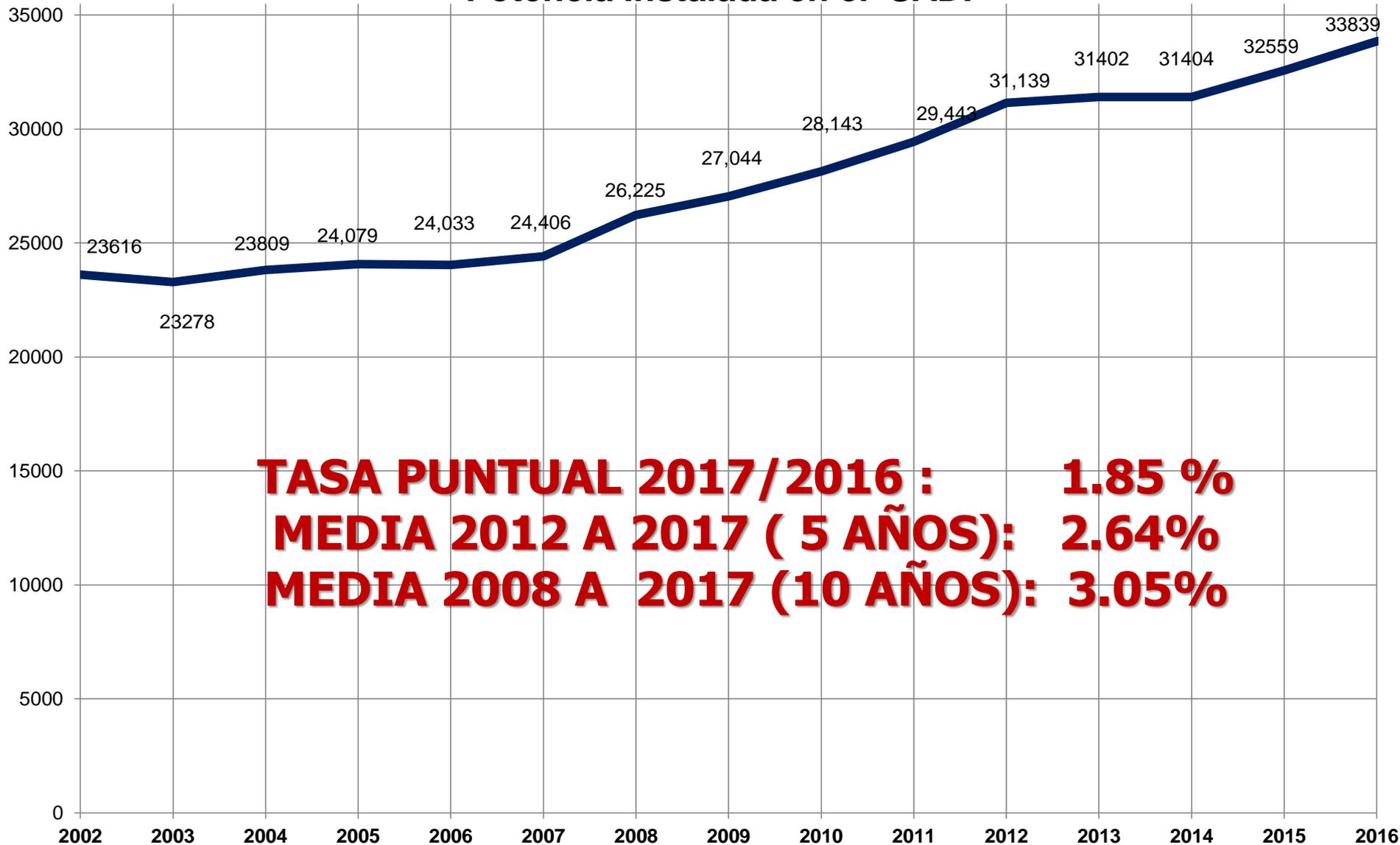
**AGOSTO 2017**

# EVOLUCION DE LA POTENCIA MAXIMA EN MW

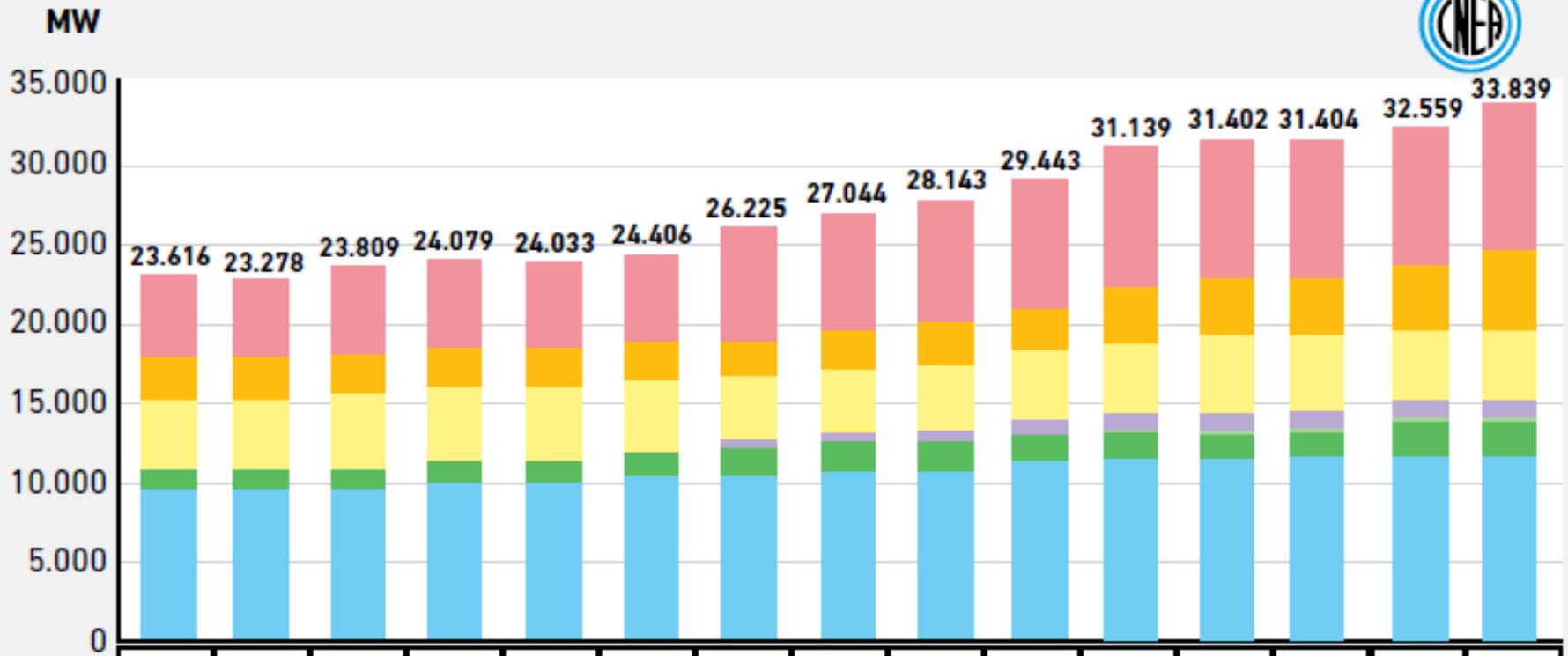


**TASA PUNTUAL 2017/2016 : 0.99 %**  
**MEDIA 2012 A 2017 ( 5 AÑOS): 2.05 %**  
**MEDIA 2008 A 2017 (10 AÑOS): 3.42 %**

## Potencia Instalada en el SADI

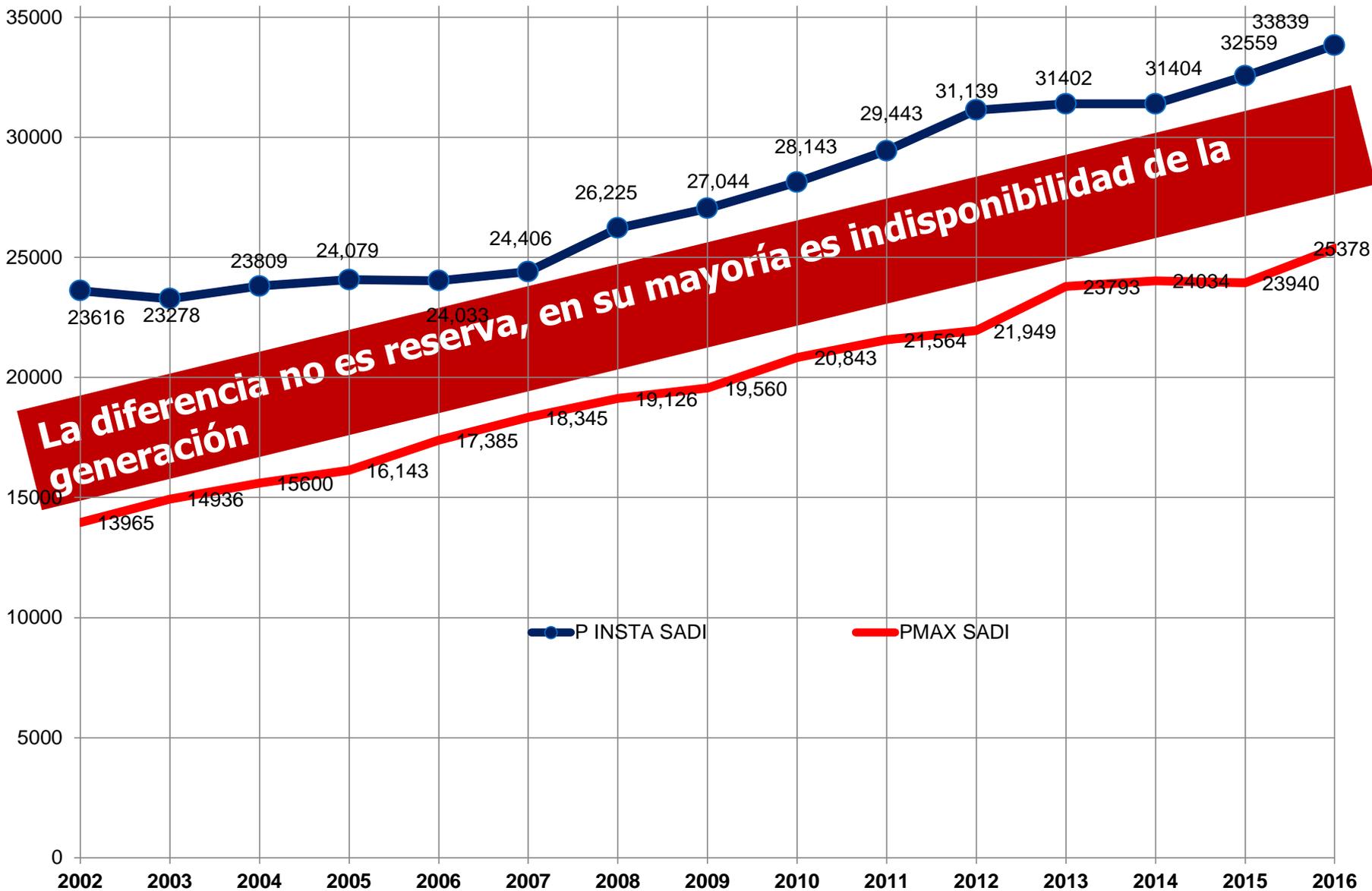


# EVOLUCION DE LA POTENCIA INSTALADA no FIRME EN EL SADI EN MW



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>CC</b>	6.334	5.881	6.362	6.362	6.361	6.362	7.488	7.599	8.183	8.723	9.205	9.205	9.191	9.227	9.227
<b>TG</b>	2.218	2.334	2.294	2.279	2.266	2.306	2.901	3.133	3.523	3.427	3.939	4.074	4.019	4.022	5.252
<b>TV</b>	4.515	4.515	4.526	4.496	4.463	4.573	4.438	4.438	4.438	4.445	4.464	4.441	4.451	4.451	4.451
<b>DI</b>	4	4	4	4	4	4	238	356	480	794	1.277	1.404	1.413	1.783	1.834
<b>BG</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	17	17
<b>FV</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	8	8	8	8	8
<b>EOL</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	112	165	187	187	187
<b>NU</b>	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005	1.010	1.010	1.755	1.755
<b>HID</b>	9.540	9.540	9.619	9.934	9.934	10.156	10.156	10.514	10.514	11.038	11.130	11.095	11.108	11.108	11.108

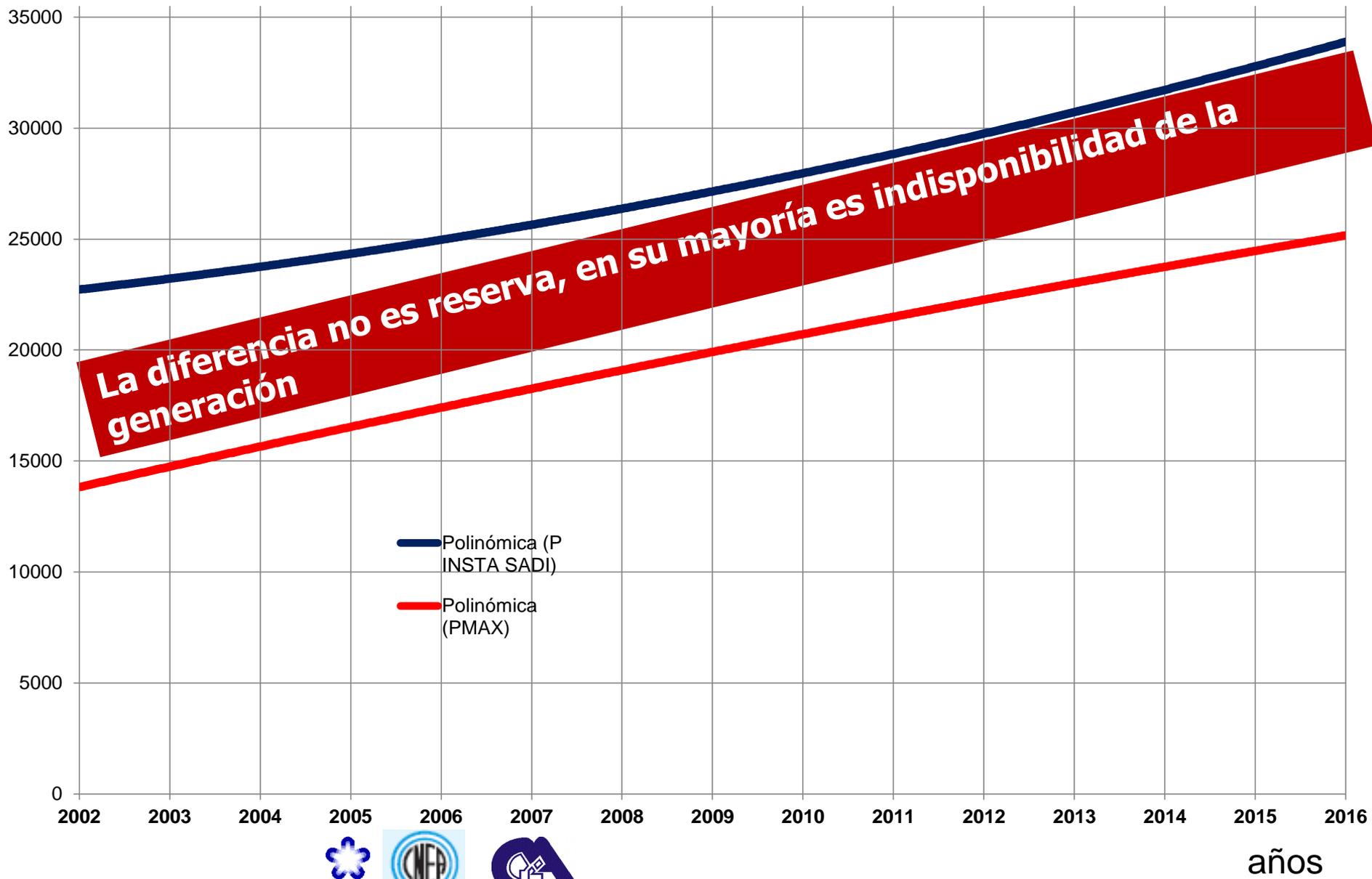
# Evolución de la Potencia Máxima Vs la Potencia Instalada( no firme )



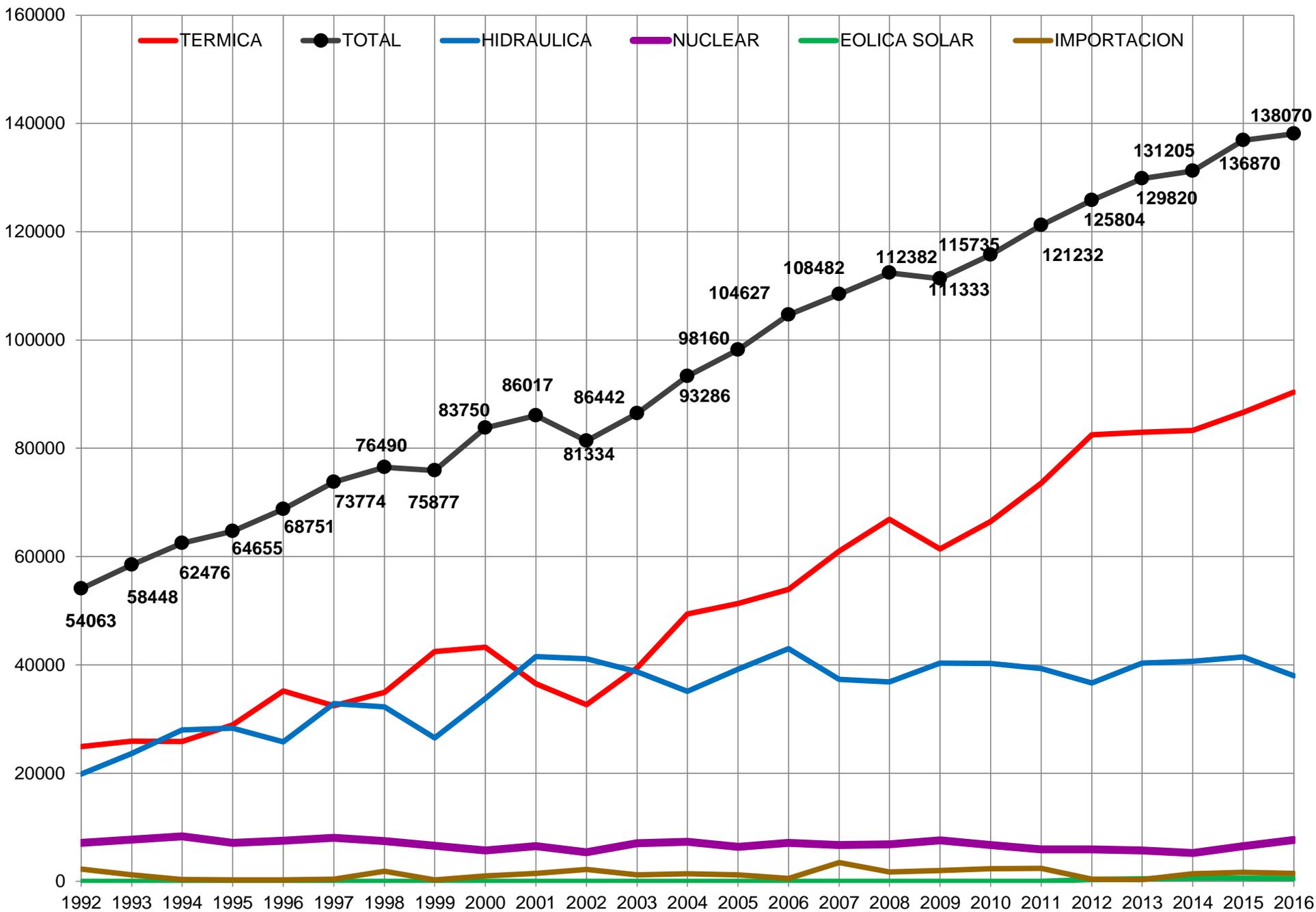
# Evolución de la Potencia Máxima Vs la Potencia Instalada( no firme )

MW

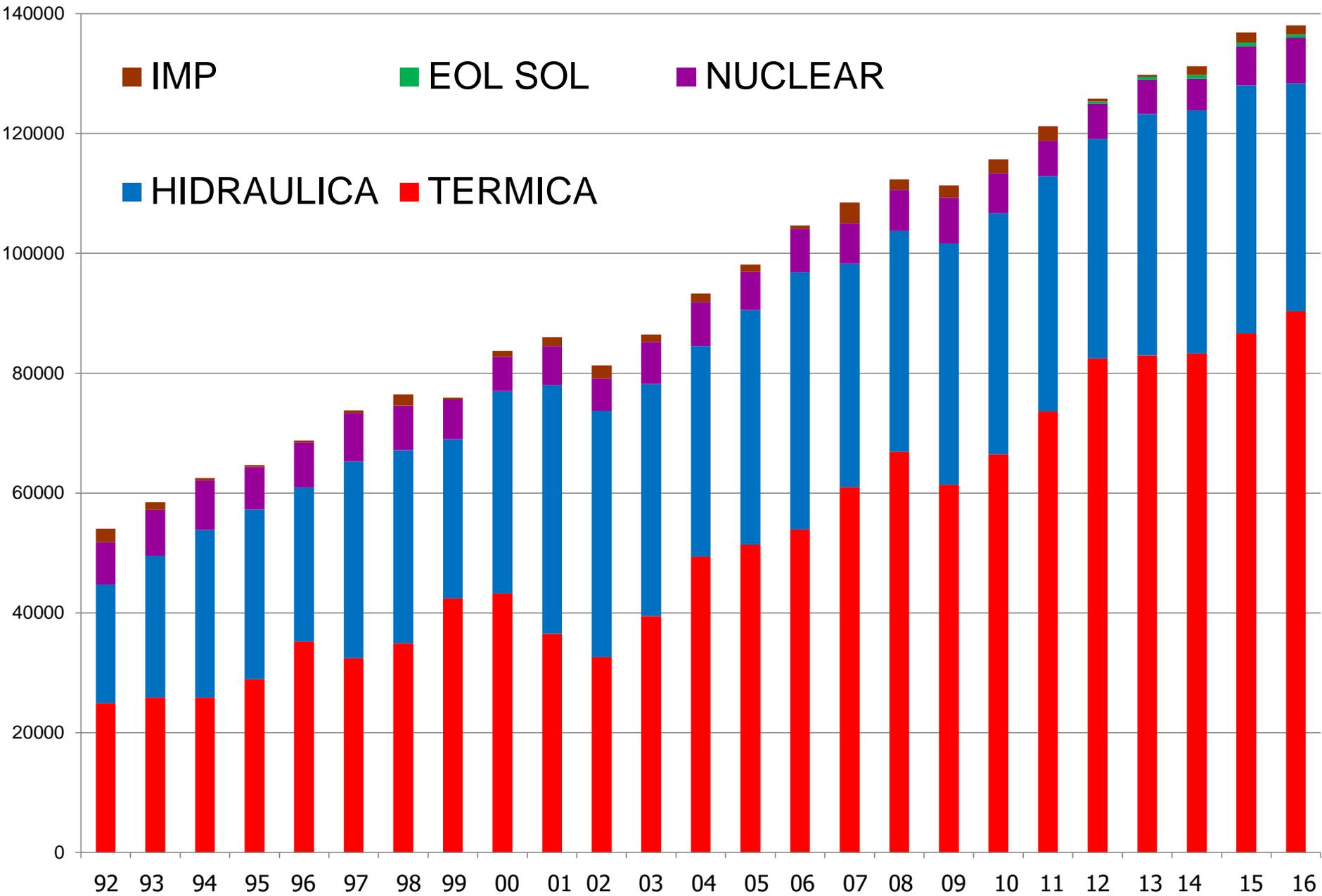
## CURVAS TENDECIALES



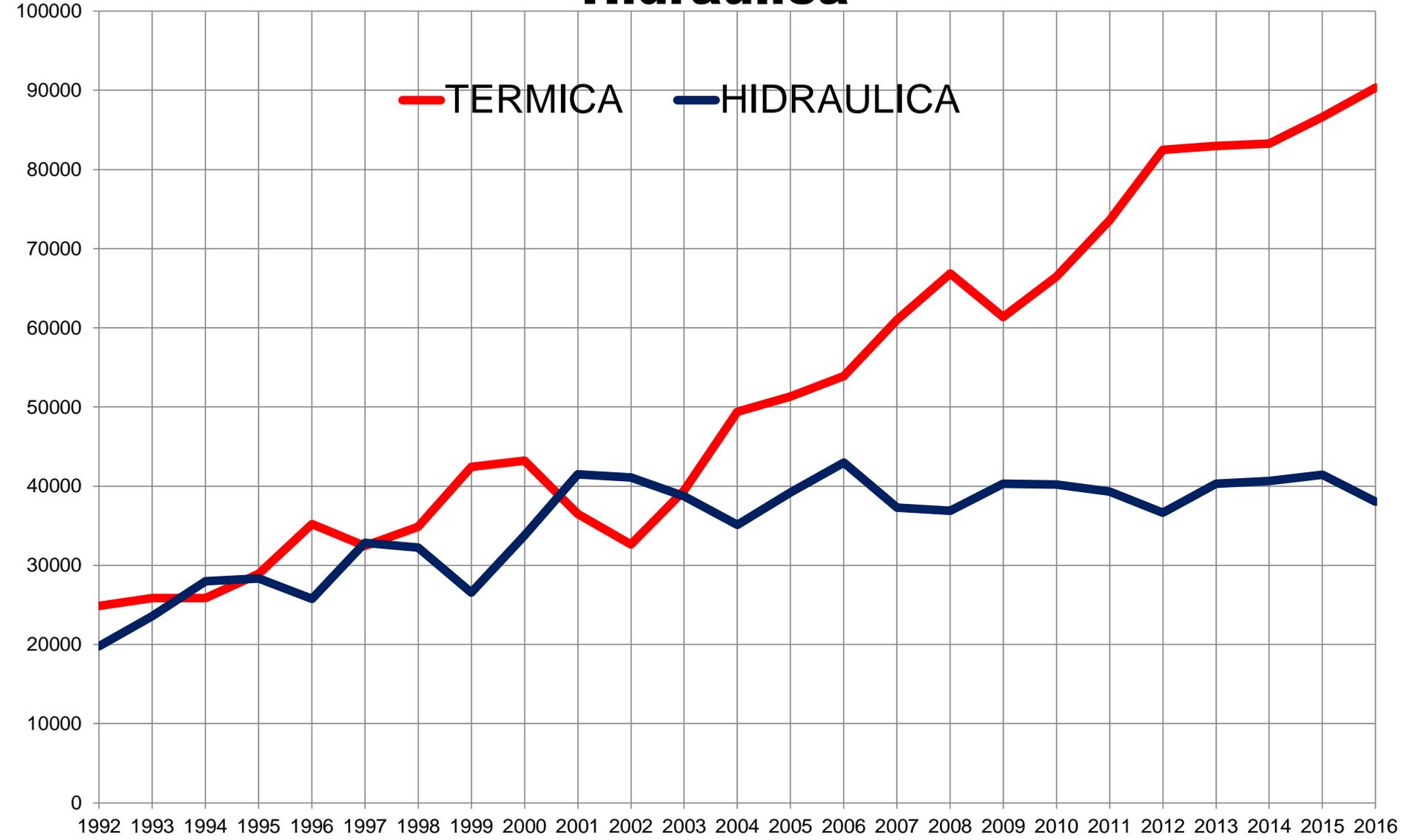
# Evolución de la Energía Operada por fuentes



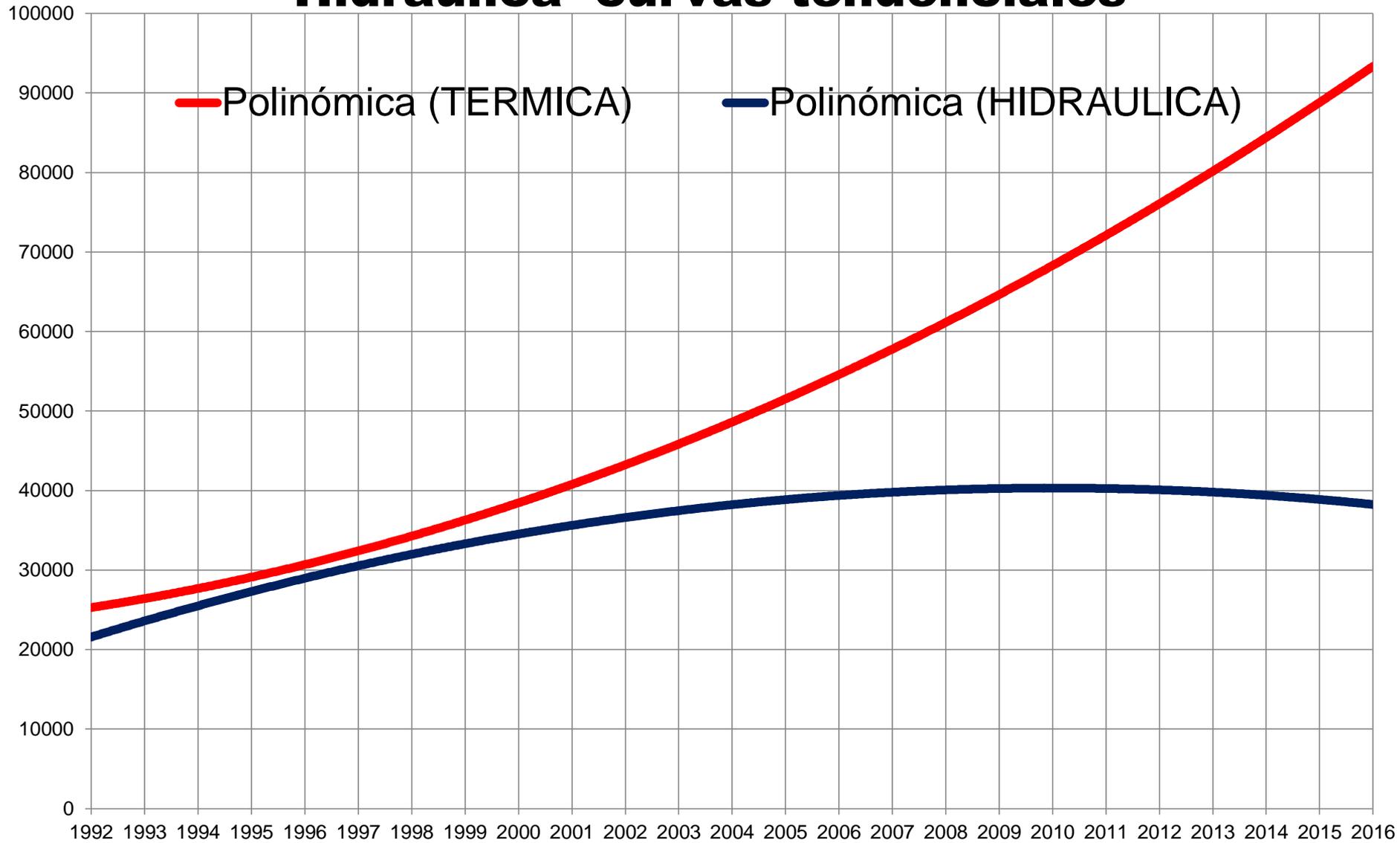
# Evolución de la Energía Operada por fuentes



# Comparacion de la evolucion Energia Termica vs Hidraulica



# Comparacion de la evolucion Energia Termica vs Hidraulica curvas tendenciales

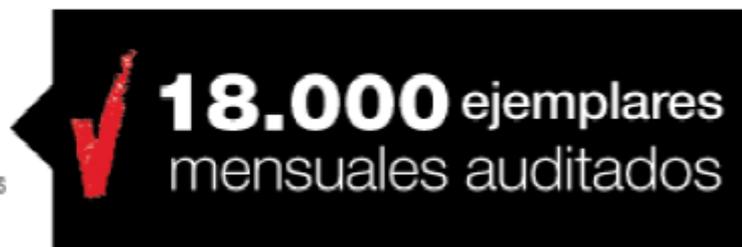


# **POTENCIA DE GENERACION A INSTALAR**

# EL INVERSOR

ENERGÉTICO & MINERO

Único medio nacional  
especializado con certificación



## KICILLOF Y DE VIDO ACUERDAN CONTRATO DE USINAS DELIVERY POR U\$S 1.000 MILLONES

Tras la fuerte interna que había paralizado el accionar de la empresa en los últimos meses, los sectores "devidista" y "camporista" que conviven en el manejo de la estatal Enarsa hicieron las paces y ahora quieren sacar contrarreloj una megacontratación de pequeñas y medianas usinas térmicas que implicará una inversión estatal del orden de los 1.000 millones de dólares en los próximos tres años. Según LPO, cuando todas las miradas están puestas en el proceso electoral, la conducción bifronte de Enarsa que comparten el presidente Walter Fagyas (el referente del ministro de Planificación, Julio De Vido) y el virtual vicepresidente, Juan José Carbajales (el camporista que reporta al titular de Economía, Axel Kicillof) resolvió avanzar con un nuevo llamado a licitación del plan de "Generación de Energía Eléctrica Distribuida" (GEED). Se trata del GEED VIII que había quedado en las gateras hace dos meses por los cortocircuitos internos y con el cual los funcionarios buscan reforzar la oferta de generación eléctrica para el invierno de 2016. Con el aval de la Secretaría de Energía que controla la camporista, Mariana Matrangola; los responsables de Enarsa prevén licitar en los próximos días la provisión de unos 1.000 megawatts (Mw) de potencia para cubrir entre 20 y 25 puntos críticos de abastecimiento eléctrico que fueron identificados en la región metropolitana, el interior bonaerense, Santa Fe, Córdoba y el NEA. Los oferentes deberán cotizar la instalación y operación de pequeñas y medianas usinas térmicas que puedan funcionar tanto con gas como con gasoil común y mezclado con biodiesel.





