

El rol del sector privado en la diversificación de la matriz energética de Uruguay.

Asociación Uruguaya de Generadores

Privados de Energía Eléctrica

Club Lunch Uruguayo Británico

6 de noviembre de 2013

AUGPEE: Integración actual

- **21 asociados que representan el 100 % de los generadores privados conectados al Sistema Interconectado Nacional, con una potencia instalada total de 700 MW y 650 MW disponibles para la red.**
- **500 MW instalados de fuente eólica**
- **200 MW instalados de fuente biomasa**
- **3 MW a gas natural**
- **La energía distribuida comienza a hacerse presente en la matriz. Promedio 2013: 6,44 % de la energía total inyectada al SIN**

AUGPEE: Objetivos institucionales

- **Contribuir a la diversificación energética del Uruguay**
- **Aportar soluciones que mitiguen la crisis energética nacional y la dependencia de hidrocarburos importados, con soluciones amigables al medio ambiente**
- **Generar oportunidades de inversión y de empleo en el territorio nacional**
- **Fomentar la participación de la industria nacional en las tecnologías de generación**

AUGPEE: Integración actual

		Potencia disponible red (MW)
1	UPM	30
2	MDP	60
3	BIOENER	11,5
4	GALOFER	12,5
5	FENIROL	8,8
6	PONLAR	7
7	WEYERHAEUSER	5
8	LIDERDAT	5
9	ALUR	5
10	AGROLAND	0,3
11	NUEVO MANANTIAL	18
12	AKUO ENERGY	92
13	KENTILUX	18
14	R. DEL SUR	50
15	LUZ DE MAR (PINTADO)	90
18	FINGANO	90
19	PALMATIR (TEYMA)	100
20	ASTIDEY (CIEMSA)	50
21	ZENDA LEATHER	3
		656,1

Dificultades históricas

- Uruguay carece de petróleo, gas natural, carbón
- Capacidad de generación hidroeléctrica colmada
- Fuerte dependencia del petróleo importado (hasta 38% del total de importaciones)
- Fuerte dependencia climática en el sector eléctrico
- Escasas fuentes autóctonas en la matriz global (30%)

Desafíos del desarrollo energético

- Matriz actual deficitaria, y dependiente de hidrocarburos importados, especialmente en años secos.
- La capacidad hidroeléctrica, la fuente más económica está limitada a 1350 MW, sin mayores posibilidades de crecimiento
- El consumo crece a tasas del 3,5 a 4 % anual, y toda la nueva demanda es más costosa de cubrir.
- El resultado es una energía eléctrica crecientemente costosa para la población, y para la industria.