## **Potencia Instalada a JULIO 2017**

# Potencia Instalada a JULIO 2017



ÁREA	TV	TG	CC	DI	BG	BD	TER	NUC	HID	FV	EOL	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2				583,8		1.129,1	8,2		1.721,1
COM		418,9	1.281,5	92,3			1.792,7		4.761,5			6.554,2
NOA	261,0	626,0	1.245,0	300,8			2.432,8		218,2		58,4	2.709,4
CENTRO	200,0	670,5	534,0	100,8		2,0	1.507,3	648,0	918,0			3.073,3
GBA	2.110,0	1.120,1	3.441,7	178,6	16,6		6.867,0					6.867,0
BA	1.543,2	1.620,0	1.713,5	202,3			5.079,0	1.107,0			0,3	6.186,3
LIT	217,0	921,8	865,1	129,9			2.133,8		945,0			3.078,8
NEA		33,0		302,9			335,9		3.100,0			3.435,9
PAT		195,0	188,1				383,1		518,8		136,7	1.038,6
GENERACION MÓVIL				757,6			757,6					757,6
SIN	4.451,2	5.694,9	9.643,1	2.065,3	18,6		21.873,0	1.755,0	11.590,6	8,2	195,4	35.422,2*
<b>Porcentaje</b>							<b>61,75</b>	<b>4,96</b>	<b>32,72</b>	<b>0,02</b>	<b>0,55</b>	

\*Nota: Incluye la potencia a prueba de Vuelta de Obligado de 540 MW.

Se realizaron las siguientes incorporaciones, totalizando 410.9 MW adicionales de potencia al SADI:

#### BAS:

Se adicionaron 0.9 MW de potencia a la TG correspondiente a la C.T. Salto 2, totalizando la potencia de dicha central en 60.9 MW.

#### CEN:

Se incorporó un BD correspondiente a la Central Bioeléctrica Río Cuarto, adicionando un total de 2.0 MW a la región.

#### COM:

Se incorporó una TG correspondiente a la C.T. Loma de la Lata 2, adicionando un total de 105.0 MW a la región.



# Principales proyectos de inversión en generación

**2017-2025**

Fuente	Proyecto	2017-2025	
		Potencia añadida estimada a 2025 (en MW)	Inversiones totales estimadas (en millones de US\$)
Térmica	C.T. Vuelta de Obligado (ampliación)	270	9,927
	C.T. Guillermo Brown (ampliación)	280	
	C.T. CC de 800 MW (**)	800	
	Generación Distribuida	300	
	Otros no especificados	7890	
<b>TOTAL TERMICAS</b>		<b>9540</b>	
Hidroeléctricas	Pte. Kirchner	884	14,463
	Gob. Jorge Cepemio	466	
	Los Blancos	320	
	Los Tordillos	162	
	Chihuidos	637	
	Portezuelo del Viento	210	
	El Tambolar	70	
	Aña Cua	273	
	Garabí	1459	
	Potrero del Clavillo	340	
<b>TOTAL HIDROELECTRICAS</b>		<b>4821</b>	
Nucleares	Atucha III	760	10,921
	Embalse Río Tercero	52	
	Reactor CAREM-25	25	
	5ª central nuclear (proyecto)	1000	
<b>TOTAL NUCLEAR</b>		<b>1837</b>	
Renovables	GENREN: Eólico y Fotovoltaico	450	6,984
	Renovar 1 y 1.5	2430	
	Renovar 2 (***)	1000	
<b>TOTAL RENOVABLES (***)</b>		<b>3880</b>	
<b>TOTAL (sin renovables)</b>		<b>16,198</b>	<b>35,311</b>
<b>TOTAL (con renovables)</b>		<b>20,078</b>	<b>42,295</b>

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA, MINEM, CAMARCO, EIA y otras fuentes.



## **Empresas interesadas en generación eléctrica: propuestas por 35.000 MW**

El Gobierno nacional recibió 196 anteproyectos para el desarrollo de distintas variantes de generación que suman unos 34.834 Mw de nueva potencia térmica, así como manifestaciones de interés vinculadas con obras de transporte y soluciones de abastecimiento de combustible alternativo, informó hoy el Ministerio de Energía. Las propuestas recibidas dentro de lo establecido por la **Resolución 420 – E/2016** de la Secretaría de Energía Eléctrica son de tal magnitud que superan toda la potencia eléctrica instalada en la Argentina, que en la actualidad se ubica en los 33.400 MW, esencialmente bajo el esquema de ciclo combinado a gas. Si bien las propuestas estarán a consideración del Ministerio de Energía para su llamado a licitación durante el transcurso de 2017, fuentes del sector explicaron a Télam que los 34.834 MW de nueva energía representan un interés de inversión en torno a los 30 millones de dólares, ya que se estima un costo de entre 900 y 1.000 dólares por MW de generación.

Las mismas fuentes sectoriales aseguraron que entre los 89 grupos empresarios que manifestaron su interés en el sistema energético se encuentran las grandes empresas del sector como Isolux, YPF, Capex, Rio Energy, Genneia o Pampa Energía. En los mismos ámbitos se destacó que el éxito de la convocatoria responde a las señales que dio el Gobierno respecto a la normalización tarifaria del sector eléctrico, la previsibilidad para el recupero de inversiones y un nuevo marco de oportunidad de negocios que se abre a los capitales. Esta instancia se da en el contexto de la Declaración de la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, y apunta a contribuir a la reducción del costo del abastecimiento de energía eléctrica y la diversificación de la matriz energética nacional mediante un procedimiento participativo para la identificación de posibles soluciones. En ese sentido, la resolución 420 publicada el 16 de noviembre en el Boletín Oficial convocó a los interesados en desarrollar integralmente proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico. Como respuesta del llamado, el viernes el Ministerio de Energía recibió por parte de 89 grupos empresarios un total de 196 ante-proyectos que incluyen distintas variantes de generación que suman 34.839 MW de nueva potencia térmica, un valor superior al total de generación eléctrica instalada en todo el país.

<b>CICLO COMBINADO NUEVO</b>	<b>22.510 MW</b>
<b>CIERRE DE CICLOS COMBINADOS</b>	<b>3.199 MW</b>
<b>TURBINA A GAS/ COGENERACUIO</b>	<b>9.124 MW</b>
<b>EFICIENCIA TURBINA DE GAS / OTROS</b>	<b>6 MW</b>
	<b>-----</b>
	<b>34.839 MW</b>

Si bien, la potencia instalada es de unos 33.400 MW la oferta disponible promedio ronda entre los 24.000 y 25.000 MW, a raíz de la rotación constante de entrada y salida de servicio de las distintas generadoras a lo largo del año, lo que hace más vulnerable al sistema cuando se producen los picos de demanda estivales.

La cartera que conduce el ministro Juan José Aranguren precisó esta tarde que de las propuestas recibidas 32 corresponden a proyectos de generación de ciclo combinado nuevo, por unos 22.510 MW de potencia; 24 proyectos de cierre de ciclo combinado por 3.199 MW; y 89 para turbinas a gas o cogeneración por 9.124 MW. Adicionalmente, el gobierno recibió "Manifestaciones de Interés" relacionadas con obras de Transporte de Energía Eléctrica y soluciones de abastecimiento de combustible alternativo, que complementan las propuestas de nueva generación indicadas, todas ellas tendientes a disminuir el costo de generación eléctrica, tal la convocatoria oficial.

Luego de lo que el Ministerio de Energía calificó como una "muestra de confianza por parte de los potenciales inversores", las propuestas -de carácter provisorio y confidencial- serán analizadas y evaluadas en conjunto por la Secretaría de Energía Eléctrica y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)

Esta nueva instancia en la que avanzará el gobierno ratifica el interés ya reflejado por las empresas del sector -locales y del exterior- en la licitación de generación térmica emergencial que el Gobierno cerró en el primer semestre de 2016 como en las dos rondas 1.0 y 1.5 del Plan RenovAr, que en conjunto permitirán sumar unos 6.000 MW de potencia al sistema. Una vez concluido el análisis de las propuestas, el Ministerio de Energía determinará los proyectos prioritarios y se confeccionará un pliego licitatorio con el fin de convocar a competencia a todos los interesados en los mismos durante el primer semestre del corriente año.

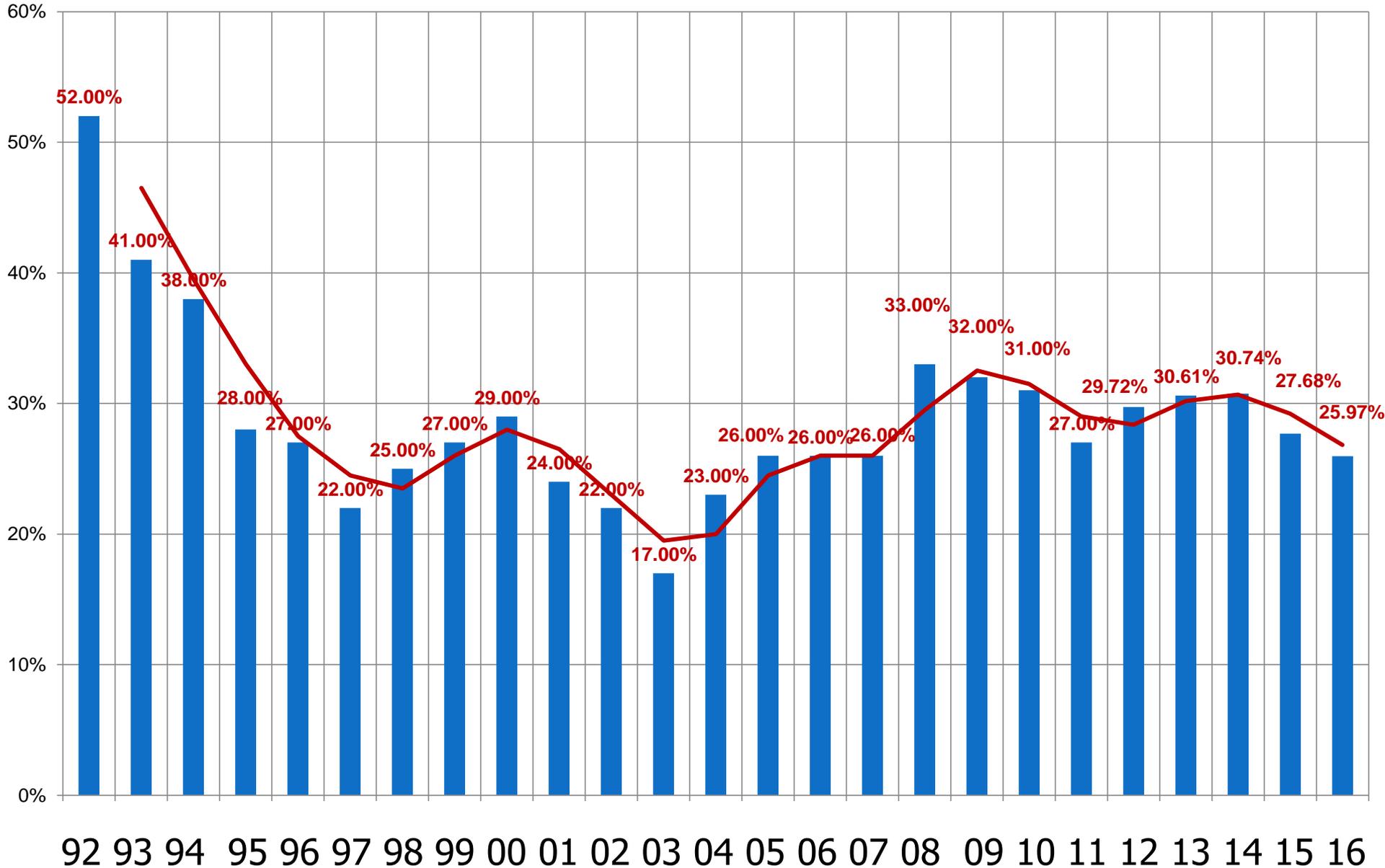
Como todo proceso licitatorio, se procederá luego a la evaluación de las ofertas, su potencial adjudicación y la firma de los contratos respectivos en el curso del 2017 para la construcción y operatividad comercial de cada proyecto integral.

El proceso, en cualquier caso, se efectuará mediante "convocatoria abierta, competitiva y transparente", en orden a la posterior celebración de un Contrato de la Demanda en el MEM que podrá ser un Contrato de la Demanda Mayorista.

# **INDISPONIBILIDAD DE FUENTES DE GENERACION**



# INDISPONIBILIDAD TERMICA ANUAL %



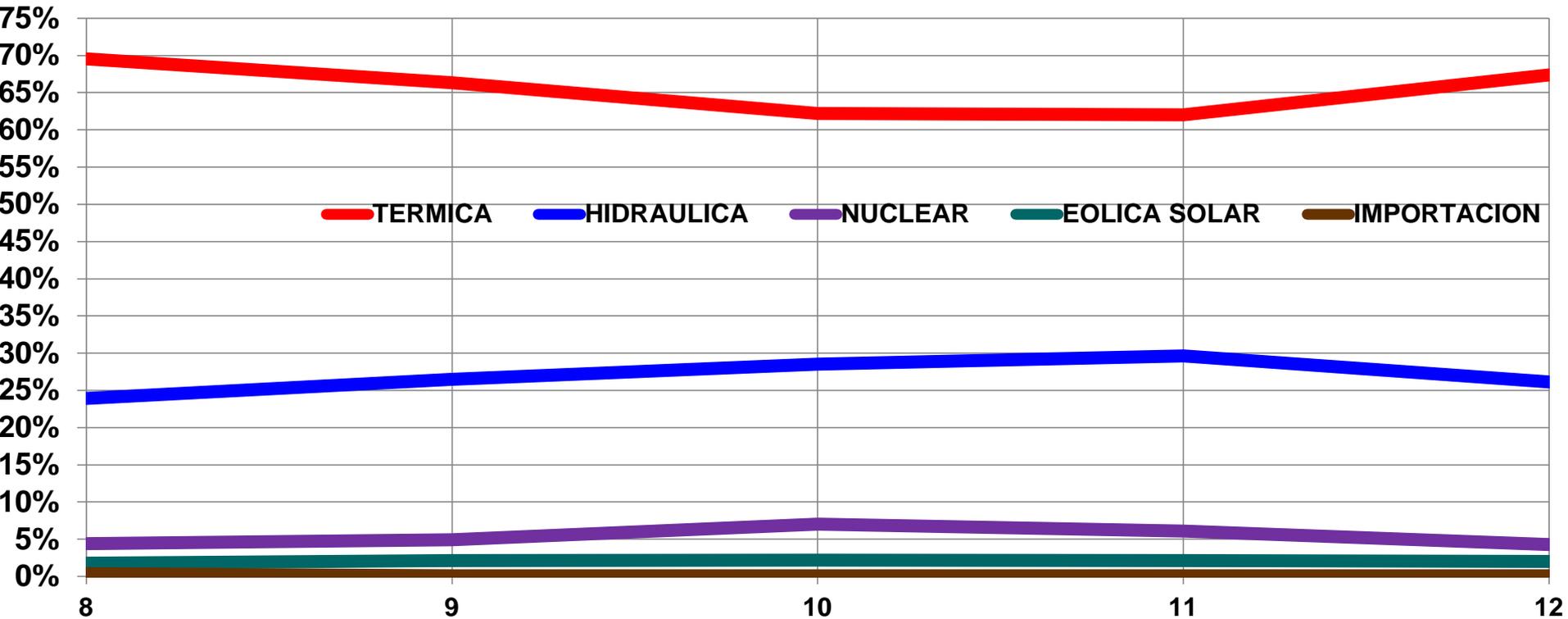


# INDISPONIBILIDAD

# ANUAL %



INDISPONIBILIDAD	2012	2013	2014	2015	2016
TERMICA	29.72%	30.61%	30.74%	27.68%	25.97%
NUCLEAR	28.16%	26.97%	4.65%	26.93%	38.52%
HIDRAULICA	5.00%	5.00%	5.00%	4.99%	5.00%
RESTO(DI+FO+FV)	25.02%	26.81%	26.15%	14.65%	18.95%
TOTAL	20.62%	21.20%	20.56%	18.92%	19.28%





## **AÑO 2016 FUENTES INDISPONIBLES**

TERMICA INDISPONIBLE	26 %
HIDRAULICA INDISPONIBLE	5 %
NUCLEAR INDISPONIBLE	38,6 % F/S CN EMBALSE
RESTO(DI EO FV) INDISPONIBLE	18,95%

## **AÑO 2016**

<b>DISPONIBILIDAD TOTAL</b>	<b>80,7%</b>
<b>E INDISPONIBILIDAD TOTAL</b>	<b>19,3%</b>

**Estadísticamente la Indisponibilidad de la generación térmica ronda entre un 18 al 23% de la potencia instalada.**

**Sumadas a las restricciones del transporte, combustible y características de las CH con las restricciones en los años hidrológicos no favorables, CAMMESA estadísticamente indica hasta un 30 % de indisponibilidad vs la instalada.**

**Hay que considerar que además el sistema necesita entre la reserva rotante operativa (2%,) la reserva de 10 min (3%) y la reserva fría de 20 min (3%), un 8 % de respaldo sobre la máxima potencia prevista.**



**REGIONES ELECTRICAS**

**Y**

**CONSUMO COMPARATIVO**

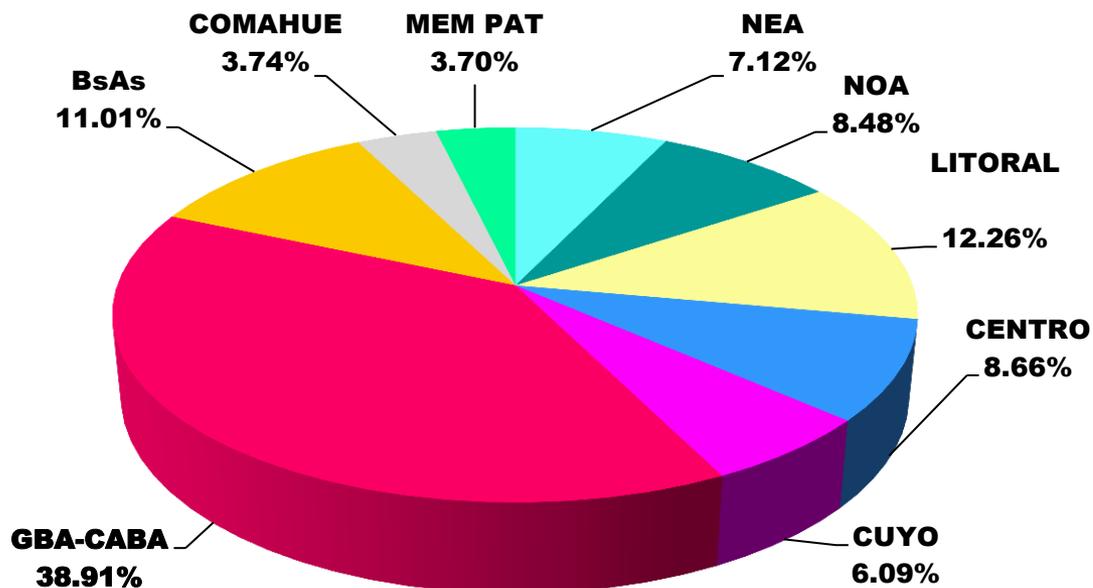
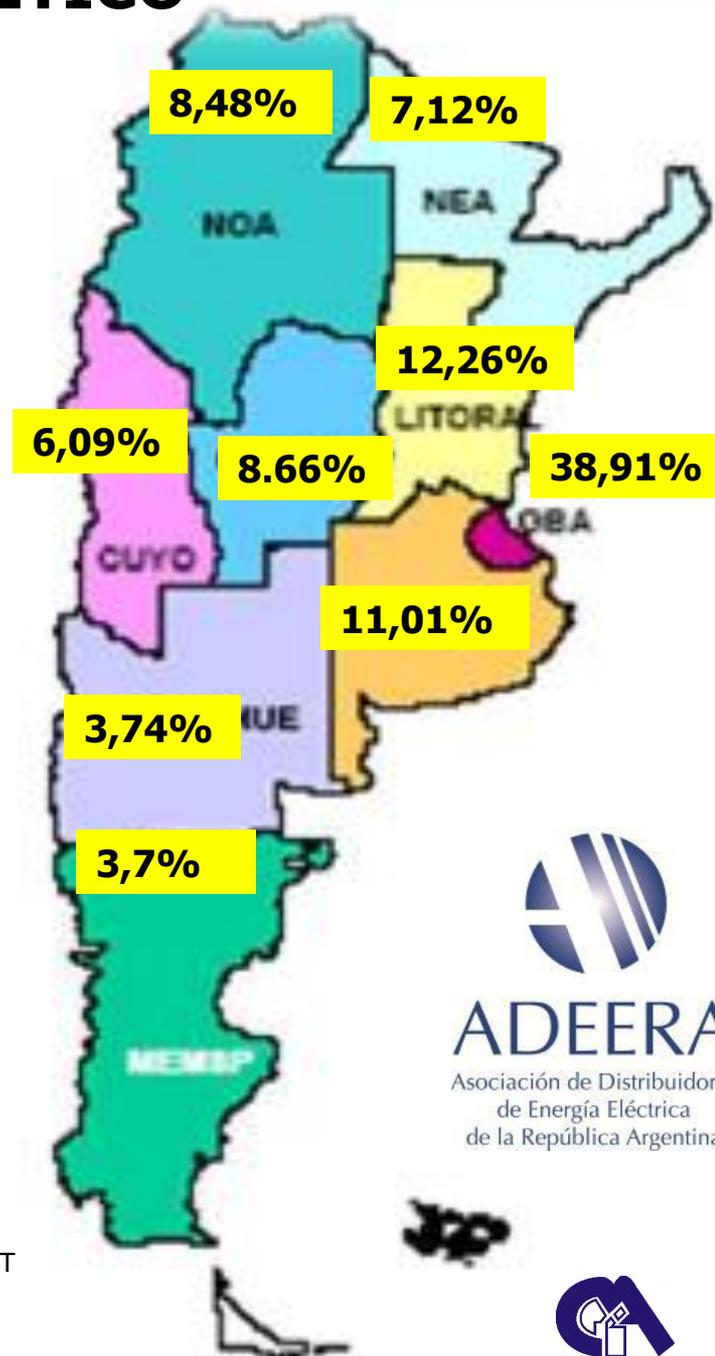
# REPUBLICA ARGENTINA . Regiones Eléctricas. Empresas Distribuidoras De Energía Eléctrica