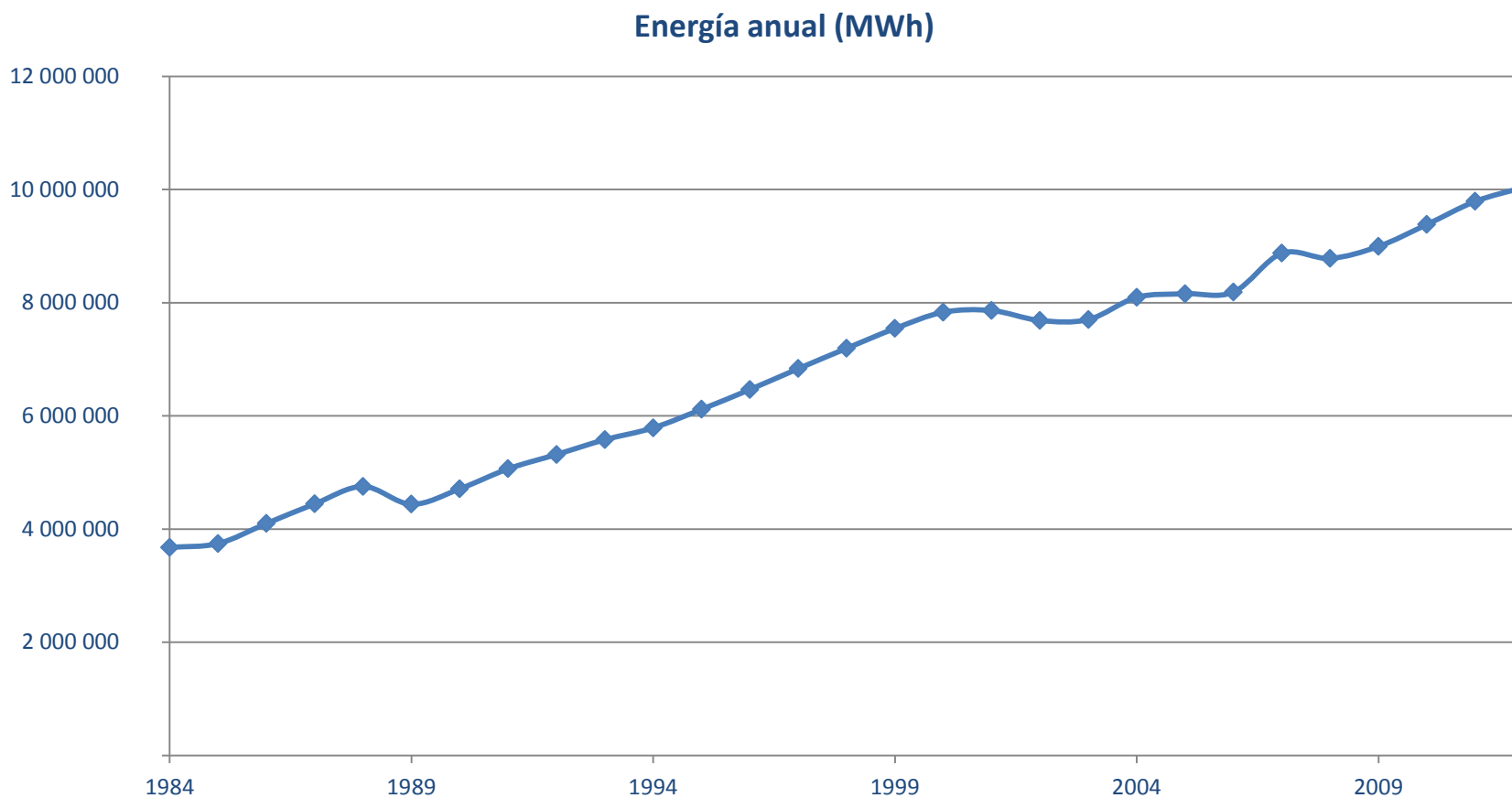
Oportunidades para el sector privado

- **Participar en el crecimiento de la oferta**
- **Marco regulatorio adecuado**

Demanda del sistema eléctrico uruguayo

- **Demanda total de energía superó los 10,000 GWh en el 2012, creciendo a razón de un promedio de 4 % anual**
- **Pico de invierno: 1.918 MW, el 22-07**
- **Pico de verano: 1.696 MW, el 01-02**
- **Energía neta de invierno: 33.043 MWh el 22-07**
- **Energía neta de verano: 32.721 MWh el 31-01**

Crecimiento de la demanda, 4 % promedio anual



Recursos del sistema eléctrico uruguayo

- **Capacidad Hidro-eléctrica**

▫ Baigorria	65 MW
▫ Terra	140 MW
▫ Palmar	220 MW
▫ Salto Grande	870 MW
▫ Total	1.295 MW

- Esta fuente es, por lejos, la más económica dentro de las disponibles, y es autóctona, pero salvo en proyectos de pequeña escala, esta capacidad está colmada

Recursos del sistema eléctrico uruguayo

Unidades Térmicas y su costo asociado (WTI a USD 95)

Central - Unidad	Pot MW	USD/MW
Motores C. Batlle	80	177,3
Sala B C.Batlle	50	255,2
Quinta Unidad C.Batlle	77	206,5
Sexta Unidad C.Batlle	113	209,1
PTA (Punta del Tigre)	48	248,0
CTR (La Tablada)	104	308,6
TGAA (Turbinas de gas)	20	403,6
PTB (Punta del Tigre)	170	260,3
APR	22	264,4
Motores MVA-MVB	50	278,8
Total potencia termica	734	

Recursos del sistema eléctrico uruguayo

- **Generación distribuida aporta hoy**
 - Biomasa 80 MW
 - Eolica 20 MW
- **Interconexiones países limitrofes**
 - Argentina, 1000 MW de capacidad, poca o nula disponibilidad
 - Brasil, 70 MW de capacidad en convertidora Rivera

Lógica de utilización de los recursos

- Cubrir la demanda, minimizando los riesgos de falla, recurriendo, en primer término, a los recursos de menor costo.
- Durante muchos años, principalmente durante la década de los 90, el componente no-cubierto por las represas hidroeléctricas, era suplido con importaciones de Argentina, que contaba en ese entonces, con excedentes a bajo costo.
- A partir del 2005 el escenario cambió dramáticamente: el petróleo se disparó y Argentina se quedó sin excedentes.