# PARTICIPACION CONSUMO ENERGETICO POR REGION 2016 en %

NEA	7.12%
NOA	8.48%
LIT	12.26%
CEN	8.66%
CUY	6.09%
GBA-CABA	38.91%
BAS	11.01%
COM	3.74%
PAT	3.70%

**CABA, GBA  
Y Bs As  
49,9%**



■ NEA ■ NOA ■ LIT ■ CEN ■ CUY ■ GBA-CABA ■ BAS ■ COM ■ PAT

**Fuente ADEERA 2016**

**ADEERA**  
Asociación de Distribuidores  
de Energía Eléctrica  
de la República Argentina

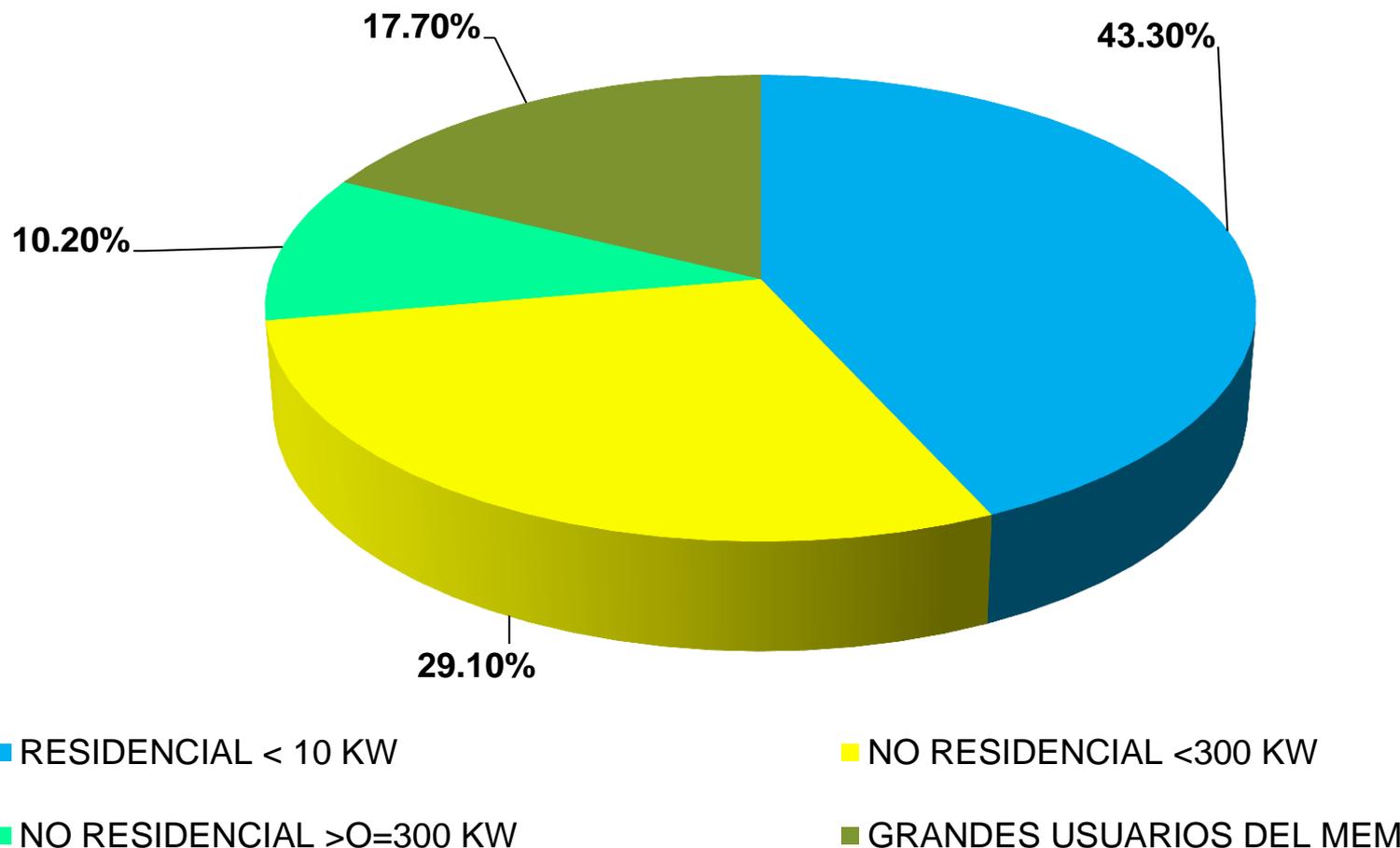


# Participación por tipo de usuario (total 100%)

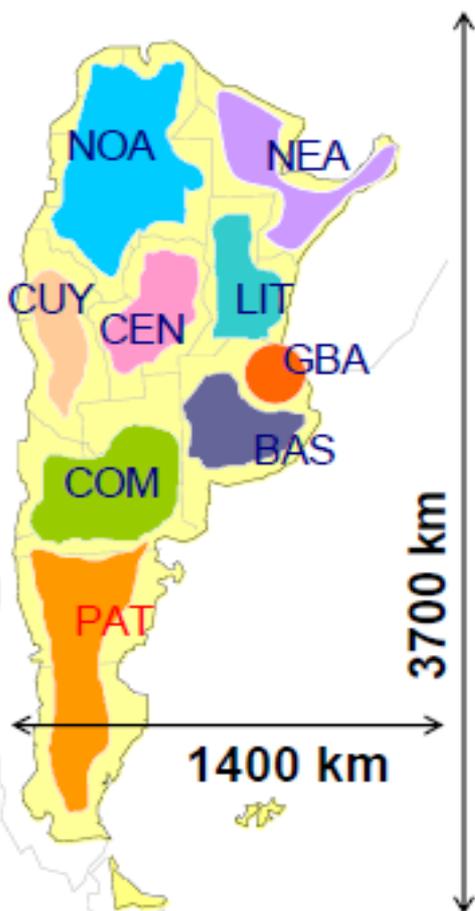


**ADEERA**  
Asociación de Distribuidores  
de Energía Eléctrica  
de la República Argentina

## 2016 TOTAL CONSUMIDO AGENTES DEL MEM %



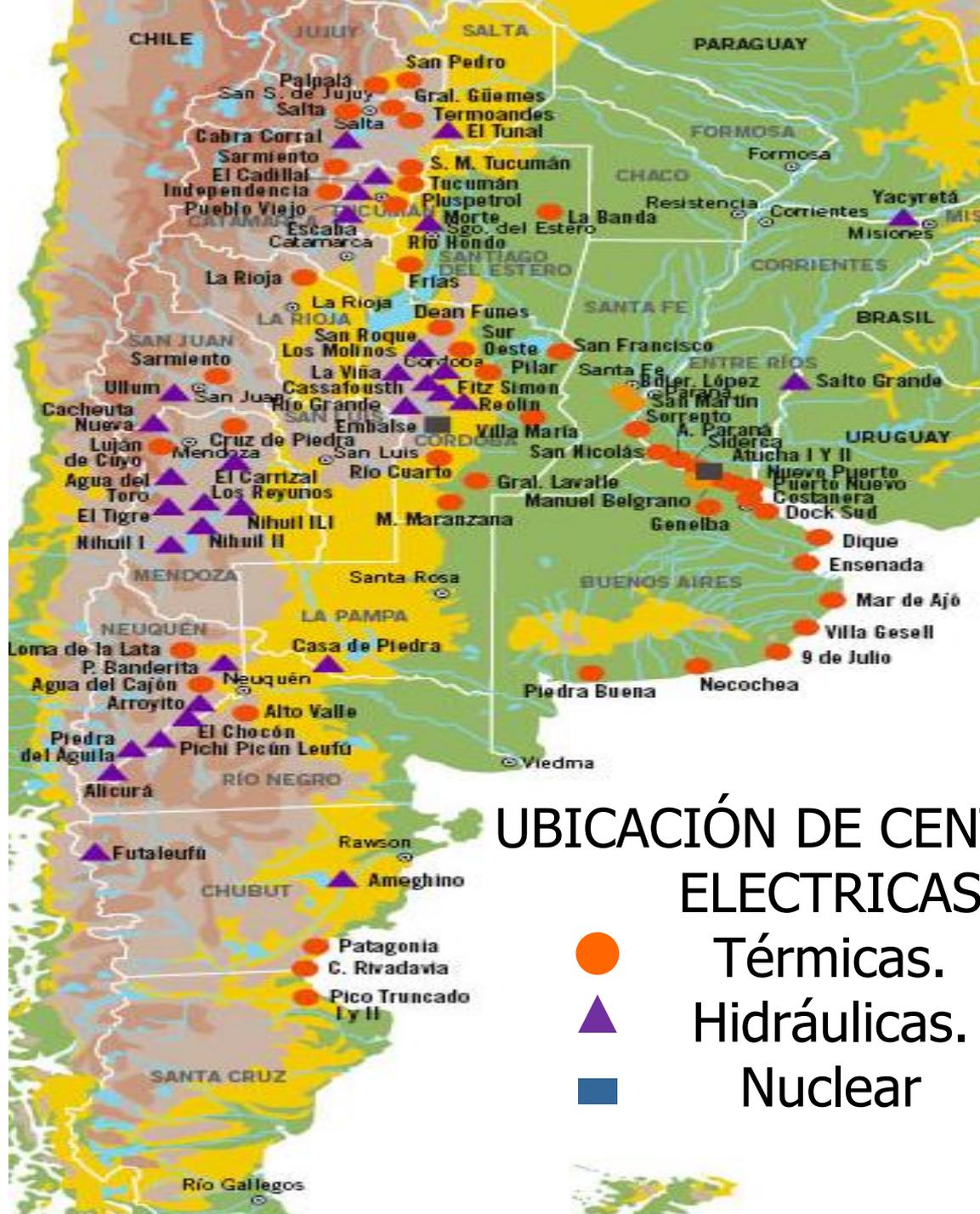
# Comparaciones



PAIS	SUP Mkm2	HAB mill	DENS Hab/km2	URB %	Cons.Energia TWh	Cons. per Capita KWh/hab
ARGENTINA	2,8	41	14,6	90	121	2.951
CANADA	9,9	34	3,4	77	517	15.206
USA	9,8	310	31,6	78	4183	13.494
ESP	0,5	41	82,0	78	284	6.927
ITA	0,3	58	193,3	67	326	5.621
BRA	8,5	201	23,6	82	465	2.313
MEX	1,9	112	58,9	75	226	2.018
CHN	9,6	1354	141,0	32	3938	2.908
IND	3,3	1258	381,2	28	755	600

Fuente: IEA (International Energy Agency) - Key World Energy Statistics - 2012

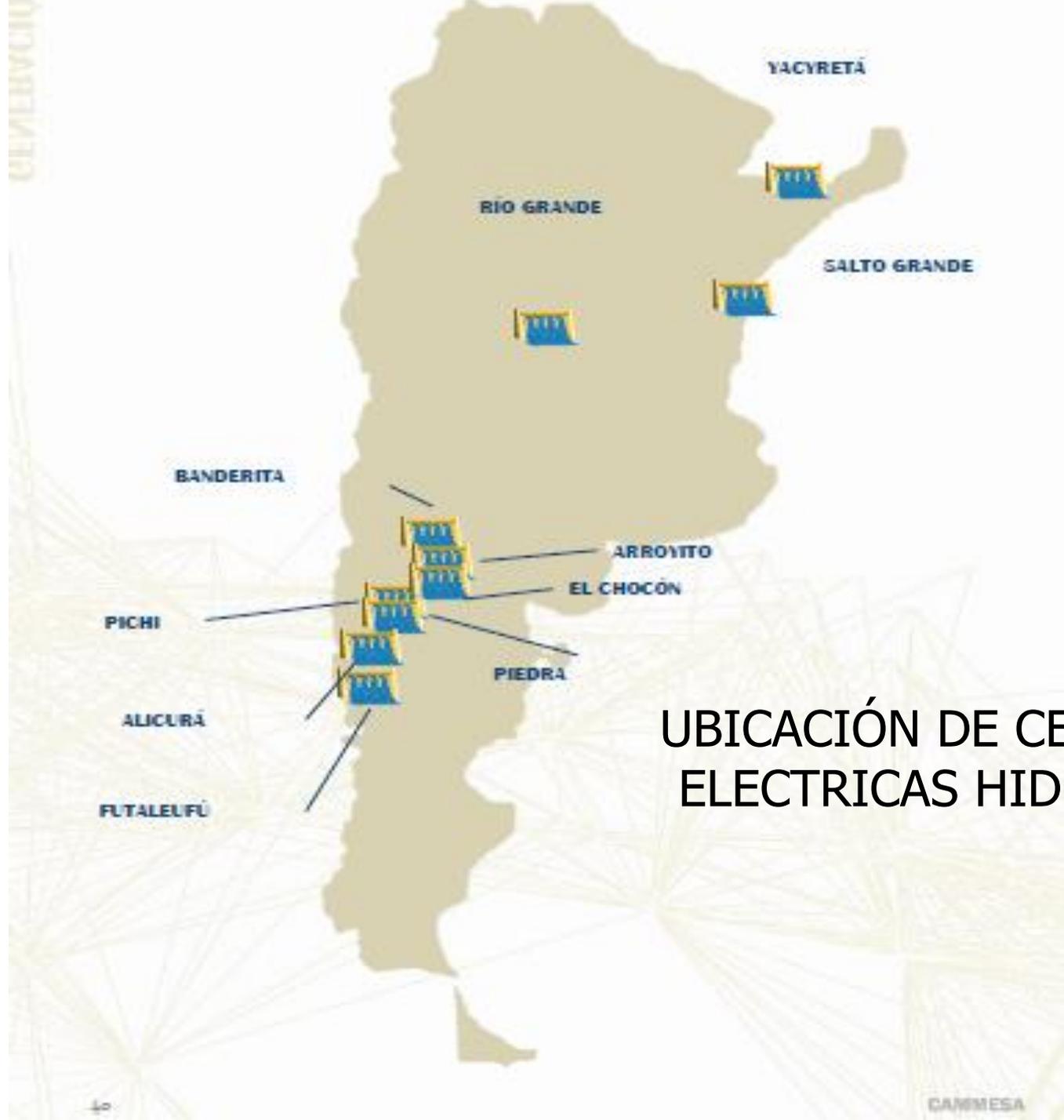




## UBICACIÓN DE CENTRALES ELECTRICAS

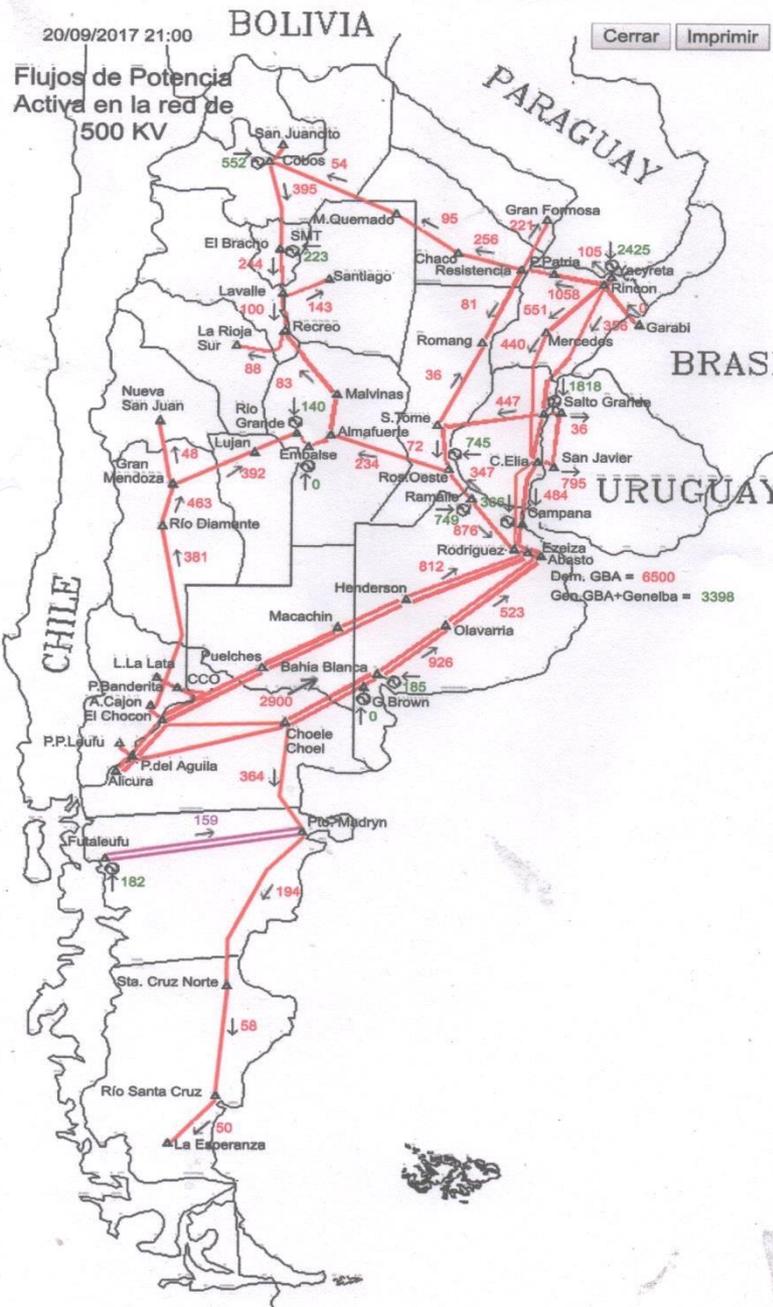
- Térmicas.
- ▲ Hidráulicas.
- Nuclear





# UBICACIÓN DE CENTRALES ELECTRICAS HIDRAULICA





Cerrar Imprimir



# **SECRETARIA DE ENERGIA RA**

## **ELEMENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO Y DESARROLLO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA NACIONAL**

***Grupo de Planeamiento Energético***

**2007-2025**

# Planificación Estratégica de Largo Plazo

- I. Integración Energética Regional**
- II. Avanzar en Proyectos Binacionales en conjunto con países vecinos en materia hidroeléctrica y nuclear**
- III. Relanzamiento del Plan Nuclear Argentino**
- IV. Relanzamiento del Plan Hidroeléctrico Nacional**
- V. Políticas de Uso Eficiente de Energía**
- VI. Plan en Energías Renovables (complementarias)**

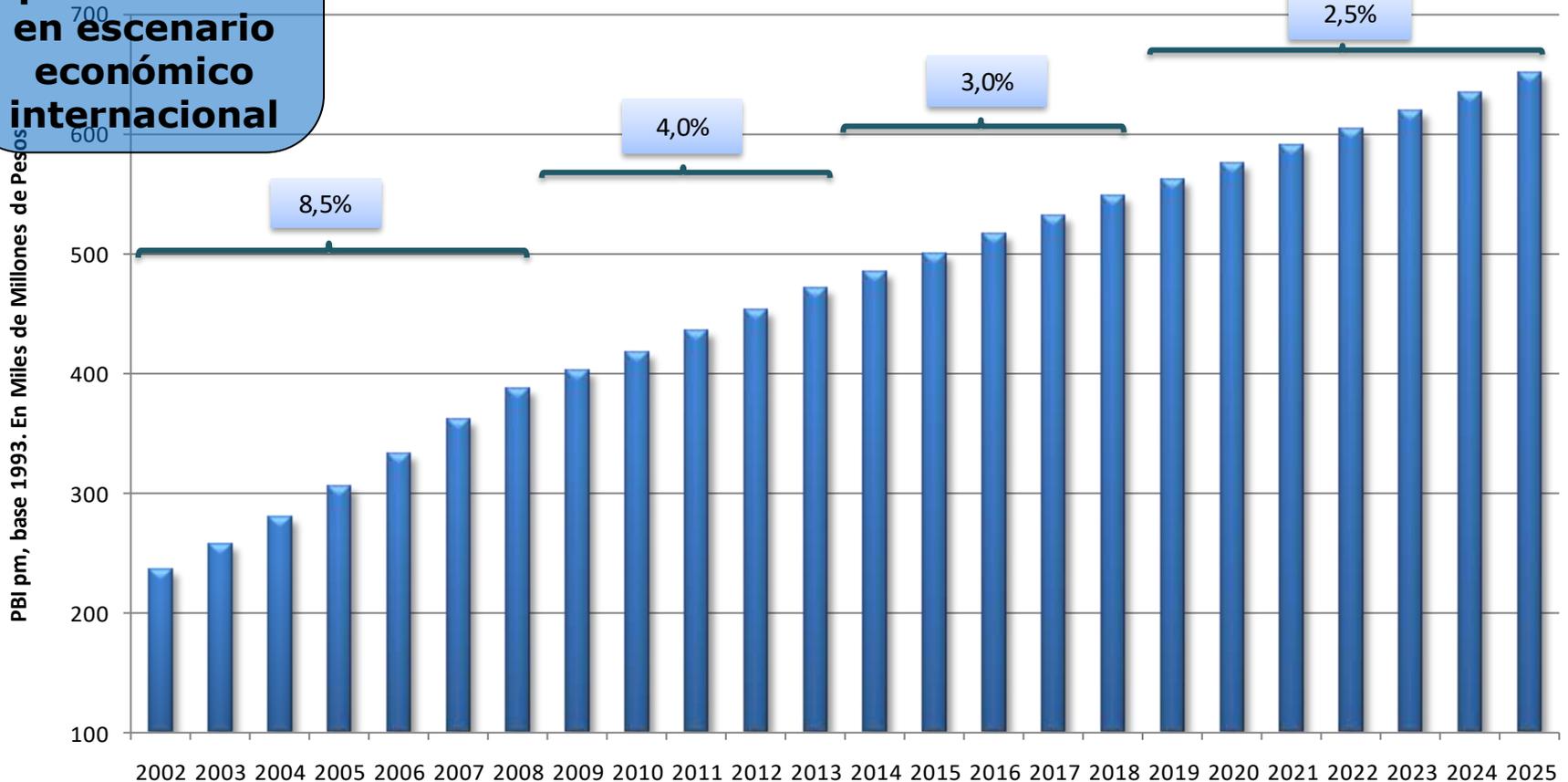
**Secretaría de Energía BASE 2007**

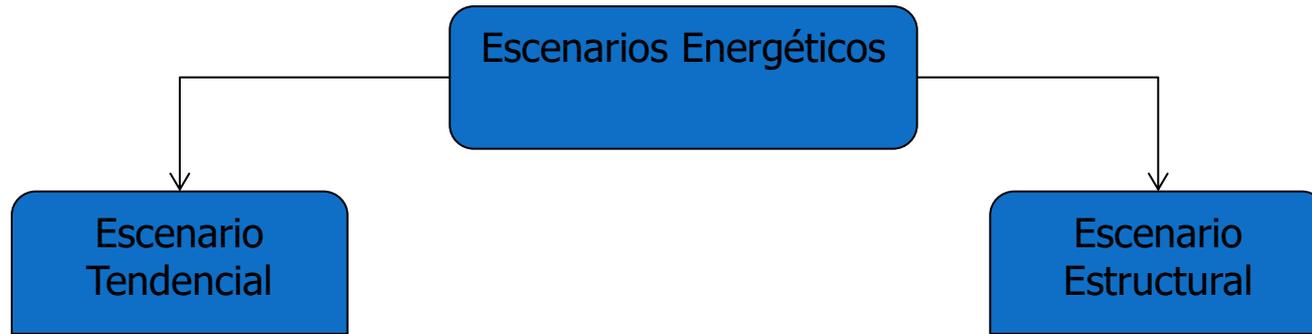


# Escenario Socioeconómico Considerado

## Evolución de la tasa del PBI (2002-2025)

En Revisión  
por cambios  
en escenario  
económico  
internacional





- Mantiene tendencias históricas en la participación de los distintos energéticos
- Incorpora innovaciones tecnológicas y mejoras en la eficiencia productiva como un proceso propio de mercado
- Cumplimiento de la normativa

- Fuerte aplicación de políticas de uso eficiente de la energía
- Políticas de sustitución de energéticos.
- Mayor penetración de energías renovables

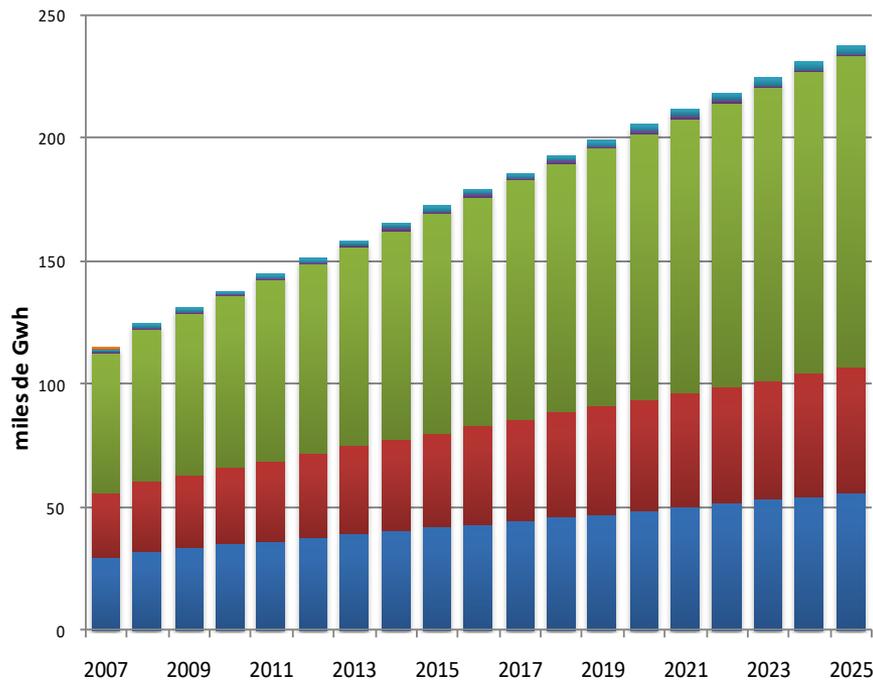
**Fuente Secretaria de Energía de la Nación**

# Demanda Final de Energía Eléctrica

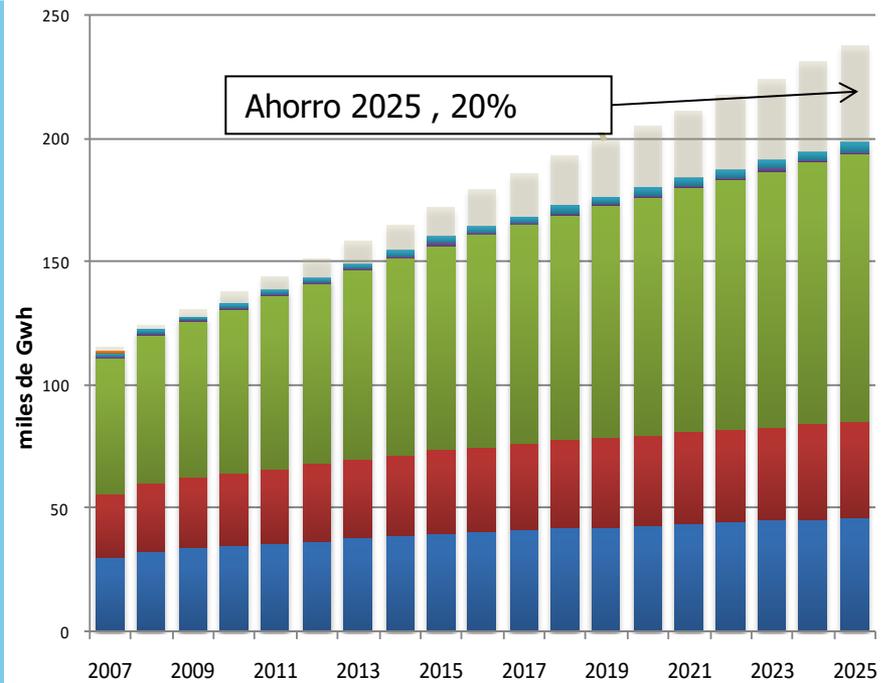
## Por sectores



### Escenario Tendencial

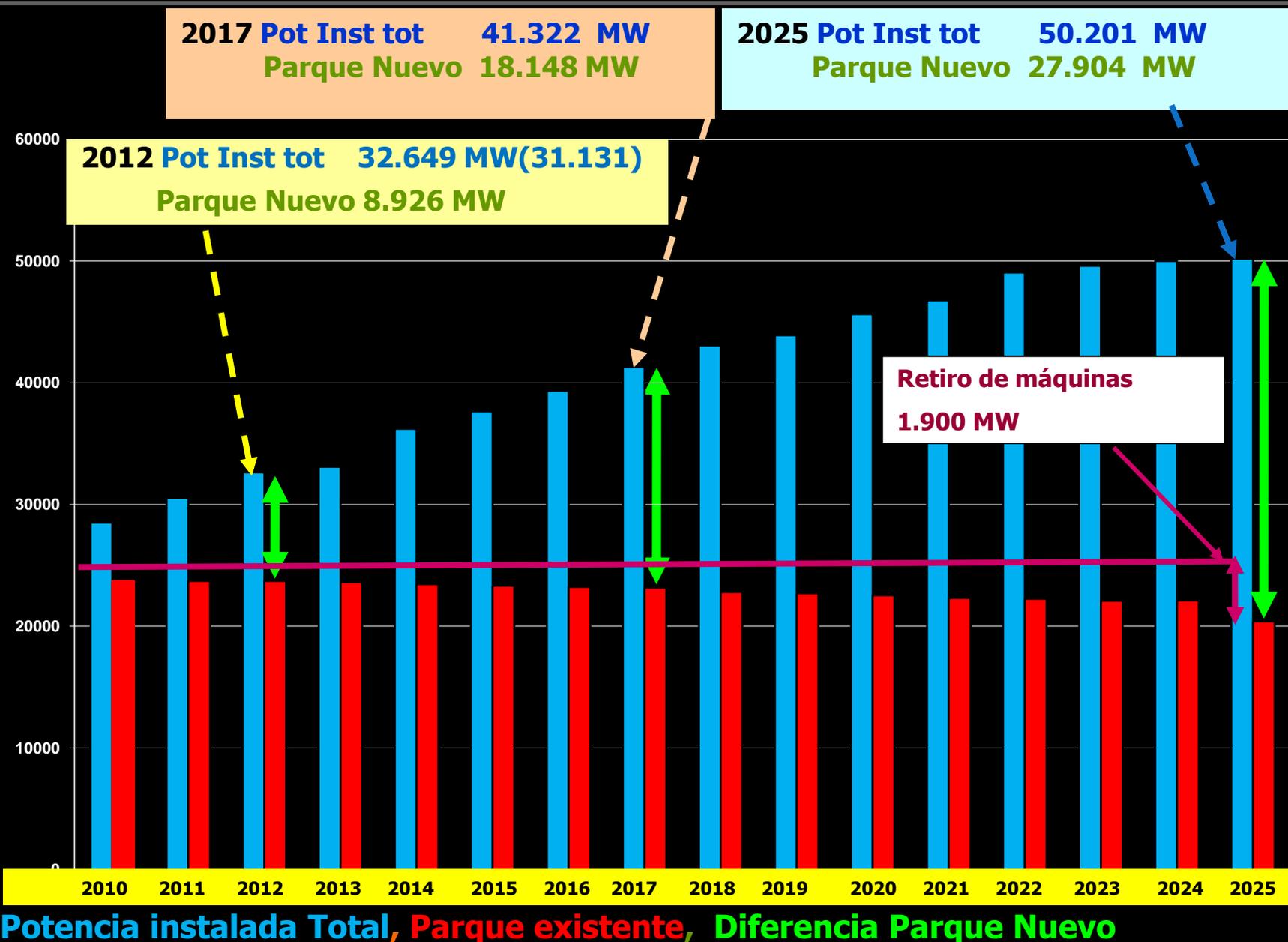


### Escenario Estructural



Fuente Secretaria de Energía de la Nación

# Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural



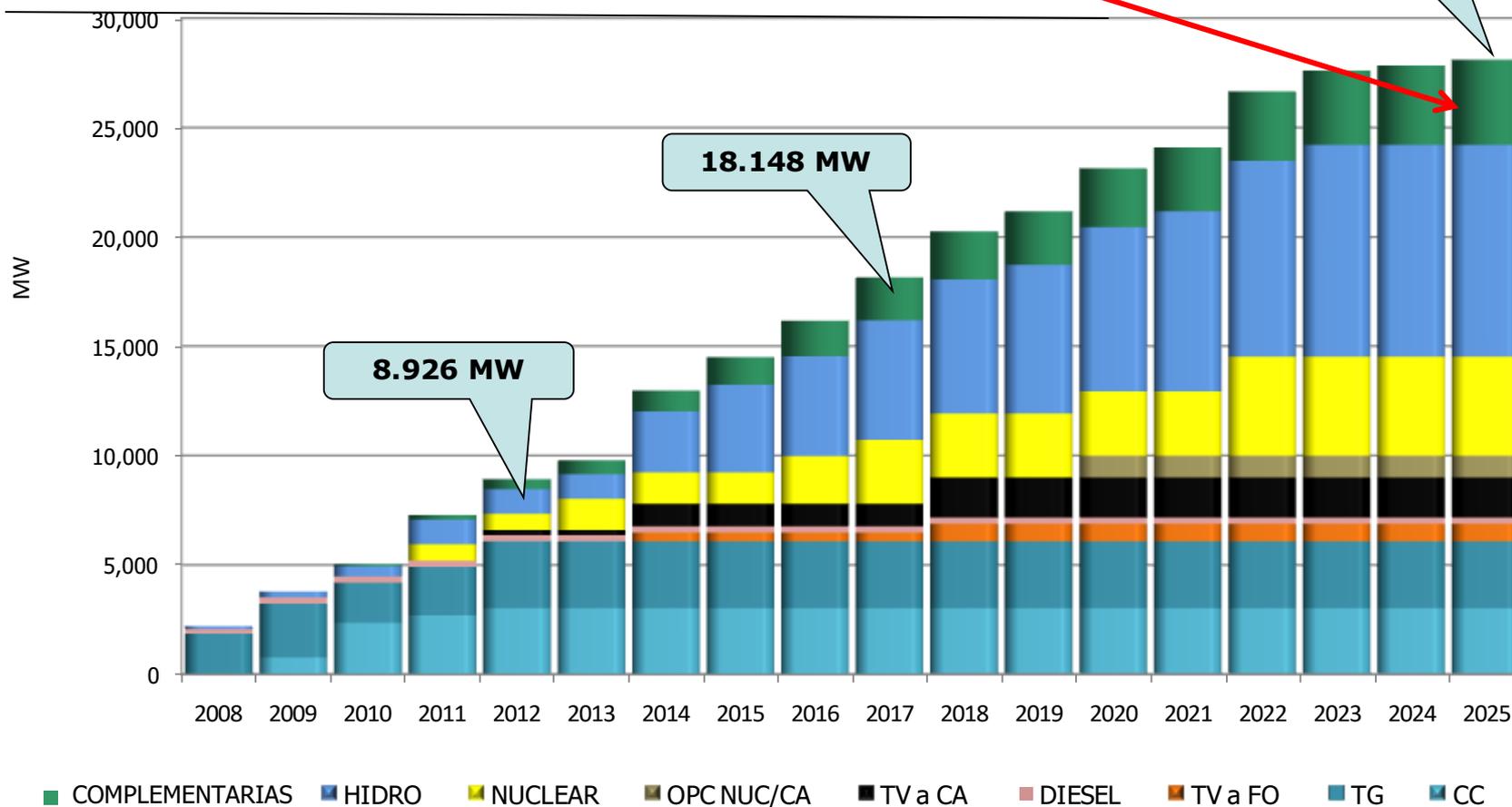
# Evolución de la Potencia Instalada Total, Escenario Estructural



# Evolución de la Nueva Potencia a Instalar

## Escenario Estructural

Complementarias 14,33% sobre 27.904 MW y 8% sobre 50.201 MW ( 2025)



✓ Fuente: Secretaría de Energía base 2007



# ANALISIS DE LA POTENCIA A INSTALAR AL AÑO 2025

## Proyectos Previstos

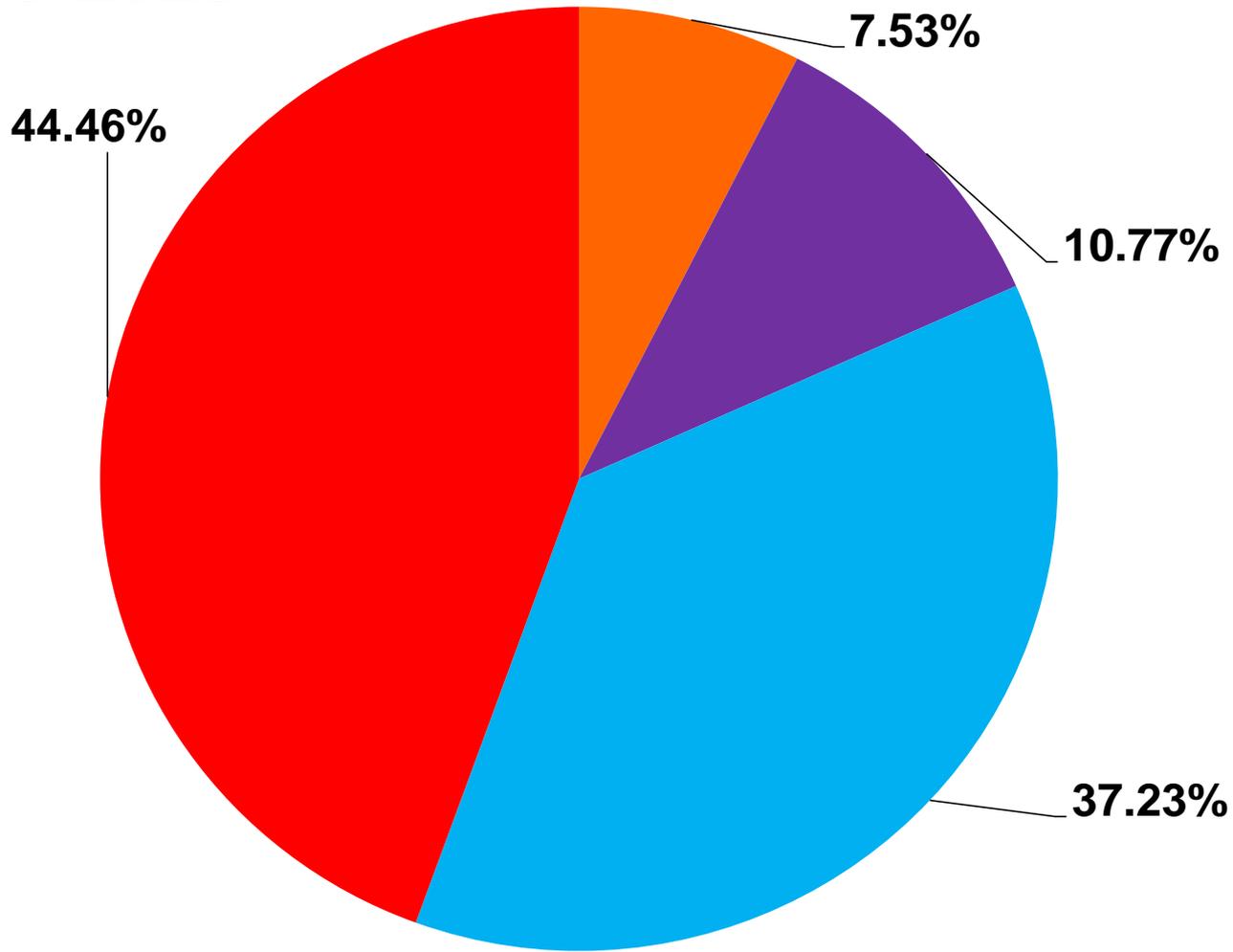
### Según Gráficos Secretaria de Energía

Complementarias	3.780 MW	1.900 MW
Hidráulica	9.773 MW	Complementarias
Nuclear	4.560 MW	9.773 MW Hidráulica
TV NU o CA	944 MW	3.845 MW Nuclear
TV CA	1.860 MW	9.791 MW Hidrocarburos ( sin datos)
Diesel	943 MW	
TG	3.022 MW	
CC	3.022 MW	
Total	27.904 MW	Total 25.309 MW
		Diferencia sin definir
		2.595 MW

Escenario estructural , ahorro 20%



# ANALISIS DE LA POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2025



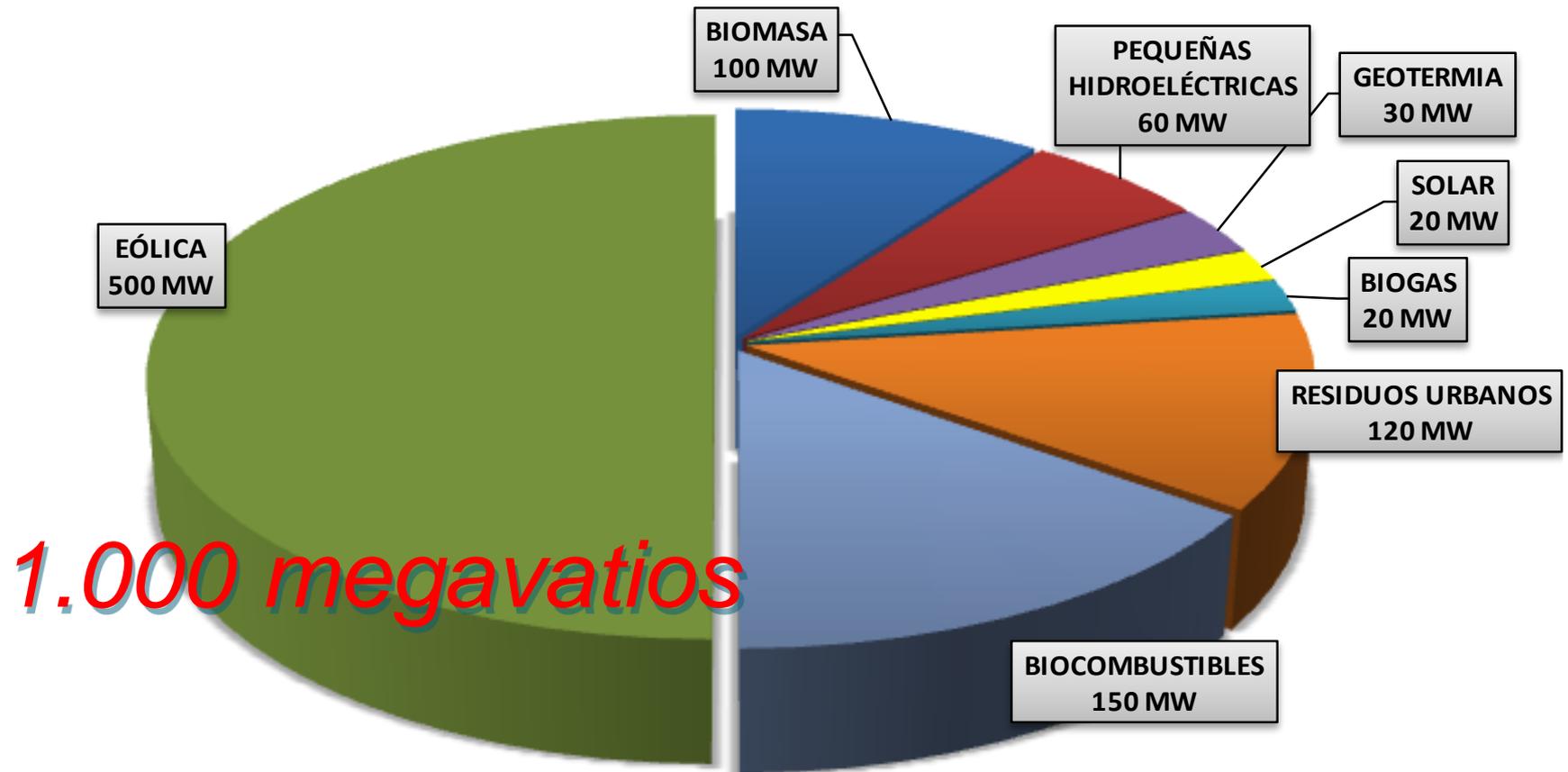
■ complementarias    ■ nuclear    ■ Hidro    ■ Termica

**Sec.Energ. Escenario estructural , ahorro 20%**



**OCTUBRE 2015**

# GENREN ( Complementarias)

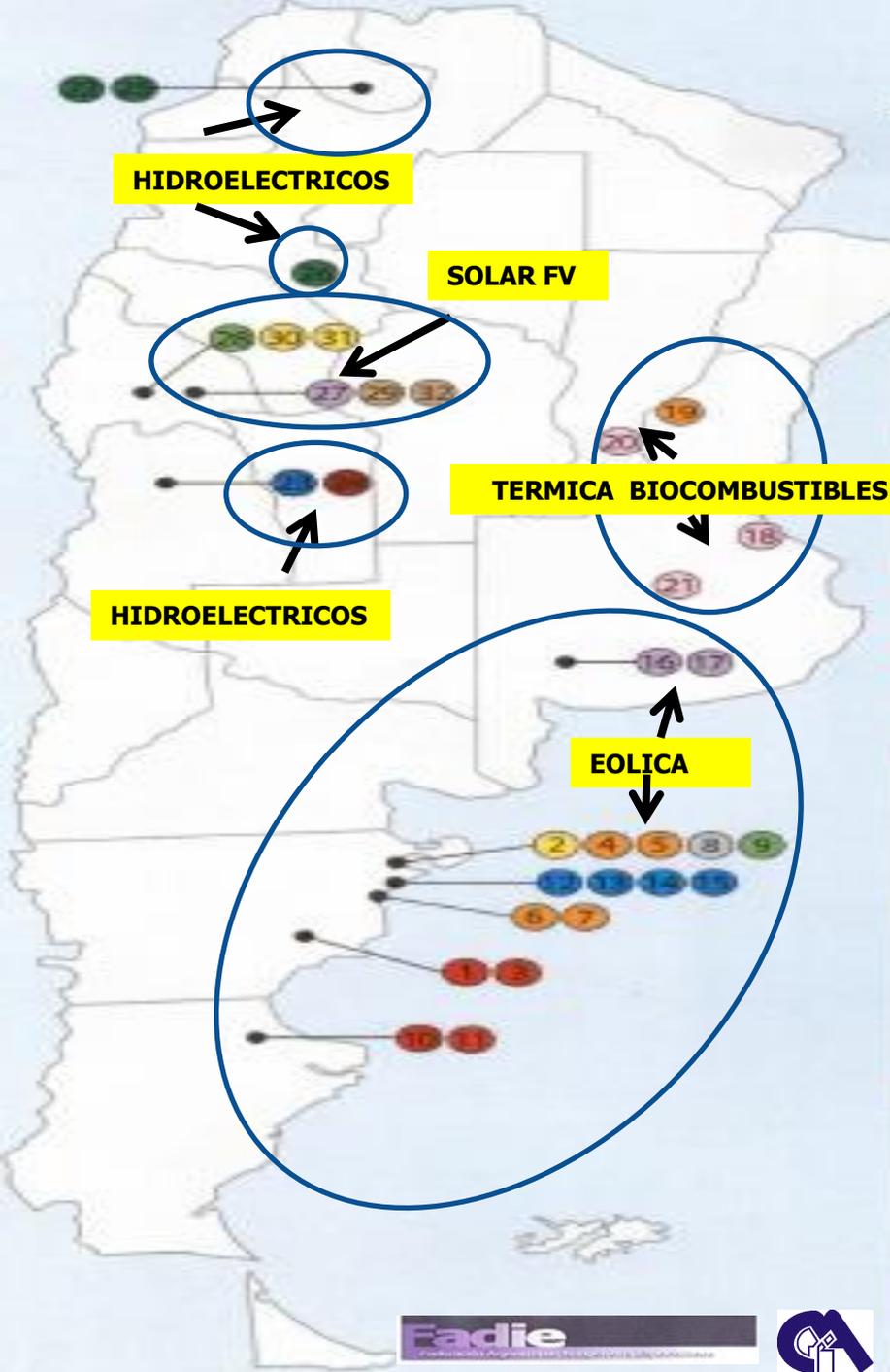


Fuente Secretaria de Energía de la Nación

Nota: la licitación fue cerrada por 895 MW, en Energía Renovable.

# PROGRAMA DE PROVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FUENTES RENOVABLES (GENREN)

POTENCIA TOTAL: 895 MW



Eólica - 754 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Malaspina I	IMPISA	50,0
Pto. Madryn Oeste	Energías Sustentables S.A.	20,0
Malaspina II	IMPISA	30,0
Pto. Madryn II	Engesud Renovables S.A.	50,0
Pto. Madryn I	Engesud Renovables S.A.	50,0
Rawson I	Engesud Renovables S.A.	50,0
Rawson II	Engesud Renovables S.A.	30,0
Pto. Madryn Sur	Patagonia Wind Energy S.A.	50,0
Pto. Madryn Norte	International New Energies S.A.	50,0
KOLUËL KAIKE I	IMPISA	50,0
KOLUËL KAIKE II	IMPISA	25,0
Loma Blanca I	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca II	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca III	Isolux S.A.	50,0
Loma Blanca IV	Isolux S.A.	50,0
Tres Picos I Bólica	Sogestic S.A.	49,5
Tres Picos II Bólica	Sogestic S.A.	49,5

Térmica con Biocombustibles - 110,4 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Bella Vista	Nor Aclyl S.A.	8,4
Paraná	Engesud Renovables S.A.	34,0
San Lorenzo	Nor Aclyl S.A.	34,0
Bragado	Nor Aclyl S.A.	34,0

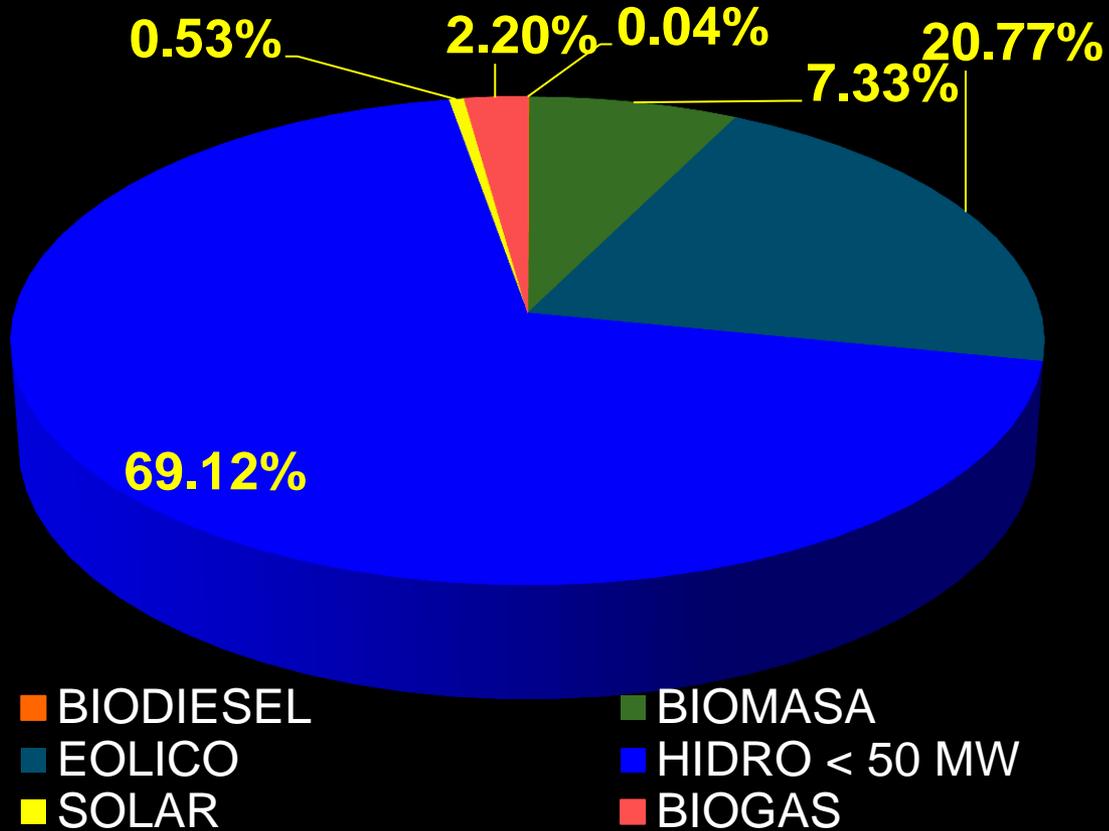
  

Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos - 10,6 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
La Rápida	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	4,2
La Lujánica	SIRU S.R.L.	1,7
Lujan de Cuyo	Centrales Térmicas Mendoza S.A.	1,0
Los Algarrobos	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	2,3
Las Pirquitas	IECSA S.A. Hidrocuyo S.A.	1,4

Solar Fotovoltaica - 20 MW		
Central	Proponente	Potencia MW
Chimbera II	Nor Aclyl S.A.	5,0
Cañada Honda II	International New Energy S.A.	5,0
Chimbera I	Generación Eólica S.A.	3,0
Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	3,0
Cañada Honda I	Energías Sustentables S.A.	2,0
Chimbera I	Generación Eólica S.A.	2,0

# GENREN 2016 RENOVABLES NO CONVENCIONALES



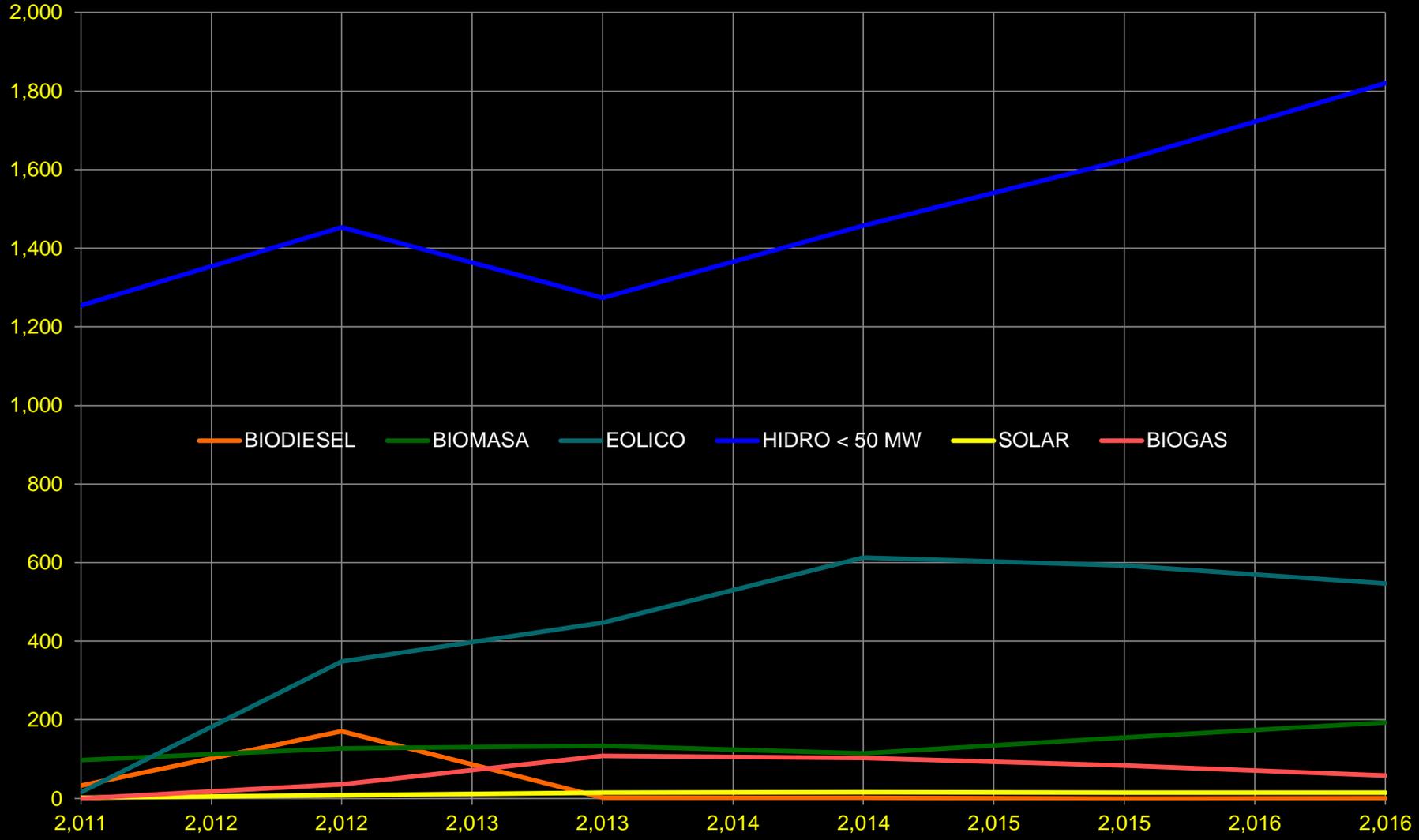
**AÑO 2016 NO SE LLEGO**

**AL 8% DE GENERACION RELATIVA A LA TOTAL**

# GENREN RENOVABLES NO CONVENCIONALES



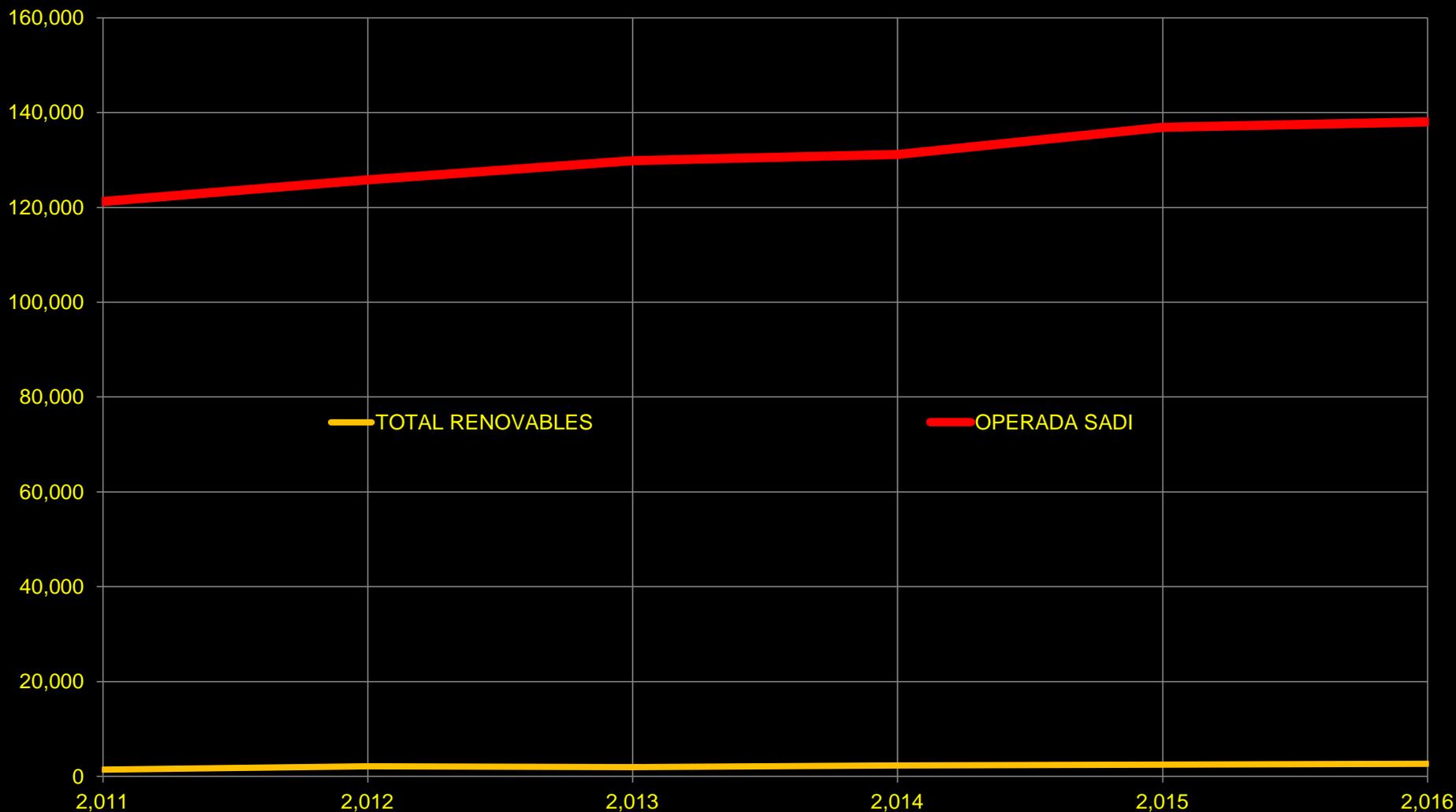
GWh



# GENREN RENOVABLES NO CONVENCIONALES



GWh



# **PROSPECTIVA DE FUENTES DE GENERACION**

# SECRETARIA DE ENERGIA RA

2008	26225
2009	27556
2010	28374
2011	30557
2,012	32,649
2,013	33,285
2,014	36,287
2,015	37,651
2,016	39,287
2,017	41,322
2,018	43,070
2,019	43,926
2,020	45,637
2,021	46,778
2,022	49,060
2,023	49,631
2,024	50,100
2,025	50,201





# GUÍA DE REFERENCIA 2013 - 2020



## 2. Principales Hipótesis

### Tasa de crecimiento de Potencia

#### Últimas potencias pico del SADI

2009: 19566 MW - 23/07/2009 19:59 hs (2,3%)

2010: 20843 MW - 03/08/2010 19:45 hs (6,5%)

2011: 21564 MW - 1º/08/2011 20:18 hs (3,5%)

2012: 21949 MW - 16/02/2012 15:10 hs (1,8%)

2013: 22169 MW - 1º/02/2012 15:35 hs (1,0%)

Se adoptó una tasa de crecimiento anual del 4%

3%

### Proyección de la demanda del SADI

Valores en MW

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
23300	24232	25201	26209	27258	28348	29482	30661