Costo anual de cubrir esta demanda, de aproximadamente 10,000 GWh

- Año de alta hidraulicidad USD 700 MM
- Año medio USD 1000 MM
- Año seco USD 1.500 MM

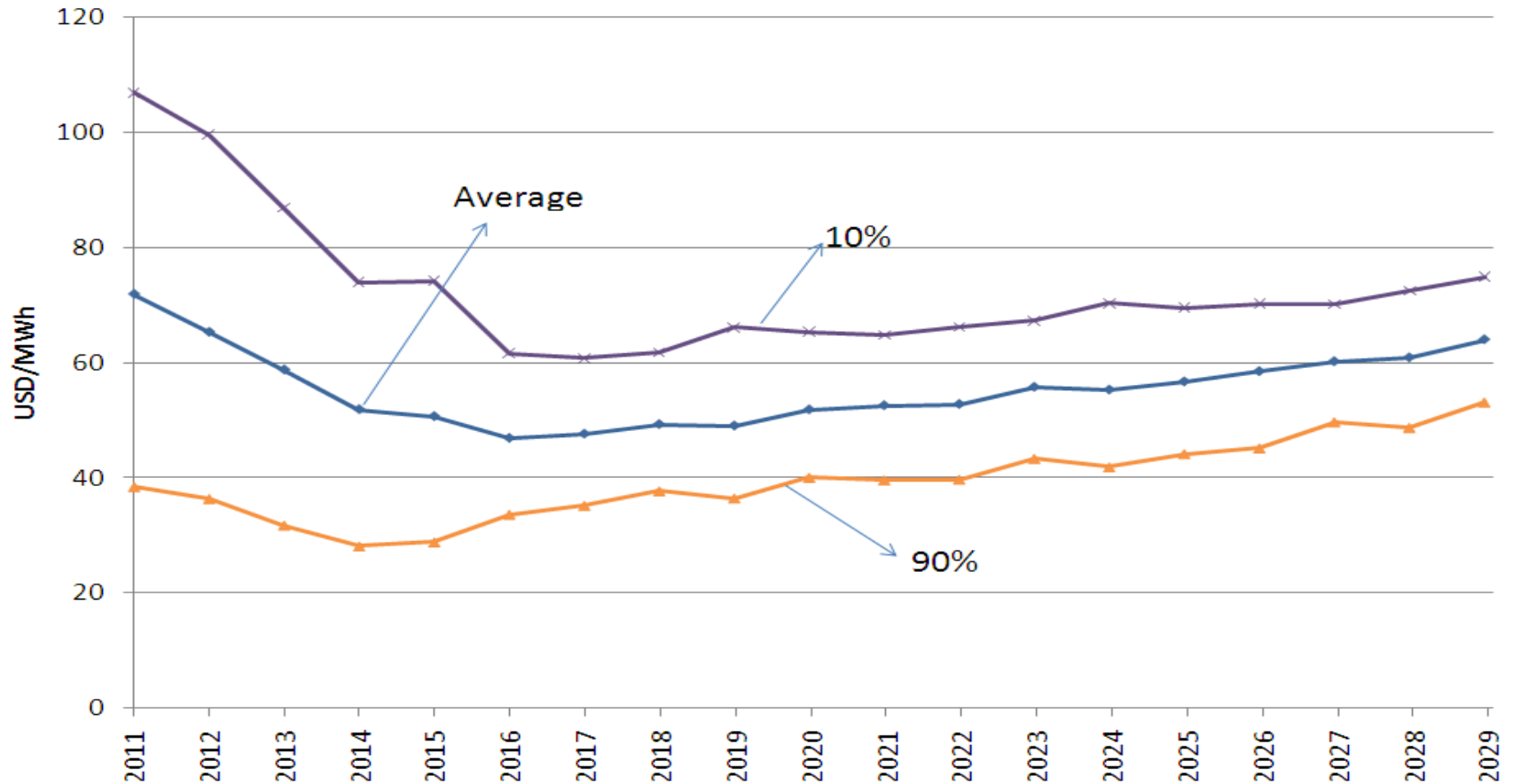
- Costo piso de abastecimiento: USD 70/MWh
- Costo medio de abastecimiento: USD 100/MWh
- Costo en año seco: USD 150/MWh

Estadística del precio spot USD/MWh

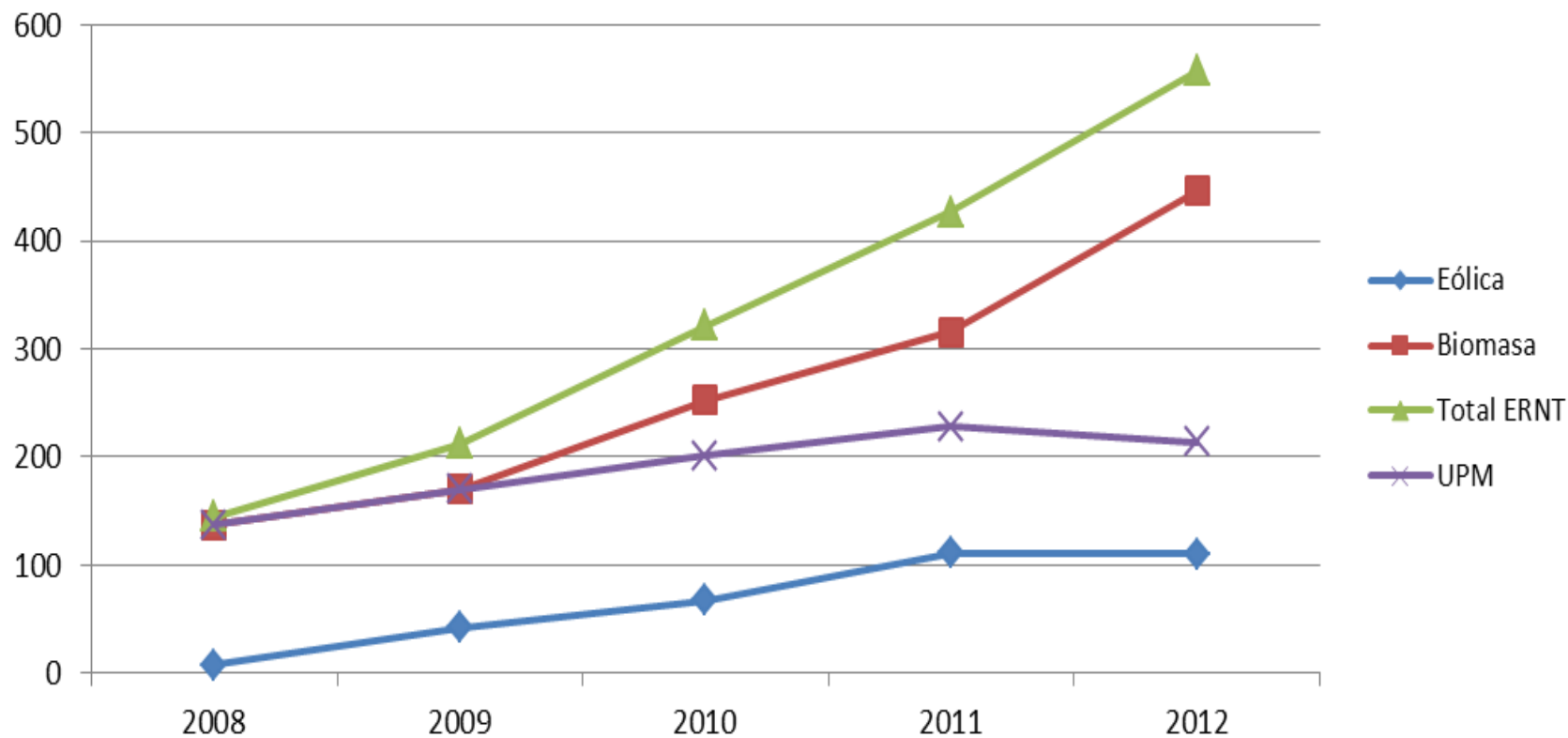
MES/AÑO	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Promedio mes
Enero	156	117	245	215	4	233	249	149	171
Febrero	180	128	226	199	14	218	249	245	182
Marzo	164	24	250	145	63	248	248	133	159
Abril	156	12	247	204	107	219	250	109	163
Mayo	282	14	250	224	49	237	250	187	187
Junio	325	114	250	239	117	206	250	234	217
Julio	153	172	250	207	106	128	221	206	180
Agosto	118	167	245	137	65	92	212	236	159
Setiembre	114	131	238	106	33	99	225	214	145
Octubre	124	0	178	53	80	84	54		82
Noviembre	102	14	169	16	174	199	135		116
Diciembre	124	199	224	11	184	249	166		165
Promedio anual	166	91	231	146	83	184	209	190	150