Crecimiento 2013 - 2020: 8712 MW

**23.793 MW 24.034 MW 23.940 MW 25.378 MW 25.628 MW**

# GUIA DE REFERENCIA DE TRANSENER 2013-2020

## INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

TIPO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL	
<b>EOLICA</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>205</b>	<b>420</b>	<b>225</b>	<b>330</b>	<b>370</b>	<b>-----</b>	<b>1530</b>	<b>18,07%</b>
<b>HIDRAULICA</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>964</b>	<b>1740</b>	<b>2704</b>	<b>31,93%</b>
<b>NUCLEAR</b>	<b>-----</b>	<b>745</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>745</b>	<b>8,80%</b>
<b>TERMICA</b>	<b>240</b>	<b>392</b>	<b>1410</b>	<b>540</b>	<b>400</b>	<b>-----</b>	<b>-----</b>	<b>337</b>	<b>3319</b>	<b>39,19%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>263</b>	<b>1237</b>	<b>1615</b>	<b>960</b>	<b>625</b>	<b>330</b>	<b>1334</b>	<b>2077</b>	<b>8468</b>	



# **APUAYE : INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL**



**Asociación de Profesionales Universitarios  
del Agua y la Energía Eléctrica**

# APUAYE : INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total	1120	1850	560	290	938	0	515	1790	1975
Termica	1120	1030	560	290	290	0	0	0	0
Hidraulica	0	0	0	0	0	0	515	1790	775
Nuclear	0	745	0	0	648	0	0	0	1200
Eolica	0	75	0	0	0	0	0	0	0
Termica	100%	55,68%	100%	100%	30,92%	0%	0%	0%	0,00%
Hidraulica	0%	0,00%	0%	0%	0,00%	0%	100%	100%	39,24%
Nuclear	0%	40,27%	0%	0%	69,08%	0%	0%	0%	60,76%
Eólica	0%	4,05%	0%	0%	0,00%	0%	0%	0%	0,00%





# IAE GRAL.MOSCONI ING. SABINO MAESTRANGELO INCORPORACIONES POR TIPO DE CENTRAL

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Total</b>	<b>940</b>	<b>630</b>	<b>450</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>880</b>	<b>300</b>	<b>550</b>	<b>1440</b>	<b>550</b>	<b>900</b>	<b>550</b>	<b>300</b>	<b>600</b>	<b>550</b>	<b>1150</b>
<b>Termica</b>	<b>540</b>	<b>630</b>	<b>450</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>880</b>	<b>300</b>	<b>550</b>	<b>300</b>	<b>550</b>	<b>300</b>	<b>550</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>550</b>	<b>300</b>
<b>Hidraulica</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1140</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Nuclear</b>	<b>400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>850</b>
<b>Termica</b>	<b>57,45%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>20,83%</b>	<b>100%</b>	<b>33,33%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>26%</b>
<b>Hidraulica</b>	<b>0,00%</b>	<b>0%</b>	<b>79,17%</b>	<b>0%</b>	<b>66,67%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>						
<b>Nuclear</b>	<b>42,55%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0%</b>	<b>0,00%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>74%</b>



## Principales proyectos de inversión en generación

**2017-2025**

<b>TOTAL TERMICA</b>	<b>9.540</b>	<b>MW</b>
<b>TOTAL HIDRAULICA RENOVABLE &gt;50 MW</b>	<b>4.821</b>	<b>MW</b>
<b>TOTAL NUCLEAR</b>	<b>1.837</b>	<b>MW</b>
<b>TOTAL RENOVABLES EOLICO Y FV</b>	<b>3.880</b>	<b>MW</b>
<b>TOTAL</b>	<b>20.078</b>	<b>MW</b>
<b>SUMADO A LO INSTALADO AÑO 2016</b>	<b>TENDRIAMOS AL</b>	
<b>AÑO 2025</b>	<b>53.917 MW</b>	



**AÑO 2016**



**BOLETÍN OFICIAL**  
*de la República Argentina*

---

## **EMERGENCIA ENERGÉTICA**

**Decreto 134/2015**

**Declárase emergencia del Sector Eléctrico Nacional.**

**Bs. As., 16/12/2015**

## **Resolución SEE 21/2016 - Posibles ubicaciones de generación térmica en el SADI**

La tabla incluida en el presente documento incluye información de carácter meramente indicativo y no limitativo, sin que afecte la libertad de elección de los oferentes, de los nodos del Sistema Argentino de Interconexión sugeridos, para la incorporación de potencias, en el marco de lo establecido en el punto 5), artículo 2° de la Resolución SEE 21/2016.

Se identifican en cada caso el área, la estación transformadora de 132 kV, los MW máximos aproximados y observaciones en relación al impacto de la inyección de potencia en ese nodo.

Cabe mencionar que la factibilidad de conexión en los nodos de 500 kV es de una potencia, en general, entre los 500 y 800 MW excepto en los nodos de las regiones Comahue y Patagonia en los cuales la potencia máxima posible (para poder sumar potencia en las horas pico) es menor. Asimismo, pueden existir nodos de distribución o en tensiones menores a 132 kV que podrían ser también ubicaciones posibles

**Potencia térmica a instalar en  
estaciones transformadores 132 kV  
4.535 MW**

**NEA**

**Chaco: 150 MW**

**Corrientes 150 MW**

**Formosa 440 MW**

**Misiones Puerto Mineral + A Valle  
+ San Vicente 100W**

**AÑO 2016**

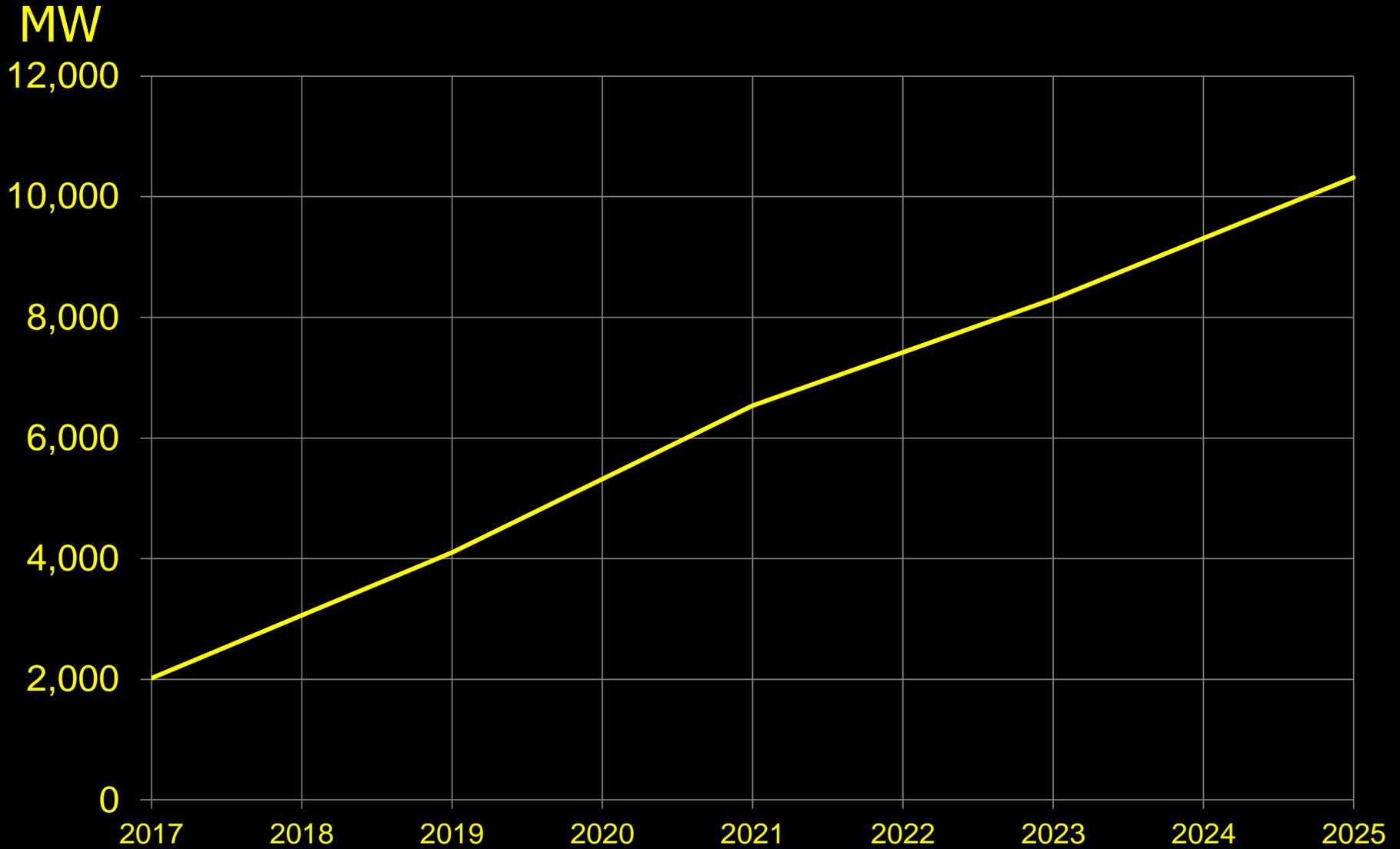
**ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Decreto 531/2016**

**Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes  
Renovables de Energía Destinada a la  
Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación.**

**Bs. As., 30/03/2016**

# RAPIDO DESARROLLO DE ERNC EN ARGENTINA

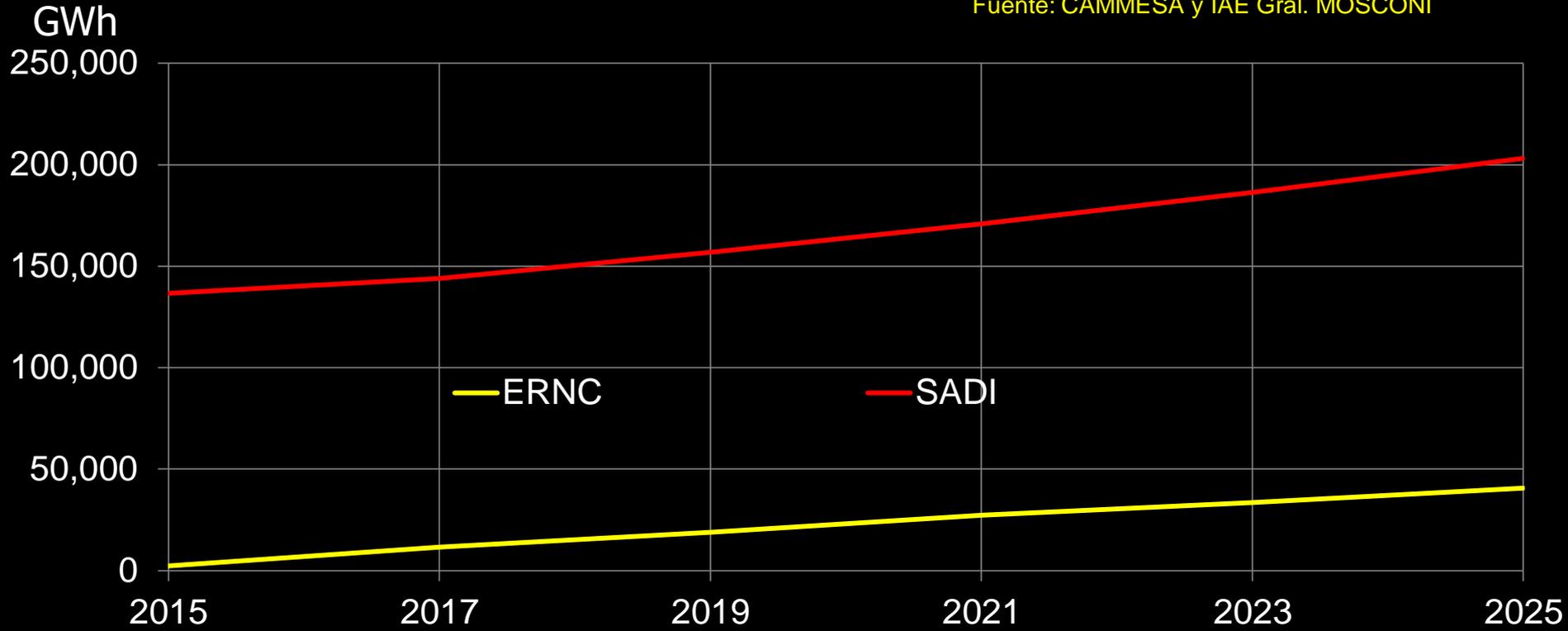


	2017	2019	2021	2023	2025
ERNC	2016	4102	6536	8301	10321

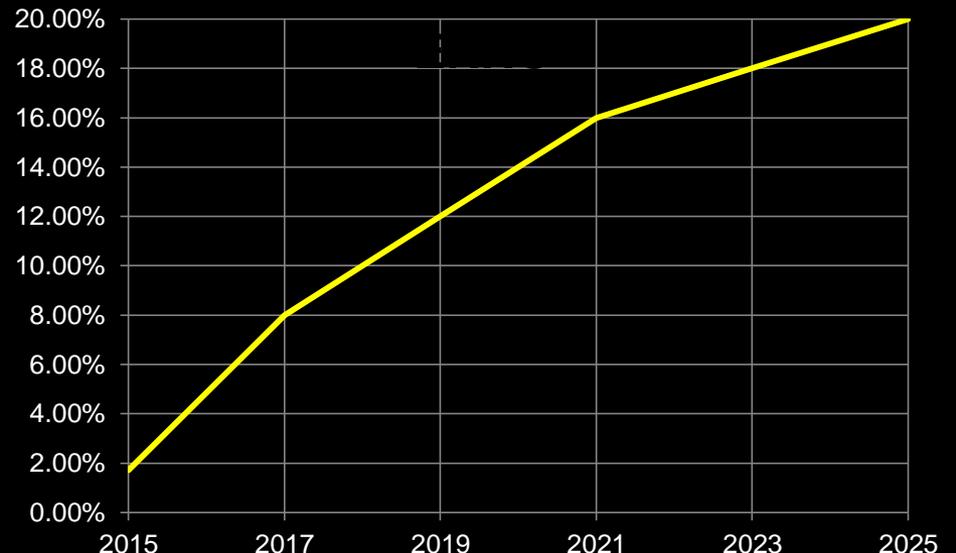
Fuente: CAMMESA y IAE Gral. MOSCONI

# RAPIDO DESARROLLO DE ERNC EN ARGENTINA

Fuente: CAMMESA y IAE Gral. MOSCONI



	2015	2017	2019	2021	2023	2025
<b>ERNC</b>	<b>2338</b>	<b>11512</b>	<b>18820</b>	<b>27351</b>	<b>33537</b>	<b>40614</b>
<b>SADI</b>	<b>136726</b>	<b>143894</b>	<b>156836</b>	<b>170941</b>	<b>186315</b>	<b>203071</b>
	2015	2017	2019	2021	2023	2025
<b>ERNC</b>	<b>1,71%</b>	<b>8,00%</b>	<b>12,00%</b>	<b>16,00%</b>	<b>18,00%</b>	<b>20,00%</b>



# ***ANALISIS DE LA GENERACION***



# Proyección de la demanda de Potencia en MW

**El 25 de febrero de 2017 se produjo el pico máximo del SADI, anual con 25.628 MW, 0,99% superior al del año 2016.**

**Con una tasa media cuadrática de los últimos 5 años de 2,05%. Con una tasa media cuadrática de los últimos 10 años de 3,42%.**

**HAY QUE TENER EN CUENTA QUE EL INCREMENTO PUNTUAL 2016 VS 2015 FUE DEL 6% Y QUE LOS PICOS DE POTENCIA PUEDEN DEPENDER DE SITUACIONES ESTACIONALES**



## Proyección de la demanda de Potencia en MW

**El 25 de febrero de 2017 se produjo el pico máximo del SADI, anual con 25.628 MW, 0,99% superior al del año 2016. Con una tasa media cuadrática de los últimos 5 años de 2,05 %. Con una tasa media cuadrática de los últimos 10 años de 3,42%.**

**Hay que tener en cuenta de que si se pretende crecer como minimo a una tasa de PBI 3% interanual, la tasa de crecimiento energetico rondara en 3,45%**





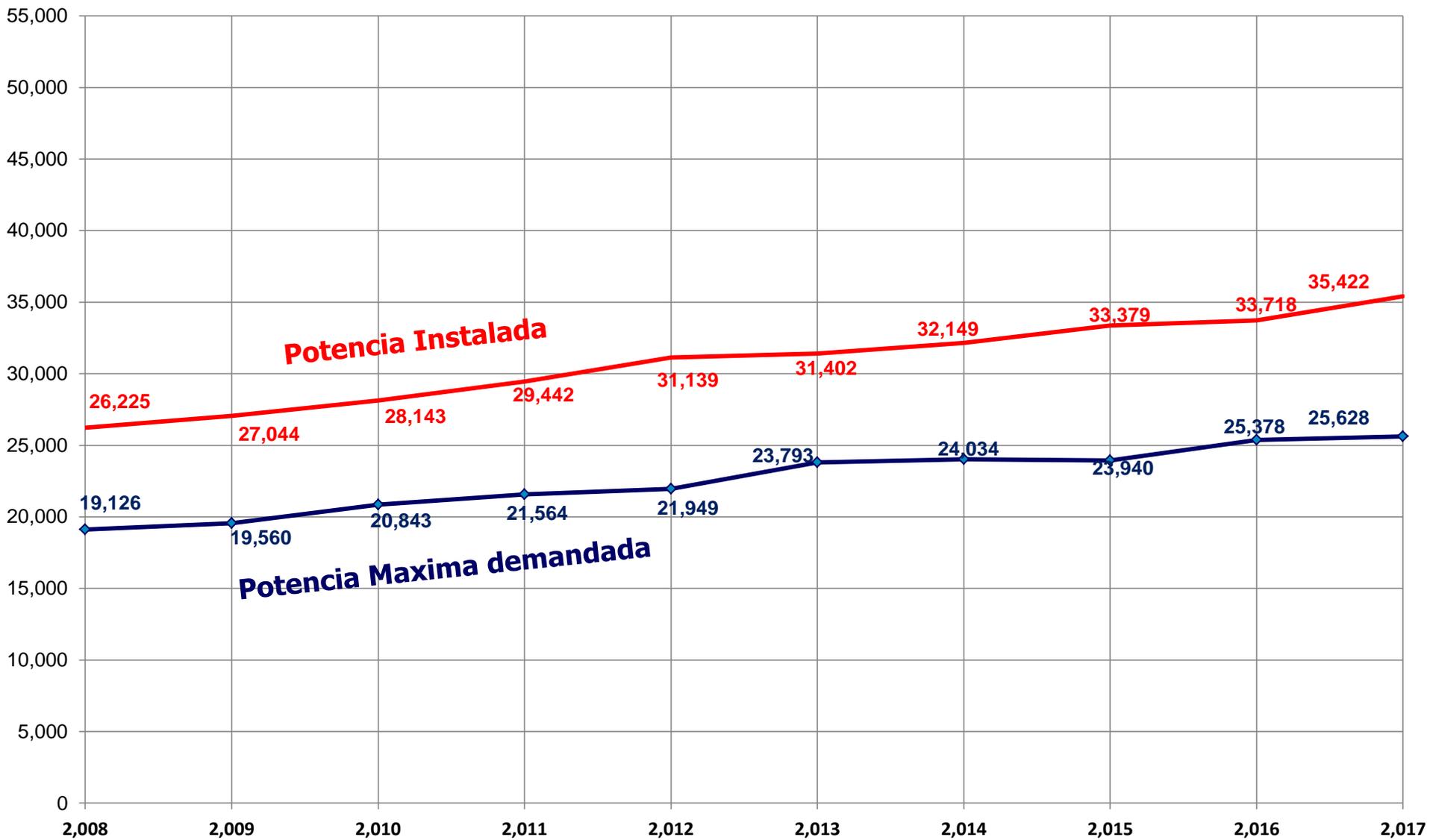
**En base a lo analizado anteriormente y debido a la dispersión de posibilidades factibles se desprende la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad con variación de tasas medias desde la de 2,5 % 3 % hasta un 3,5%. Además de considerar la sensibilidad de indisponibilidad de generación del 20, 25 y 30% y consideraer el 8 % de reserva en la potencia efectiva para el cubrimiento de la demanda.**

**De esta manera tendremos plasmado un escenario probable ante tantas alternativas posibles.**

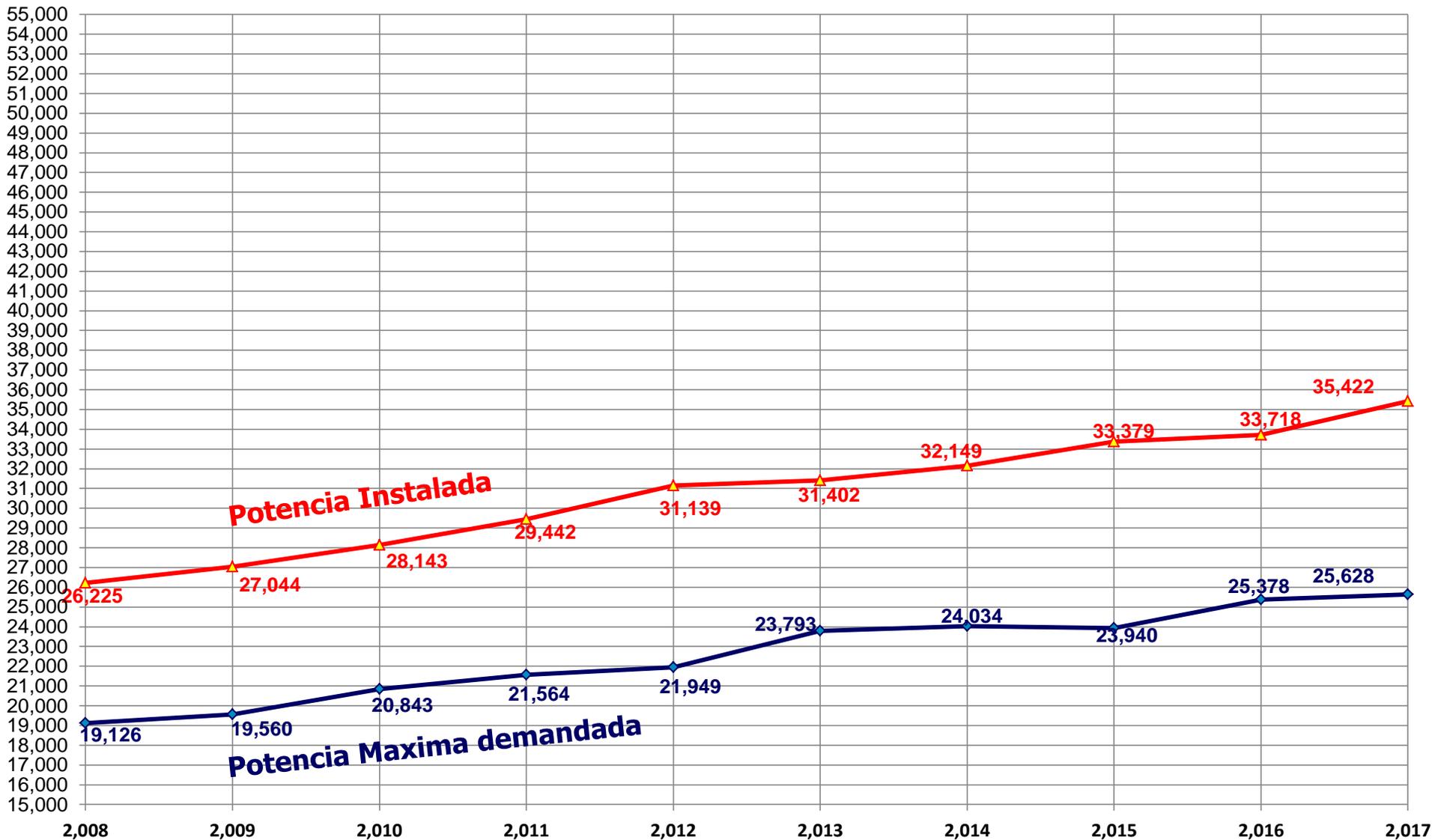
**ANALISIS DE LA PROYECCION DE LA GENERACION ELABORADO  
POR LA  
SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL  
AÑO 2007**



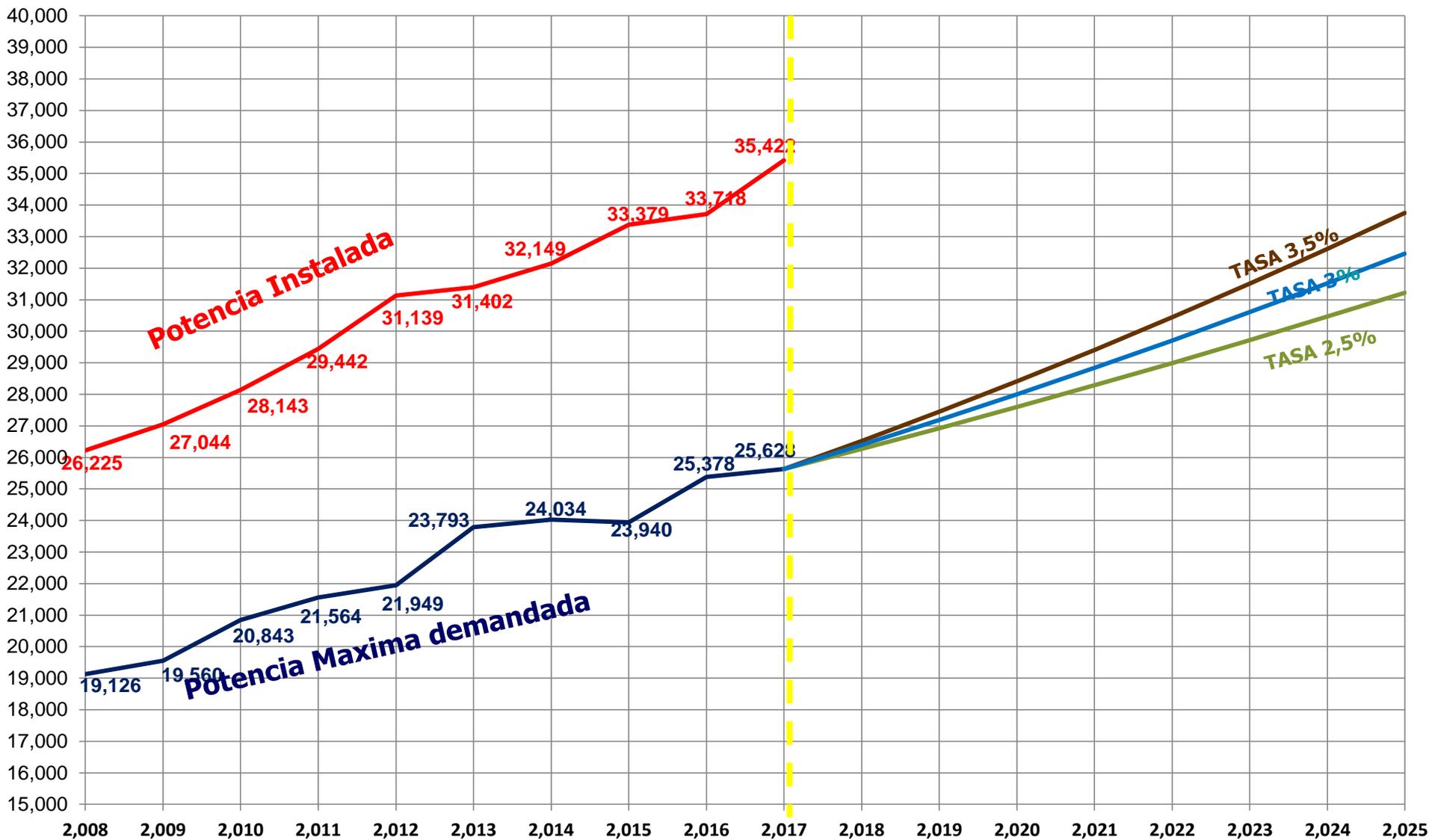
# POTENCIA INSTALADA VS POTENCIA MAXIMA DEMANDADA



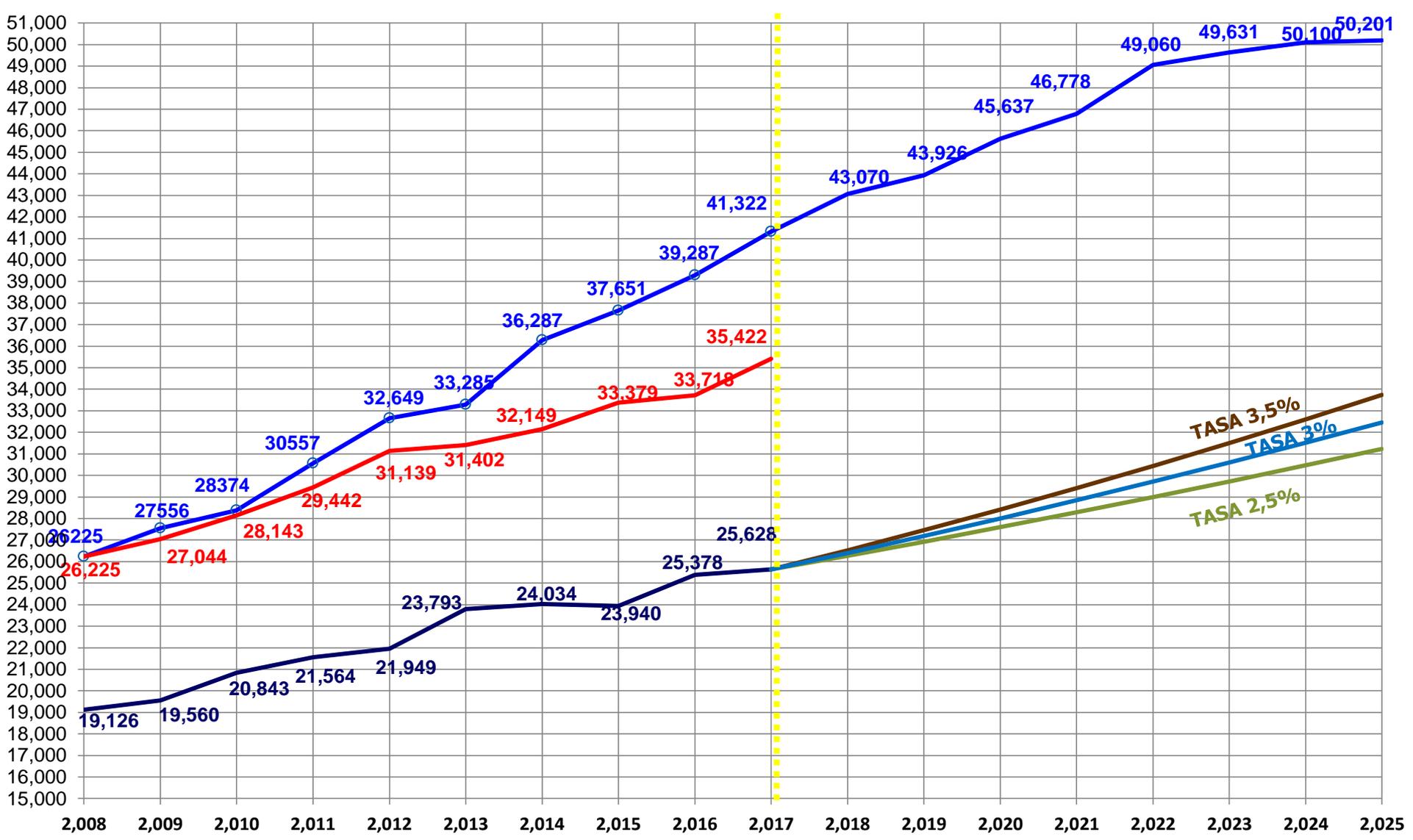
# POTENCIA INSTALADA VS POTENCIA MAXIMA DEMANDADA



# POTENCIA INSTALADA VS POTENCIA MAXIMA DEMANDADA TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POTENCIA MAXIMA

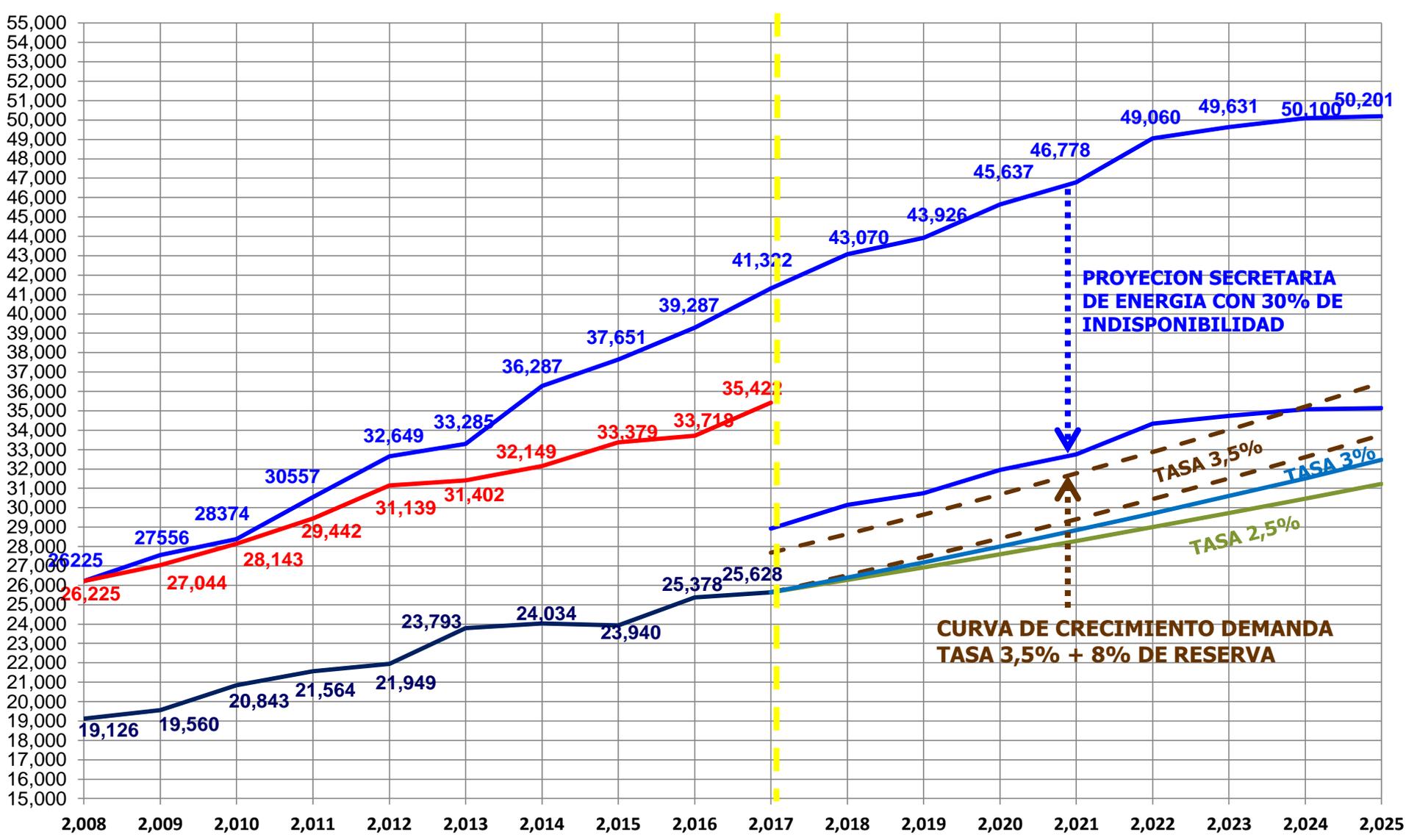


# PROYECCION SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL AÑO 2007



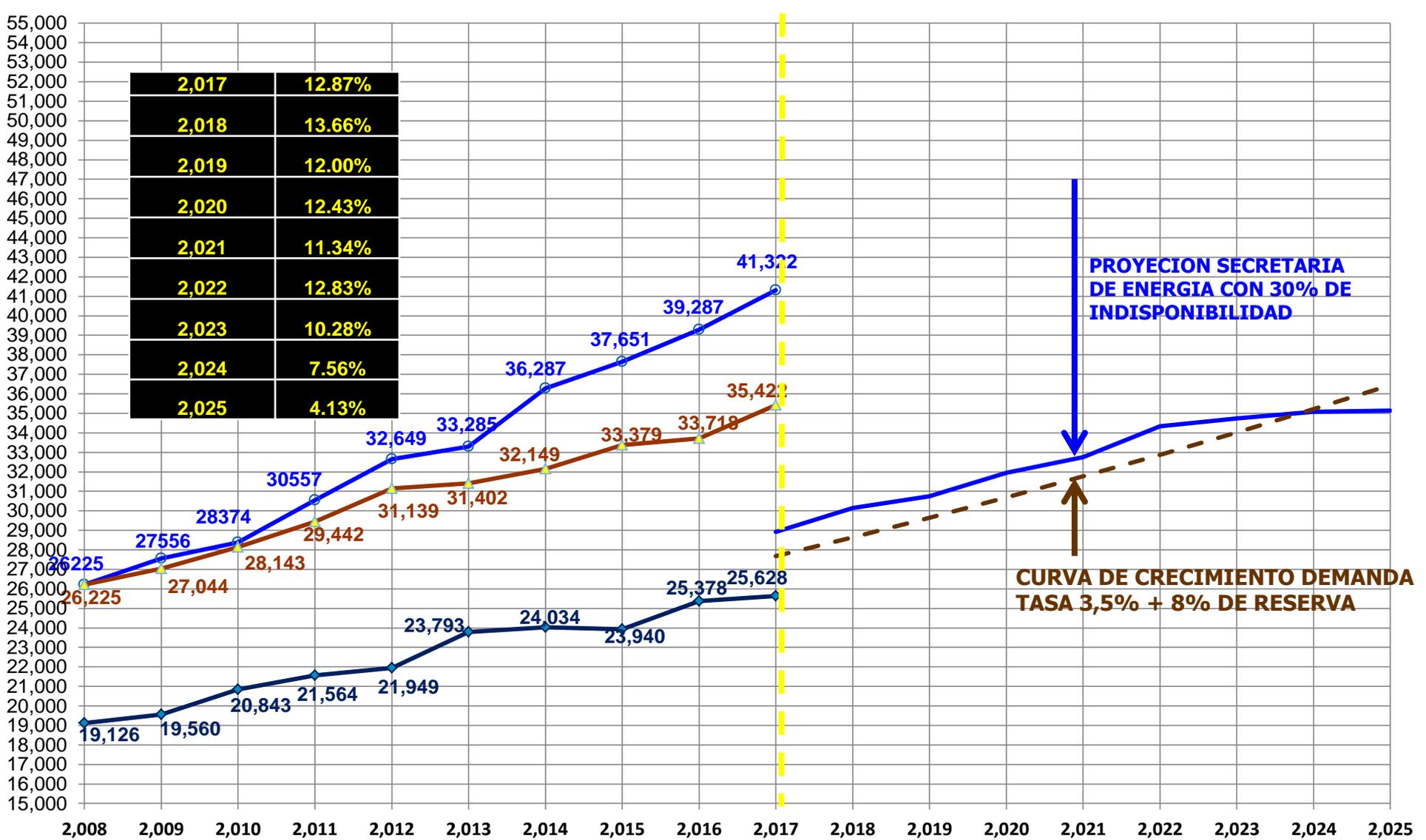
# PROYECCION SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL AÑO 2007

## CONSIDERAMOS 70% DISPONIBILIDAD tasa 3,5%PG + 8% RES.



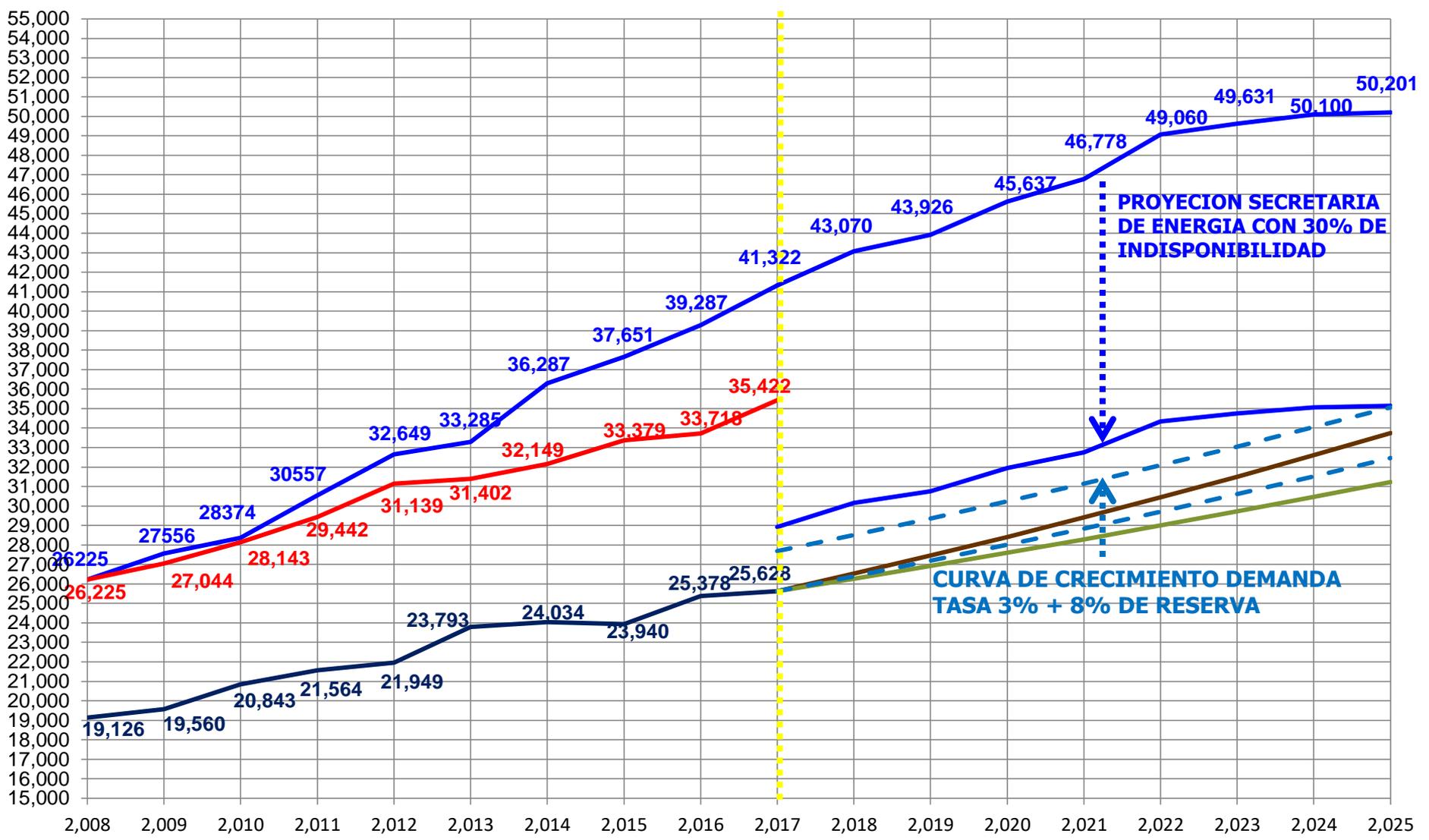
# PROYECCION SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL AÑO 2007

## CONSIDERAMOS 70% DISPONIBILIDAD tasa 3,5% PG + 8% Res.



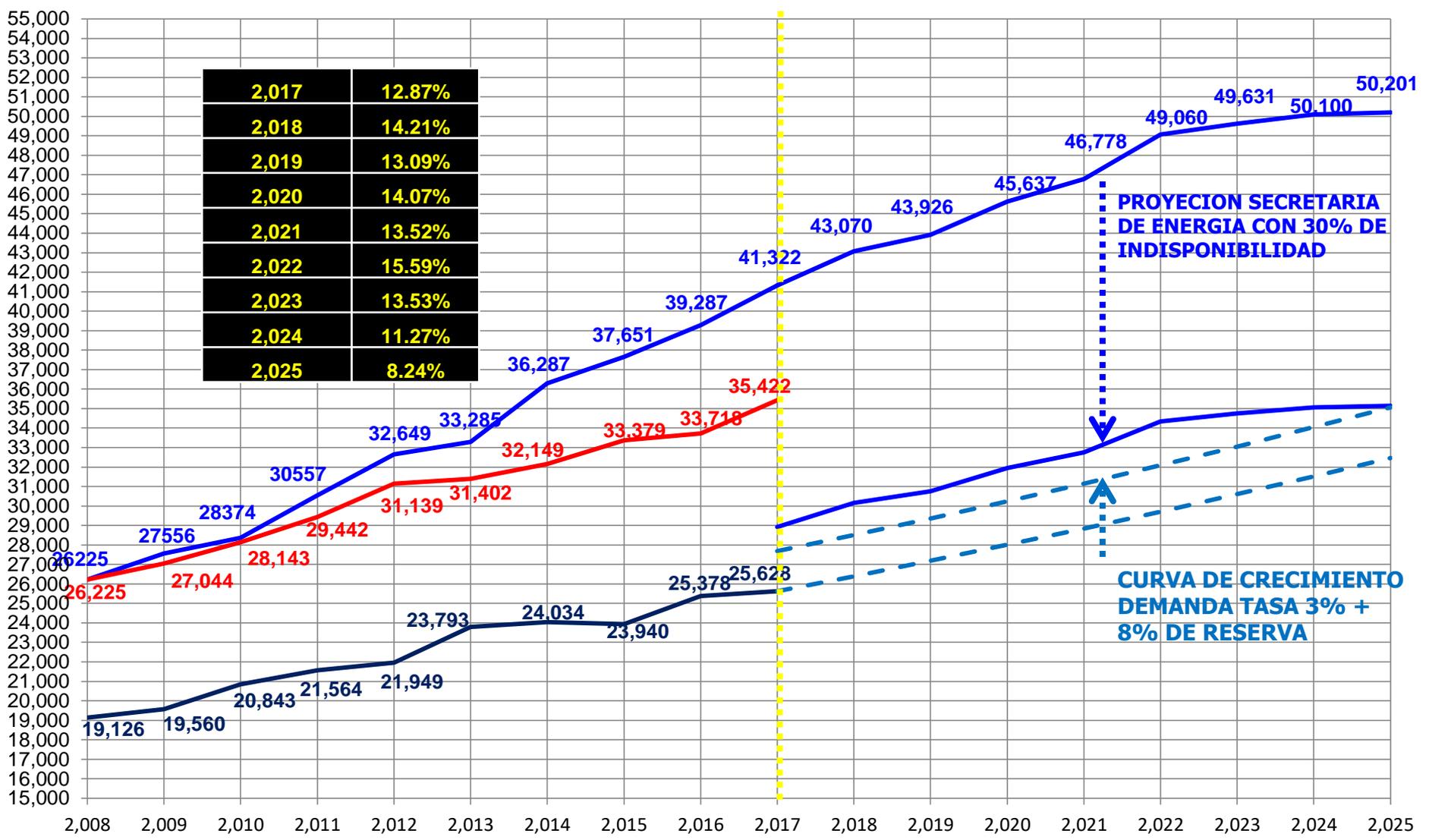
# PROYECCION SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL AÑO 2007

## CONSIDERAMOS 70% DISPONIBILIDAD tasa 3% PG + 8% RES.



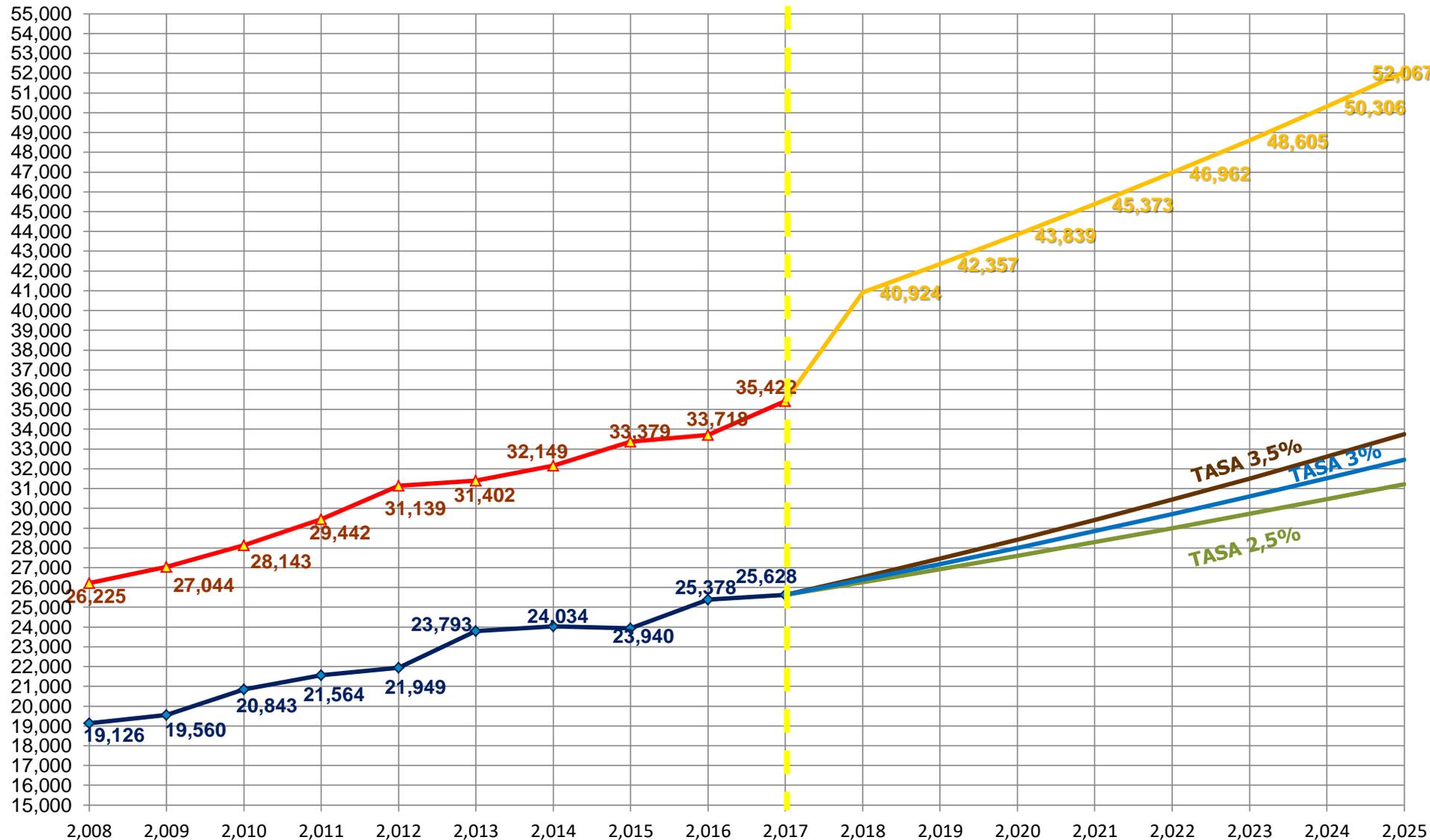
# PROYECCION SECRETARIA DE ENERGIA NACIONAL AÑO 2007

## CONSIDERAMOS 70% DISPONIBILIDAD tasa 3% PG + 8% RES.

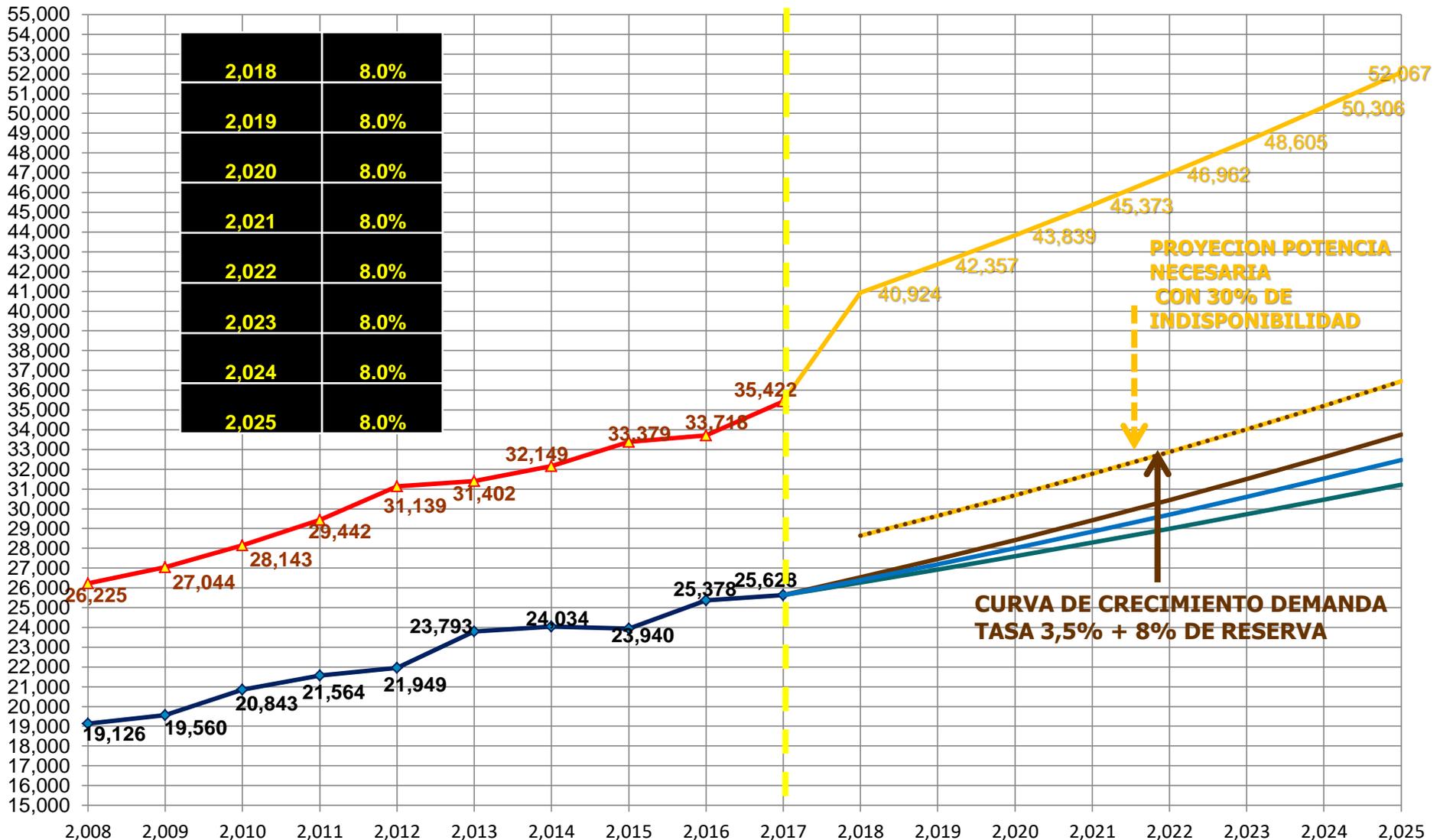


# **ANALISIS SOBRE LA POTENCIA NECESARIA A INSTALAR**

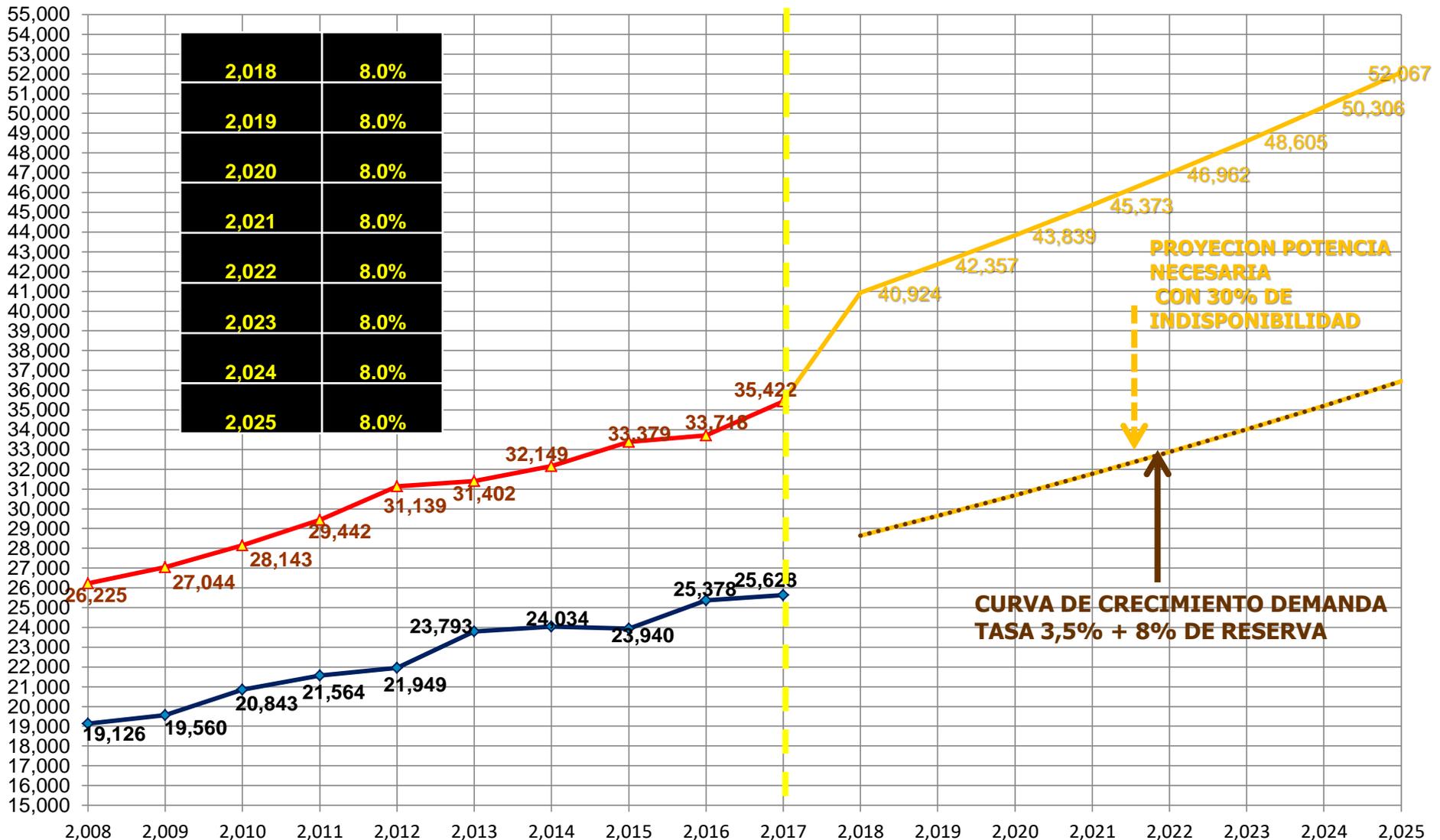
# POTENCIA A INSTALAR NECESARIA TASA 3.5% DISPONIBILIDAD 80% + RESERVA 8%



# POTENCIA A INSTALAR NECESARIA TASA 3.5% DISPONIBILIDAD 80% + RESERVA 8%



# POTENCIA A INSTALAR NECESARIA TASA 3.5% DISPONIBILIDAD 80% + RESERVA 8%



## Análisis de los gráficos anteriores

Si elegimos una tasa media de 3,5% (como condición mas desfavorable) en el año 2025 alcanzaríamos una potencia máxima de 33.747 MW, considerando 8 % de reserva y colocándonos en una situación desfavorable relativo a la indisponibilidad del 30% tendríamos que tener instalados 52.067 MW ( muy parecido a lo proyectado por la secretaria de energía en el año 2007) 16.645 MW mas relativo a lo instalados actualmente, y en 8 años (2200 MW/año) por supuesto si la indisponibilidad es del 20% se necesitan **45.558** MW 11.093 mas que lo actual (1387 MW/año).

Si la tasa de crecimiento es mínima de 2,5% pero con 8% de reserva e indisponibilidad del 20% la demanda de potencia seria de **31.225** MW y potencia a instalar seria de 42.150 MW, 6.728 MW mas que lo actual o sean (840 MW/año).





## RESUMIENDO

Para el año 2025 dentro de poco menos de 8 años  
Con una tasa del 2,5% la demanda de potencia oscilara en 31.225MW y la energia asociada oscilara en 169.590 GWh

Con una tasa del 3,5% la demanda de potencia oscilara en 33.347MW y la energia asociada oscilara en 181.114 GWh.  
Considerando Base tendencial

En cambio con mayor eficiencia energetica sera de 160.000 GWh  
Y una potencia demandada menor ( dato escenarios energeticos 2025 Ministerio de Energia Y Minería RA Diciembre de 2016)

Hay que recordar que en el 2016 la potencia Maxima fue de 25.378 MW y la energia operada fue de 138.170 GWh. FC 0,62



## RESUMIENDO

Hay que considerar que el hecho de la disponibilidad del parque termico juega de manera determinante en los picos de potencia y en la medida que el peso de la energia termica sea alto, tambien lo sera la indisponibilidad total.

# RESUMIENDO



***EL PICO DE POTENCIA DEPENDERA:***

***DE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POTENCIA DEMANDADA QUE A SU VEZ ESTA RELACIONADA CON LA SITUACION CLIMATICA Y LA EVOLUCION DEL PBI***

***LA ENERGIA ANUAL OPERADA, TAMBIEN ESTA RELACIONADA CON LA EVOLUCION DEL PBI.***

***TAMBIEN DEPENDERA DE LA DISPONIBILIDAD DEL PARQUE TERMICO***

***TAMBIEN TANTO EL PICO DE POTENCIA COMO LA ENERGIA ANUAL OPERADA DEPENDERA DE POLITICAS DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGIA***

# CONSIDERACIONES DEL INSTITUTO IAE GRAL MOSCONI



La incorporación masiva de centrales eléctricas que generen a partir de fuentes renovables no convencionales, la reanudación en la Argentina de la antigua tradición de construcción de grandes obras hidroeléctricas y la consolidación de la energía nuclear al servicio del sector eléctrico, constituyen conjuntamente con las políticas de eficiencia energética la columna vertebral de las nuevas políticas hacia el sector eléctrico. De ello se habla cuando nos referimos a la diversificación de la matriz eléctrica.

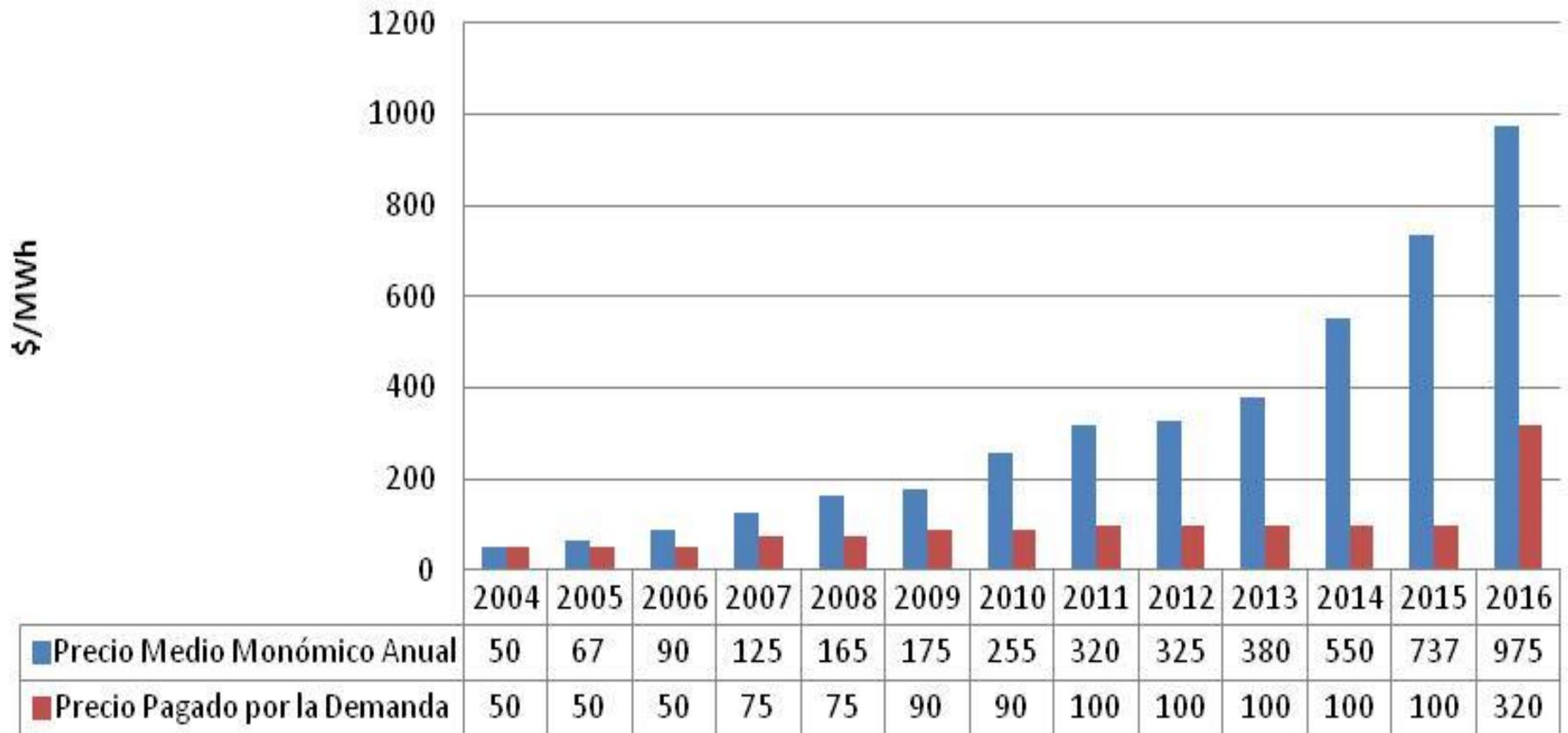


# **BREVE RESEÑA DE SUBSIDIOS ENERGETICOS Y COSTOS DE GENERACION**



# Subsidios y Modificaciones Tarifa Eléctrica 2016

Costos de Producción de la Energía Eléctrica vs. Precios que paga la Demanda



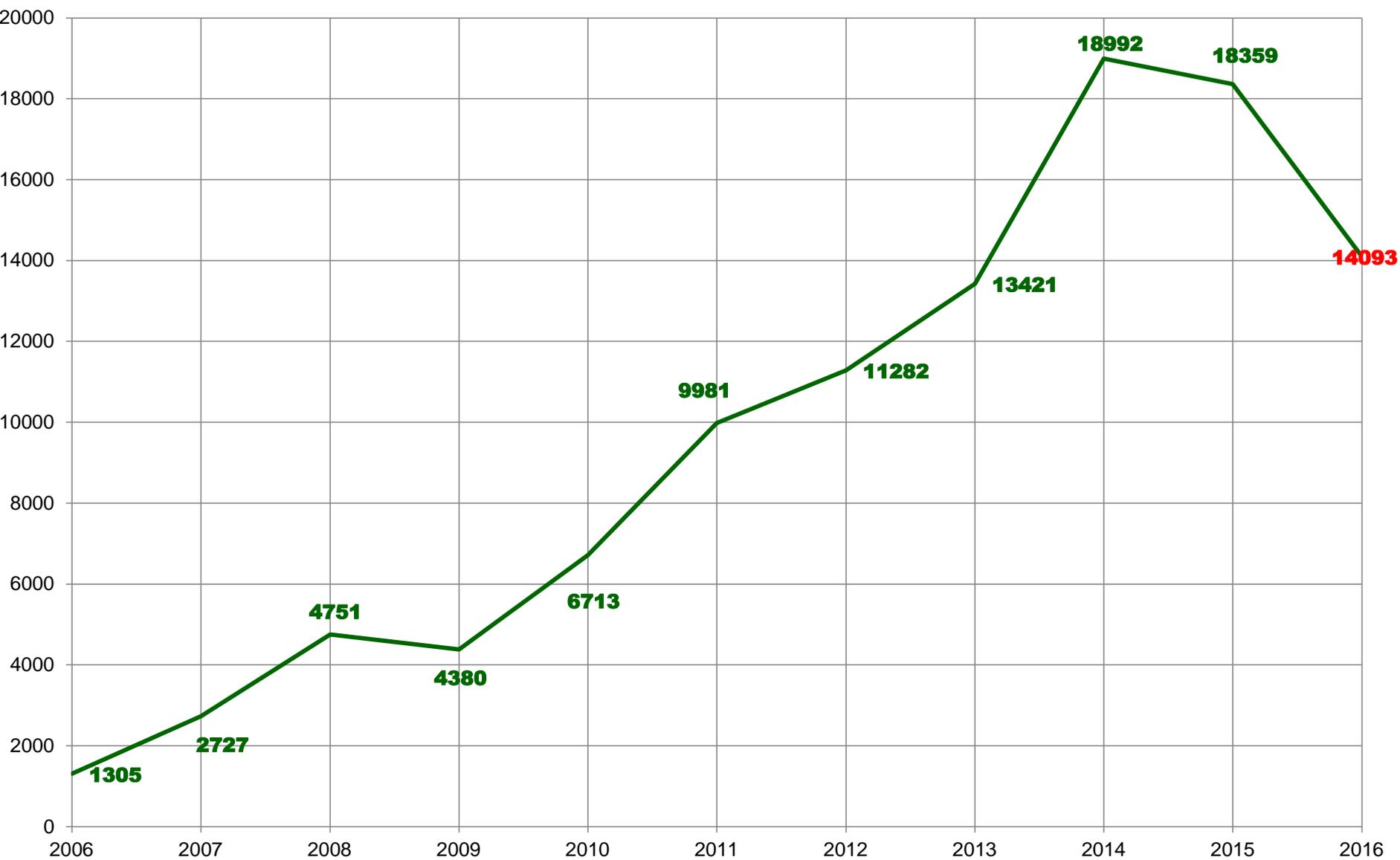
**Subsidios**

**2014 – 7.400 millones de u\$;**

**2015 – 8.700 millones de u\$**

**Reducción estimada en 2016 5.970 millones de u\$ (estimado)**

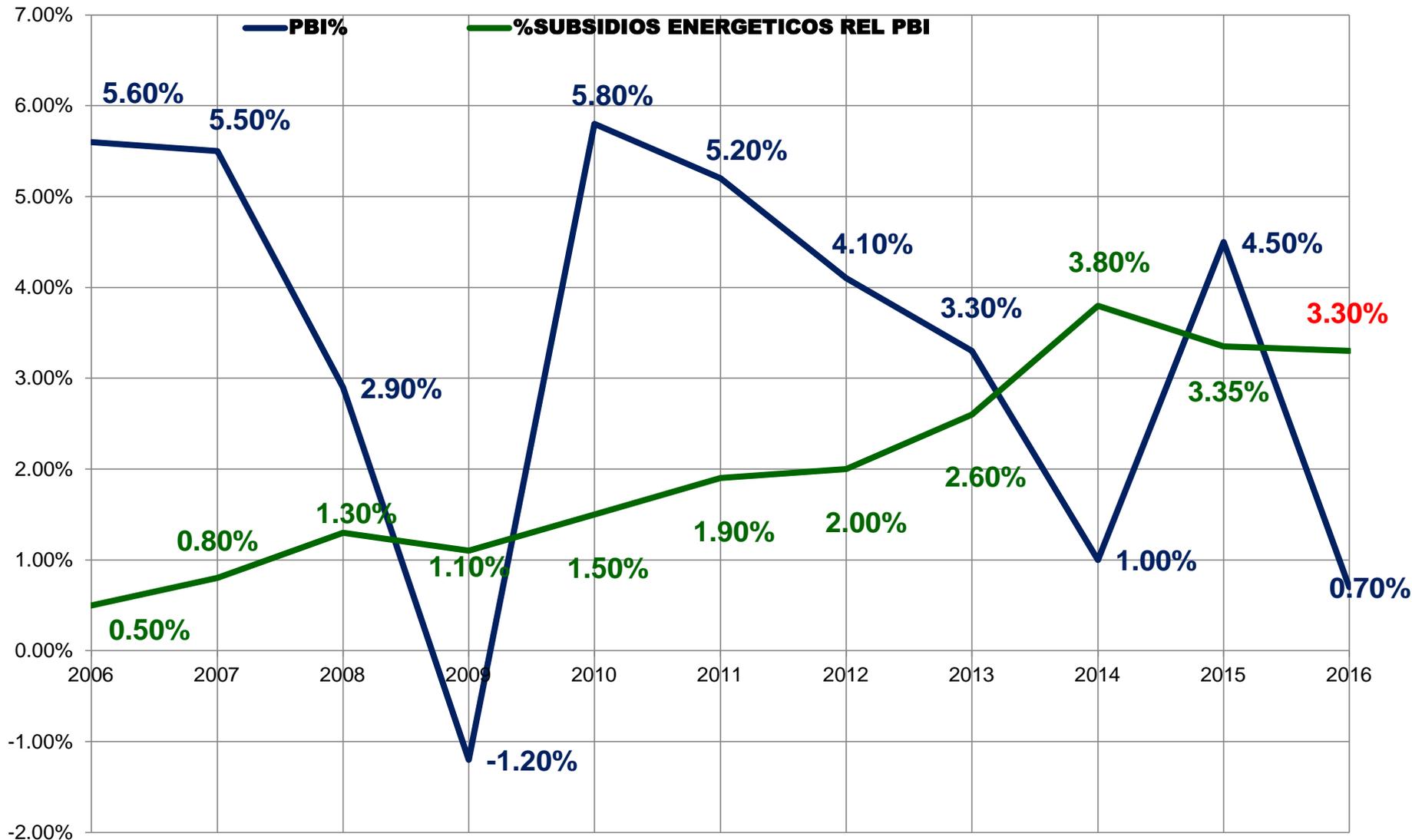
# Subsidios Energéticos en millones de U\$S ( Bienes de capital y Combustibles )



106.000 MILLONES DE U\$S

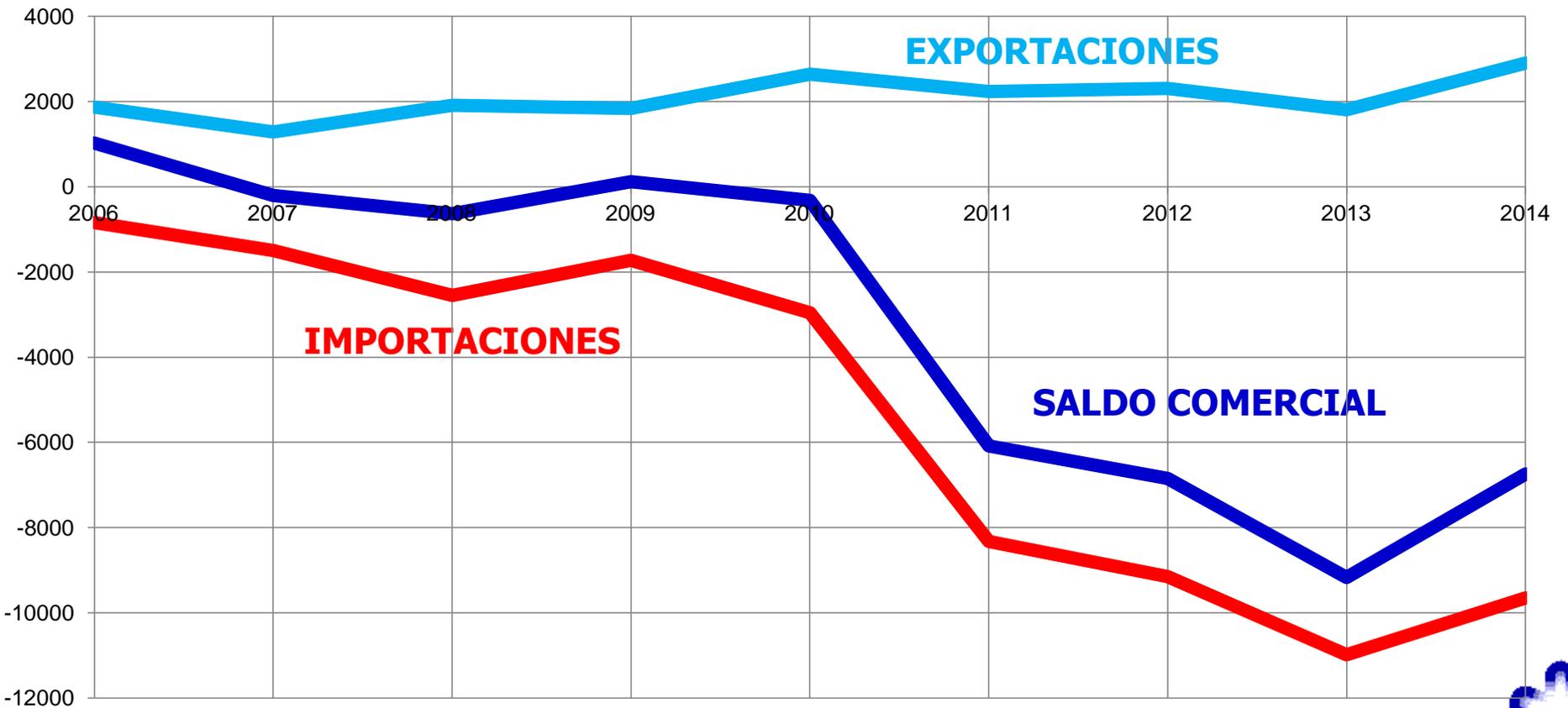


# Subsidios Energéticos en % relativo al PBI



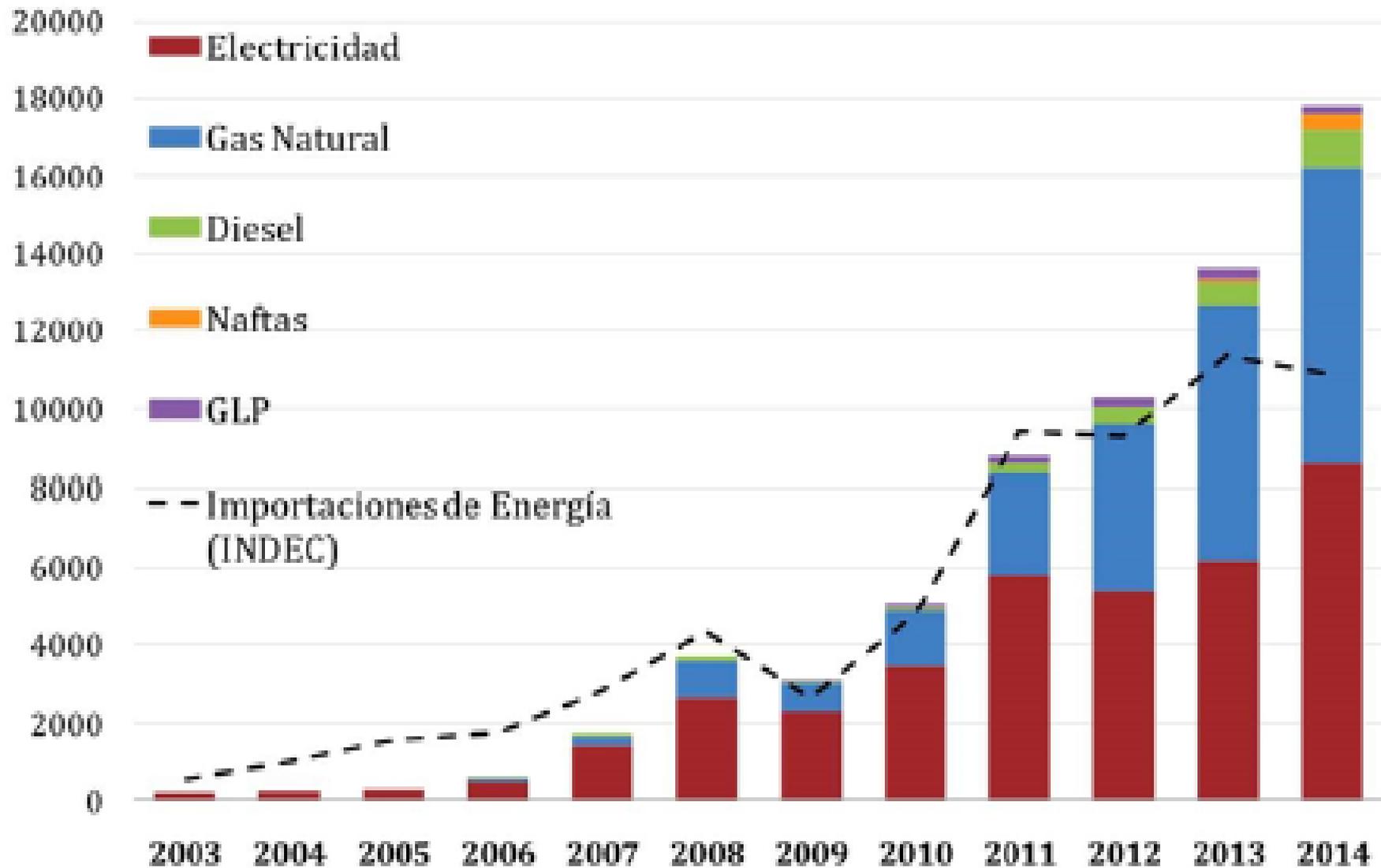
# Importación y Exportación combustibles

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Exportación crudo	Mill U\$\$	1868	1287	1917	1843	2645	2235	2308	1811	2906
Importación Gas Oil	Mill U\$\$	270	923	1727	842	1832	3732	2603	3822	2945
Importación Fuel Oil + naftas	Mill U\$\$	372	341	527	283	311	1665	1856	1451	812
Importac. Gas Nat Bolivia	Mill U\$\$	198	229	45	355	398	1107	2032	2184	2336
Importac. Gas Nat GNL	Mill U\$\$	0	0	253	246	418	1820	2665	3528	3554
Saldo comercial	Mill U\$\$	1028	-206	-635	118	-314	-6089	-6848	-9174	-6740
exportaciones		1868	1287	1917	1843	2645	2235	2308	1811	2906
importaciones		-840	-1493	-2552	-1725	-2959	-8324	-9156	-10985	-9646
saldo comercial		1028	-206	-635	118	-314	-6089	-6848	-9174	-6740



# Subsidios fiscales a la energía 2003-2014

en millones de dólares corrientes



Fuente: Fernando Navajas en base a datos oficiales



# REFLEXIONES AÑO 2013

Contabilizando la importación para el 2013 en el orden de unos 12 mil millones de U\$ (hay que ver números mas detallados pues además de combustibles principales hay en energía temas como, uranio, aceites etc) y el PBI en el orden de 480 a 490 mil millones de U\$ según fuentes 480 es lo mas aceptado

La relación importación de energía/PBI es decir  $12/480*100=2,5\%$

## SECTOR AGROPECUARIO

POR CADA U\$S 100 EXPORTADOS DE LA AGROINDUSTRIA, SE IMPORTARON U\$S 49,2 DE ENERGIA Y COMBUSTIBLES.

CONSTANZA PEREZ AQUINO  
ECONOMISTA DE LA FUNDACION MEDITERRANEA



**COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

**COSTOS DE INSTALACION**

<b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO Y COSTO POTENCIA INSTALADA DE GENERACION</b>						<b>AÑO 2010</b>	
<b>FUENTE CAMESA</b>	<b>SAN NICOLAS</b>			<b>FUENTE IAE</b>			
	<b>COSTOS DE OP</b>	<b>U\$/KWh</b>	<b>COSTO POT INST</b>		<b>U\$/KWe</b>		
<b>TV</b>	<b>CM</b>	<b>98</b>	<b>TV</b>	<b>CM</b>	<b>900 A 2800</b>		
	<b>FO</b>	<b>119</b>		<b>FO</b>	<b>900 A 2800</b>		
	<b>GN</b>	<b>35</b>		<b>GN</b>	<b>900 A 2800</b>		
<b>TG</b>	<b>GO</b>	<b>248,8</b>	<b>TG</b>	<b>GO</b>	<b>520 A 1800</b>		
	<b>GN</b>	<b>42,52</b>		<b>GN</b>	<b>520 A 1800</b>		
<b>CC</b>	<b>GO</b>	<b>144,32</b>	<b>CC</b>	<b>GO</b>	<b>700</b>		
	<b>GN</b>	<b>25,5</b>		<b>GN</b>	<b>700</b>		
				<b>GN</b>	<b>700</b>		
<b>DIESEL</b>	<b>GO</b>	<b>834,3</b>	<b>DIESEL</b>		<b>400</b>		
	<b>GN</b>	<b>132,7</b>					
<b>NUCLEAR</b>		<b>29,9</b>	<b>NUCLEAR</b>		<b>1600 A 5900</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>4500</b>
<b>EOLICA ON S</b>		<b>50</b>	<b>EOLICA ON S</b>		<b>1900 A 3300</b>		
<b>EOLICA OFF S</b>			<b>EOLICA OFF S</b>		<b>4000</b>		
<b>SOLAR</b>			<b>SOLAR</b>		<b>10000</b>	<b>AÑO 2010</b>	
<b>GEOTERMICA</b>			<b>GEOTERMICA</b>		<b>EEUU 1750</b>	<b>REP CHECA</b>	<b>12837</b>
<b>BIOMASA</b>			<b>BIOMASA</b>		<b>515</b>		

## Costos de generación renovable

Tecnología	Costo de capital	OyM
	u\$s/kW	u\$s/kW-año
Eólica (Offshore)	6.300	105
Solar térmica	5.500	60
Biomasa	4.300	120
Mini-hidro	4.000	30
Solar fotovoltaica	2.600	25
Eólica	2.100	30

Fuente: WECC

## COSTOS DE GENERACION DE ELECTRICIDAD

Fuente	Inversion Unitaria USD/KW	O&M&fuel USD/MWh	Factor de Recuperación del Capital (CRF)	Factor de Carga
Energía Hidráulica	3800	11	0,10	0,60
Nuclear	6100	13	0,10	0,85
Gas Natural	1250	80	0,12	0,80
Petróleo	1400	150	0,12	0,60
Carbón Mineral	2400	49	0,12	0,80
Eólica	2000	1	0,12	0,60

# COSTOS DE POTENCIA INSTALADA DE GENERACION 2017

REF REVISTA ESTRATEGIA  
ENERGETICA

U\$S/KWe

	CHINA INDIA	OCDE	RESTO MUNDO
<b>BIOMASA</b>	<b>1000</b>	<b>4000</b>	<b>3000</b>
<b>HIDRAULICA</b>	<b>1000</b>	<b>2100</b>	<b>1900</b>
<b>SOLAR FV</b>	<b>1800</b>	<b>2100</b>	<b>2800</b>
<b>TERMOSOLAR</b>	<b>4200</b>	<b>6400</b>	<b>4000</b>
<b>VIENTO ON SHORE</b>	<b>1000</b>	<b>2000</b>	<b>2100</b>
<b>VIENTO OFF SHORE</b>	<b>1100</b>	<b>4100</b>	<b>-----</b>
<b>GEOTERMAL</b>	<b>-----</b>	<b>3900</b>	<b>3000</b>

# COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO MUNDO

AGENCIA INTERNACIONAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO  
ENERGIA IAE U\$S/MWh

	EEUU	EUROPA	ASIA PACIFICO
<b>NUCLEAR</b>	<b>50</b>	<b>60</b>	<b>32</b>
<b>CARBON</b>	<b>70</b>	<b>85</b>	<b>60</b>
<b>GAS</b>	<b>80</b>	<b>90</b>	<b>85</b>
<b>WIND ON SHORE</b>	<b>60</b>	<b>110</b>	<b>80</b>

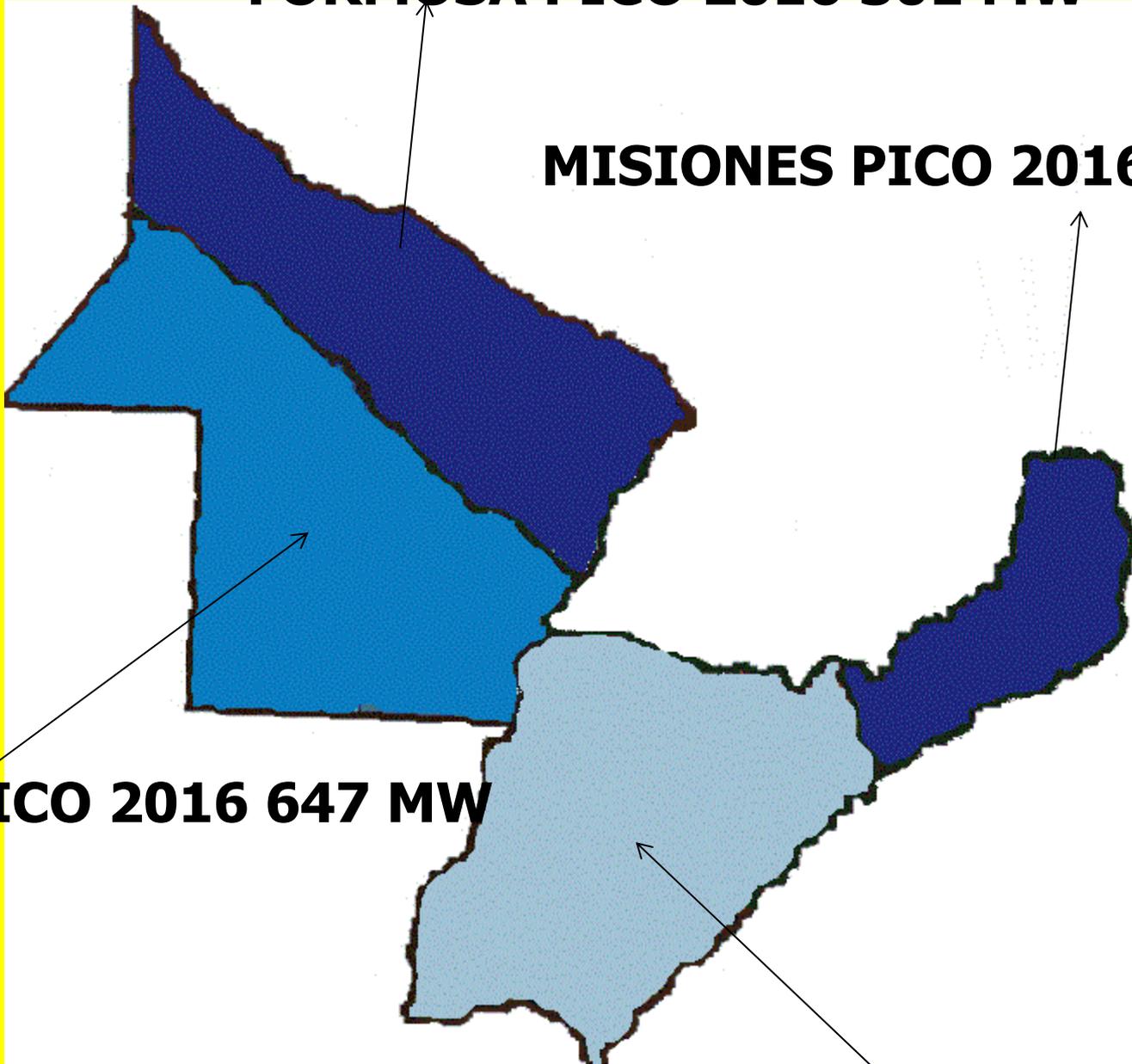


# **ANALISIS MACRO DEL NEA**



**FORMOSA PICO 2016 301 MW**

**MISIONES PICO 2016 502 MW**



**CHACO PICO 2016 647 MW**

**CORRIENTES PICO 2016 585 MW**



**SUMA DE PICOS NO SIMULTANEOS 2035 MW**

**POTENCIA MEDIA DE TACYRETA 2600 MW**

**POTENCIA MEDIA A PARAGUAY 250 MW 10% PY**

**POTENCIA MEDIA A ARGENTINA 2.350 MW 90% ARG**

**ENERGIA MEDIA DE YACYRETA 19.000 GWH/AÑO**

**ENERGIA MEDIA DE YACYRETA A PY 1.900 GWH/AÑO**

**ENERGIA MEDIA DE YACYRETA A ARG 17.100 GWH/AÑO**



**TASA MEDIA DE CRECIMIENTO NEA 3,5 %**

**ENERGIA MEDIA ANUAL 10.500 GWH. Fc 0,6**

**55 % ENERGIA YACYRETA PARA ARG**

**POTENCIA PICO NEA 2.035 MW**

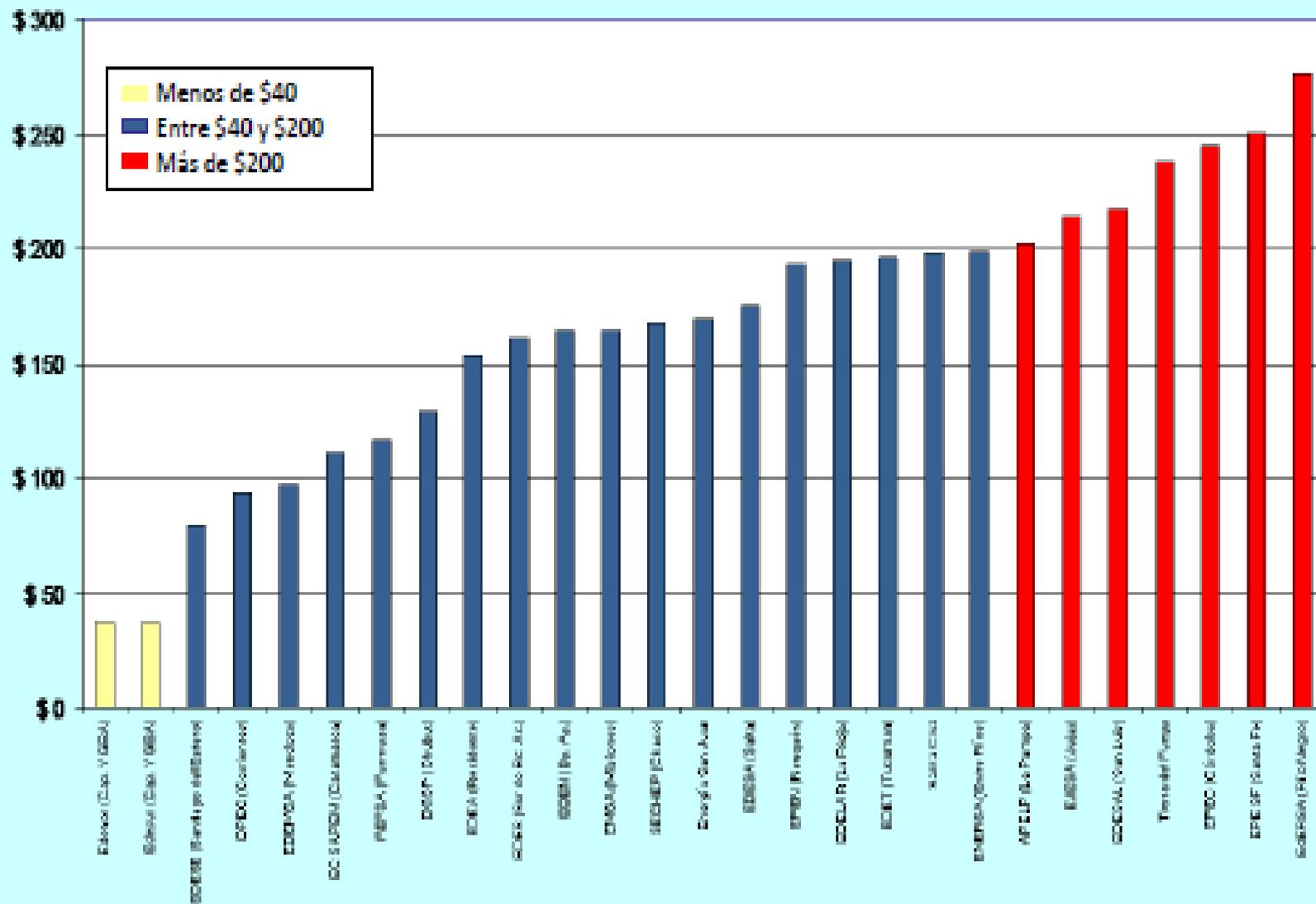
**86 % DE LA POTENCIA MEDIA DE YACYRETA ARG**

**EN MENOS DE 5 AÑOS EL NEA TENDRA UNA  
POTENCIA DE PICO DE 2.400 MW > POT ARG  
YACYRETA**

# **ANALISIS TARIFARIO DICIEMBRE 2015**

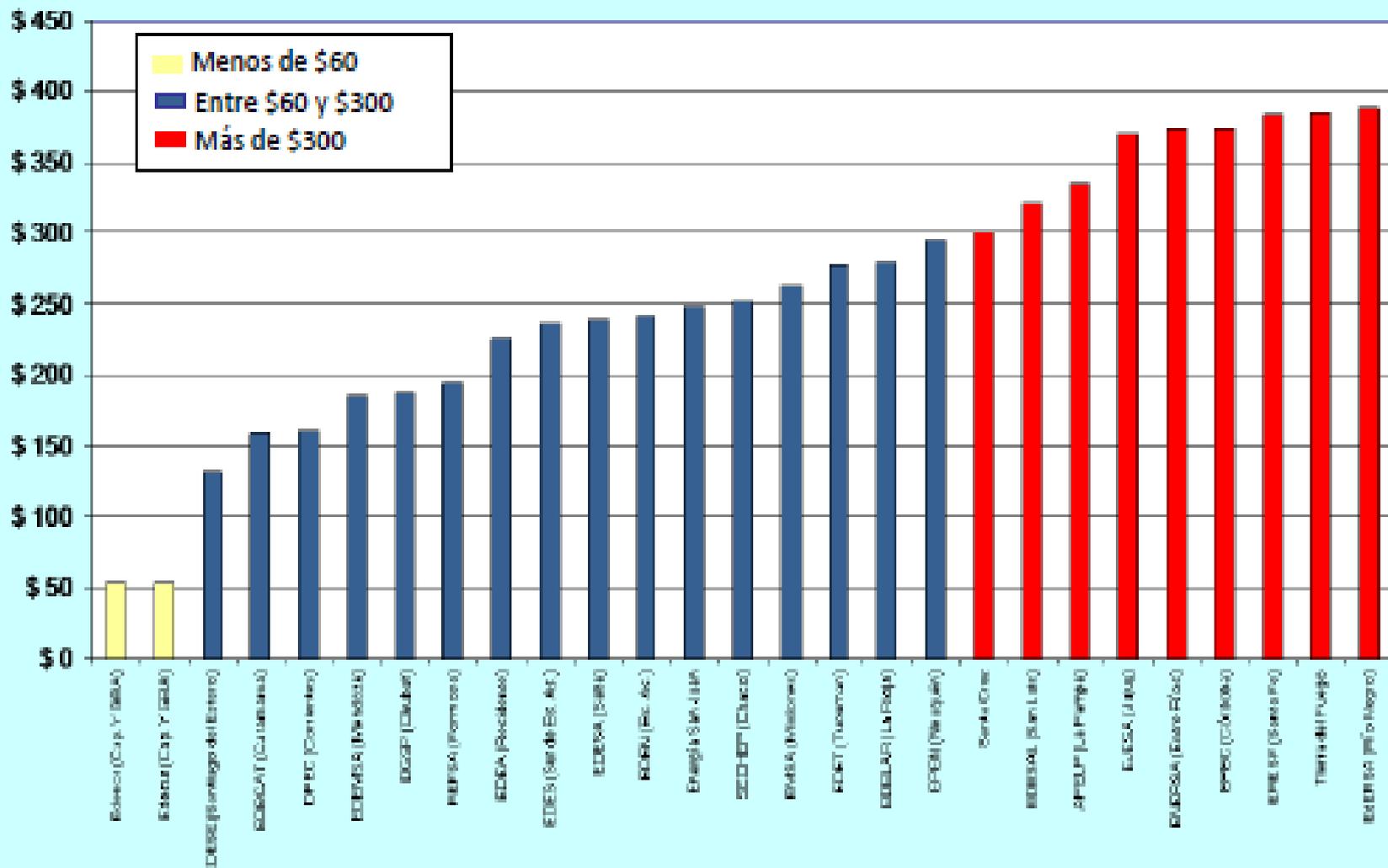
# Tarifas Eléctricas en Argentina

Consumos residenciales de 500 kWh/bim. sin impuestos ni cargos anexos



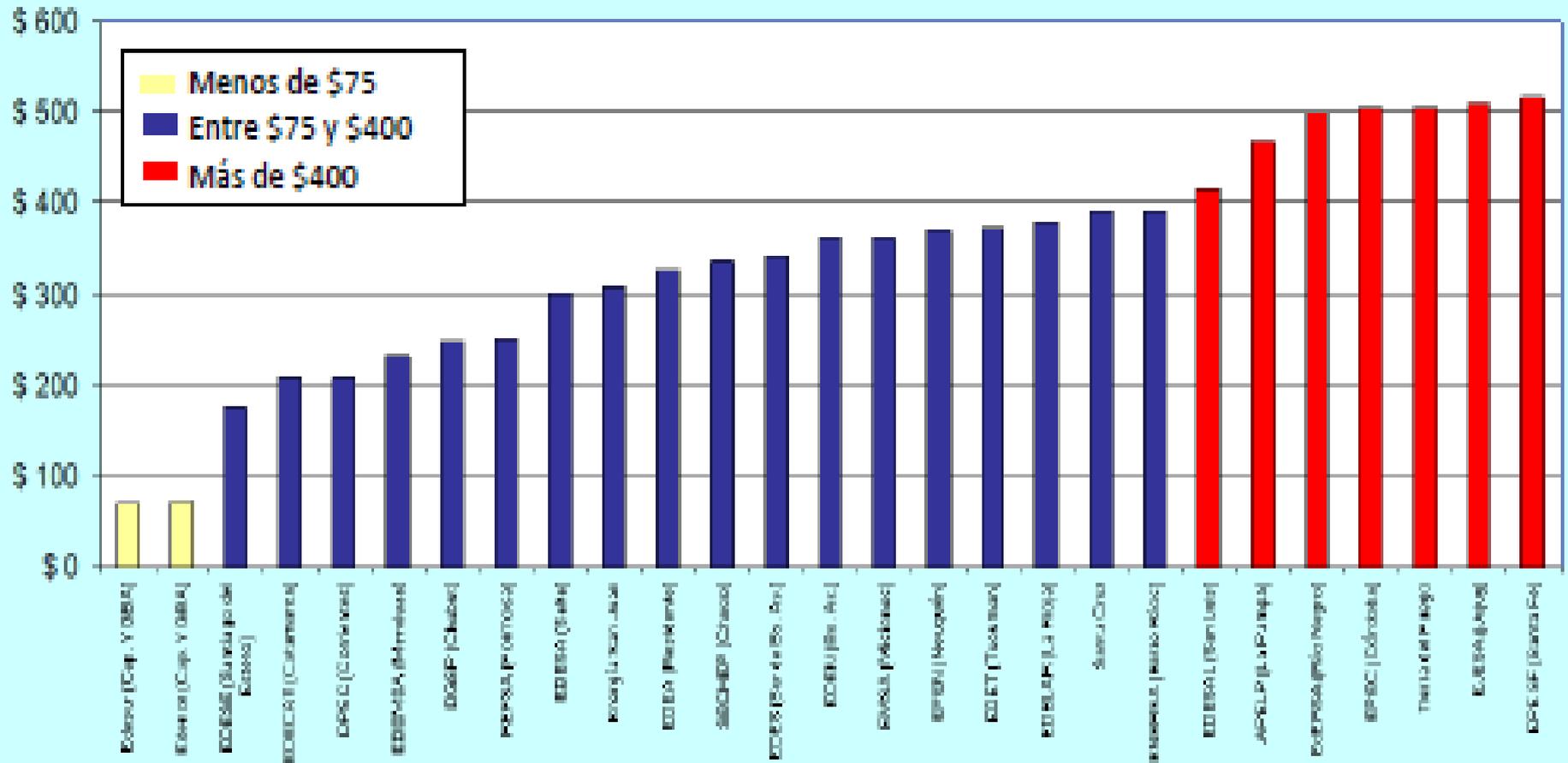
# Tarifas Eléctricas en Argentina

Consumos residenciales de 750 kWh/bim. sin impuestos ni cargos anexos



# Tarifas Eléctricas en Argentina

Consumos residenciales de 1000 kWh/bim. sin impuestos ni cargos anexos



## Consumo residencial promedio por bimestre

En 1992 era de 266,54 kWh  
En 2014 fue de 742,12 kWh



## Participación de la demanda residencial

En 1992 era el 31,7% del total  
En 2014 fue el 40,9% del total

↑ +30%

## Cantidad de usuarios residenciales

En 1992 había 8.200.105  
En 2014 hubo 11.544.242

↑ +40%

## Dispersión tarifaria

Diferencia entre las tarifas más altas y más bajas del país (libre de todo cargo impositivo)

\$37,3 → \$276,3

En 500 kWh por bimestre, 7,4 veces

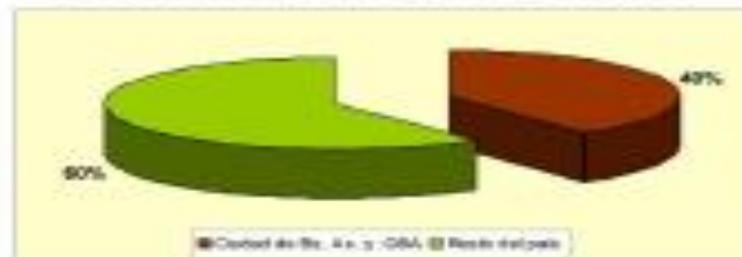
\$52,7 → \$388,5

En 750 kWh por bimestre, 7,4 veces

\$68,3 → \$537,7

En 1000 kWh por bimestre, 7,8 veces

## Concentración del consumo residencial



## Mapa de las tarifas eléctricas del país (500 kWh/bim.)



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación

# **Conclusiones Finales Sector Eléctrico**

## **Republica Argentina**

**Como el país necesita en un futuro próximo volúmenes de potencia y energía a gran escala, esto nos pone en una situación comprometida y nos condiciona a realizar todo lo necesario para abastecer la demanda. Contemplando de manera prioritaria el impacto ambiental.**

**Reconversión de la Matriz Energética**

**En Hidráulica**

**En Nuclear**

**Generación Distribuida, o denominadas Fuentes Complementarias.**

**Menos incidencia de la Generación Térmica a base de hidrocarburos**

**Disminución del uso del Gas Natural para generar Energía Eléctrica y su transferencia a la Industria, Comercio y sector Residencial.**



**Se debe invertir de manera importante en Investigación y desarrollo, en sistemas complementarios de generación, para hacerlas competitivas con las convencionales en precio, en potencias, en energías, en factores de utilización, en rendimientos, en disponibilidad, en confiabilidad y con la calidad que requiere el servicio eléctrico.**

**Se debe promover de manera efectiva el uso racional y la eficiencia energética.**



**Debe alertarse que siempre cuanto se disponga de gas natural, gas oíl , diesel oíl, agua en los embalses y disponibilidad en el equipamiento de Generación, Transmisión, Transformación y Distribución; además se materialice la proyección de potencia a instalar; solo así el sistema interconectado estará en condiciones, para cubrir la demanda de Potencia y el consumo Energético.**

**Todavía la función del planeamiento a largo plazo (25 años) se esta recuperando , pero faltan mayores precisiones al respecto.**

**La información por lo general esta fragmentada y dispersa como para poder tener conclusiones más precisas.**



**Se debe invertir de manera simultanea y coordinada en Generación, Transmisión y Distribución de acorde a un Planeamiento Eléctrico suficientemente estudiado.**

**Para que los sistemas eléctricos sean confiables y brinden calidad de servicio, es necesario que la misma regla se cumpla con su infraestructura y con sus recursos humanos. (Ingenieros y Técnicos, especializados y de carrera).**

**Las reformas regulatorias introducidas en el sector eléctrico a partir de la ley 24065 genero en Argentina la falta de inversión genuina y de manera coordinada (en los tres segmentos, Generación, Transporte y Distribución); dejando al mercado que invierta ante las necesidades energéticas del SADI.**

**Abandonando así el planeamiento energético, y perdiendo poder estratégico y geopolítico.**



# **Algunos aspectos básicos correspondientes al Planeamiento Eléctrico:**

**Análisis de la variación de la actividad económica.**

**Evolución del PBI.**

**Análisis de alternativas de suministro Energético.**

**Plan de obras e ingreso de las mismas.**

**Evaluación Técnico, Económica y Financiera.**

**Estudios Eléctricos.**

**Estudios Ambientales**

## **Algunos Estudios Eléctricos asociados:**

**Estudios de crecimiento energético por regiones y país.**

**Estudios de flujos de carga.**

**Estudios de Niveles de Cortocircuito.**

**Estudios de Confiabilidad.**

**Estudios de Estabilidad.**

**Estudios de Transitorios Electromagnéticos.**



***Esta última recomendación se debe a que cualquier: Central Eléctrica, Línea EAT, AT, MT, Estación Transformadora, equipamiento de compensación, etc, que se ingrese al SADI o a los sistemas Interconectados provinciales, no puede decidirse su instalación y menos aun su incorporación sin los estudios previos correspondientes.***

***Los Sistemas de Potencia, tienen su complejidad y limitaciones que no pueden ser ignorados.***



# **NOTA SOBRE LA GENERACION**

## **DISTRIBUIDA**

### **ANALISIS NACIONAL**

**La misma esta integrada entre otras por**  
**Energía eólica**  
**Células Fotovoltaicas.**  
**Hidráulica de baja potencia.**  
**Geotérmica, Biomasa**  
**Térmica de baja potencia ( Diesel o Gas),Etc,**

**En Argentina son complementarias de la**  
**Generación Concentrada (Grandes potencias , de**  
**Grandes Energías)**

**y por lo tanto no son sustitutivas**



## **A que responde esta circunstancia?**

**Se recuerda que Argentina, tiene una distribución de su población muy concentrada en la CABA , GBA, zonas de CORDOBA, y zonas de SANTA FE.**

**Hay que considerar además que las fuentes de Generación se encuentran en general alejadas de los Centros de Consumo; con el agravante de que la red de Transmisión presenta topología de característica radial (más frágiles desde el punto de suministro eléctrico).**

**Actualmente esta mallando el sistema de 500kV Con la línea NOA-NEA. Y las de las zonas del NOA y CUYO-COMAHUE. No así la Patagonia.**



**Por lo tanto presentan una diferencia sustancial con los países Europeos que poseen redes malladas ( más robustas desde el punto de suministro eléctrico); y con las fuentes de generación cercanas a los centros de consumo. Además el Sistema europeo esta fuertemente Interconectado, con gran cantidad de centrales eléctricas de base.**

**Existiendo un gran desarrollo de las fuentes de generación complementarias que se constituyen en generación distribuida.**



**Se esta incentivando a Nivel Nacional con más énfasis, el desarrollo de las fuentes complementarias de generación.**

**Pero debemos alertar: que la realización de la GD, sin reforzar las líneas de Transmisión y Estaciones Transformadoras que vinculan la zona en cuestión, con el Sistema de Potencia; en el caso de que la GD no esté disponible deja desabastecida la región.**

**Por eso existe el concepto de los sistemas interconectados con grandes Centrales Eléctricas y las líneas de EAT y AT, si no sería imposible el suministro de energía puesto que el mismo se basa en el principio de aprovechar la disponibilidad de las centrales y el despacho económico**



# INTERCONEXIONES ARGENTINA Y PAISES LIMITROFES





DIARIO  
**el territorio**  
EDICIÓN IMPRESA

21° C **Jueves** 24 de junio de 2010



# **Prevén que el sistema energético nacional pronto será deficitario**

**Un trabajo de los ingenieros Eduardo Soracco y Darío Beltramo advierte la urgencia de contar con nuevas fuentes generadoras. Y bajar el uso del gas y los combustibles líquidos**



# **Más energía. | El consumo y la población van elevando el consumo en el país.**

El mayor dinamismo de la economía desde fines del año pasado, ya hace temer a expertos en el sistema energético nacional por la proximidad de una situación de saturación de la demanda. Así los apagones llegarían por la falta de potencia energética que no puede producirse o transmitirse con los sistemas actuales. Una situación crítica podría verse en un plazo menor a los 15 años si el país no encara obras de generación, resalta un trabajo sobre "Matriz energética nacional y provincial" , de los ingenieros Darío Beltramo y Eduardo Soracco.

El trabajo fue recientemente presentado durante las pasadas IV Jornadas Regionales de Ingeniería y Congreso Nacional de Ingeniería- Corrientes 2010. Y el interés que despertó entre los presentes le valió la preselección de la Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros (Uadi), para su discusión en el Congreso Mundial de Ingeniería a desarrollarse en octubre en el predio rural de La Rural.



El trabajo detalló que a mayor avance del PBI, el incremento de la demanda energética se acelera. Así contrastando con el 2009 en donde se vio una caída de demanda, en los primeros meses de este año se resaltó un crecimiento promedio del 6,6% del consumo de electricidad.

“A mayor crecimiento del PBI, mayor es la demanda de energía” recordó el ingeniero quién junto a su colega Darío Beltramo integran la comisión de Energía y Medio Ambiente del Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería de Misiones (CPAIM).

El trabajo recordó la postergación de la planificación energética en la década del 90 y su impacto actual sobre el sistema.

“Para el trabajo se estimó que en el 2025 la potencia instalada nacional rondará los 50 mil megavatios, siendo que actualmente estamos cerca de los 22 mil de demanda máxima. Es una diferencia muy grande que se va a dar en el lapso de 15 años que es un tiempo muy corto”, apuntó sobre el trabajo Eduardo Soracco.



# Impulsar energías eficientes

En las consideraciones del trabajo de investigación que cruzó datos de la Secretaría de Energía de la Nación, se indica la necesidad de la rápida puesta en marcha de obras de generación energética a partir de las fuentes: nuclear e hidroeléctrica. Su uso creciente se destaca ante la escasez mayor de las fuentes de gas natural e hidrocarburos que actualmente el país debe importar para satisfacer la creciente demanda de energía.

"



"Deben entrar a generar las hidroeléctricas y nuevas centrales nucleares, todo para ir descomprimiendo el uso de las centrales térmicas (alimentadas con fuel oil) y a gas ya que no tenemos reservas disponibles para sostenerlas", advirtió Soracco.

El trabajo también destacó la importancia de la llegada del gas natural al nordeste Argentino (NEA) y Norte de Santa Fe como otra fuente alternativa de energía. Asimismo seguir incentivando la generación a partir de biomasa y el uso de biocombustibles. También se destacó la importancia de las campañas para el uso eficiente de energía en electrodomésticos y fuentes de iluminación. Recordando además la necesidad de la inversión en investigación nacional para el uso de los recursos disponibles en el país.



## **Ingeniero Eduardo A Soracco.**

**Ingeniero Electricista Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata.**

**Miembro del Comité Técnico Nacional de Energía de Unión Argentina de Asociaciones de Ingenieros (UADI)**

**Delegado ante la Federación Argentina de la Ingeniería Especializada. (FADIE) integrante de la Comisión de Energía de la FADIE**

**Coordinador de la comisión de Energía y Medio Ambiente del Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería de Misiones (CPAIM).**

**Vicepresidente Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería de Misiones MP CPAIM N° 2330.**



**REALIDAD ENERGÉTICA  
NACIONAL Y PERSPECTIVAS  
REGIONAL**



**F.E.B.A.P.**

Federación Económica  
Brasil, Argentina y Paraguay  
Posadas 11 de abril de 2008

**Segundas Jornadas regionales de Ingeniería 2008  
27 y 28 de Junio -Oberá Misiones**



Consejo Profesional de  
Arquitectura  
e Ingeniería de Misiones



Facultad de Ingeniería  
de Oberá  
Universidad Nacional  
de Misiones



**Seminario  
Energía, Ambiente y Sociedad**

Posadas – Jueves 26 de Junio de 2008

Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería de Misiones



**IV JORNADAS  
REGIONALES  
DE INGENIERIA DEL NEA  
CORRIENTES 10 y 11 DE JUNIO DE 2010**



Posadas Misiones 23 de Abril de 2010

**Federación Argentina de la Ingeniería  
Especializada**



**VII Jornadas regionales de Ingeniería 2013  
27 y 28 de septiembre-Formosa**

**UNIVERSIDAD DE LA CUENCA DEL PLATA**  
**sede Posadas 8 de octubre 2013**

**MIRADAS SOBRE  
EL DESARROLLO  
ENERGÉTICO Y REPRESAS**

**"ENERGÍA ELÉCTRICA, FUENTES DE  
GENERACIÓN: HIDRÁULICA,  
TÉRMICA, NUCLEAR Y  
COMPLEMENTARIAS"**



**FEDERACIÓN DE COLEGIOS Y CONSEJOS  
PROFESIONALES DE LA PROVINCIA DE  
MISIONES**

**semana del Profesional Universitario**

**11 de Septiembre de 2014**

**II Congreso Nacional de Ingeniería**  
**VIII Jornadas Regionales de Ingeniería del NEA**  
**I Jornada de Extensión y Vinculación Tecnológica**

*"Extensionismo, Innovación y Transferencia Tecnológica. Claves para el Desarrollo"*



**Viernes 10 - Sábado 11  
Octubre de 2014**



**CORRIENTES**



**resistencia**  
CAPITAL NACIONAL DE LAS PUEBLOS



**GenerAR**  
UNIVERSIDAD NACIONAL  
DEL NOROESTE

**IXO** Jornadas Regionales  
de Ingeniería Interprofesionales  
y Multidisciplinarias  
**24 y 25 de septiembre de 2015**  
Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional del Nordeste  
Av. las Heras 727, Resistencia - Chaco



PONIENDO EN CONTACTO A LOS INGENIEROS EN TODO EL PAIS





Consejo Profesional de Arquitectura e Ingeniería  
de Misiones

***AGRADECEN SU ATENCION***