Proyecciones oficiales

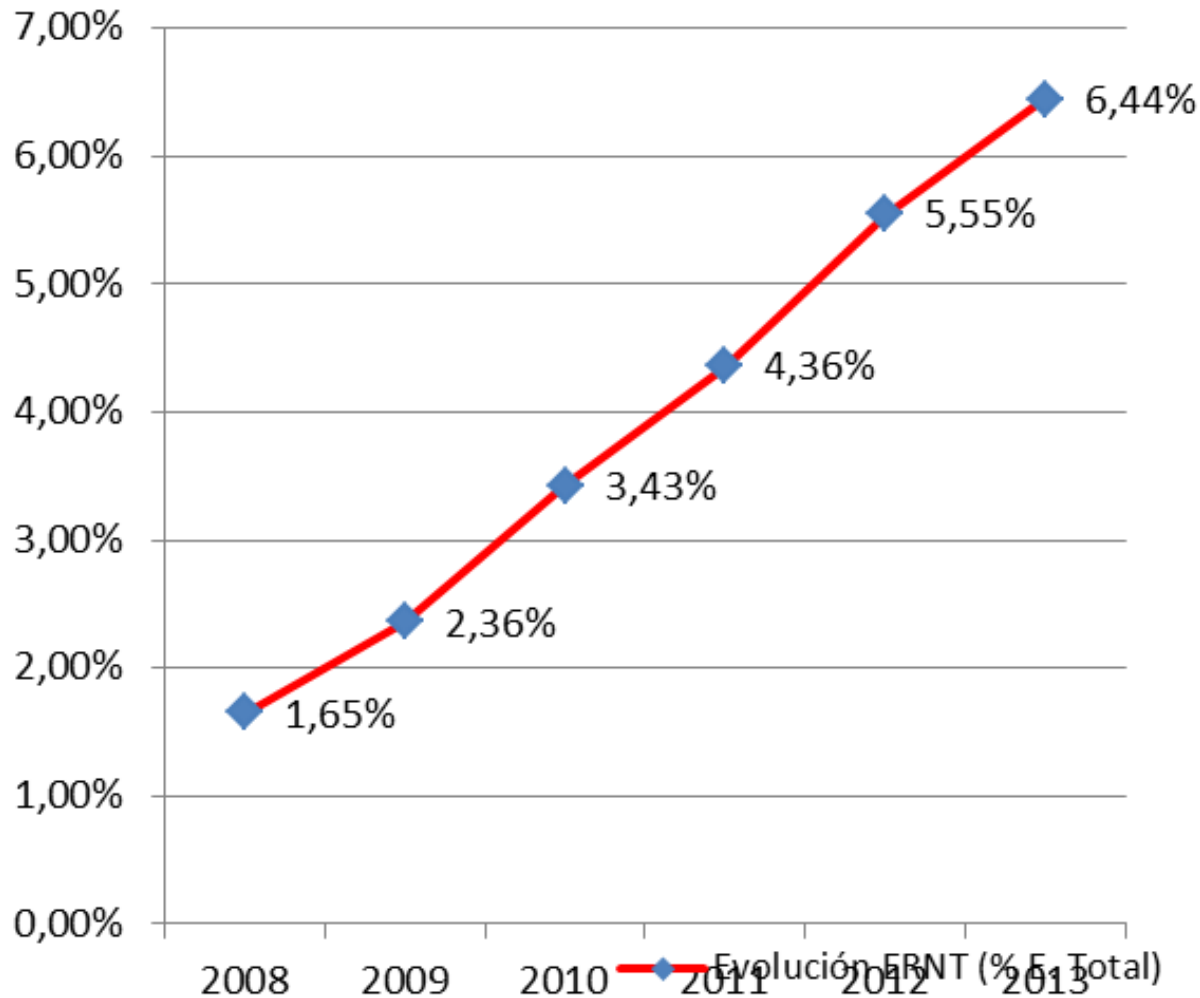
Annual Medium Cost



Evolución Energía Renovable No tradicional 2008 - 2012 (GWh)



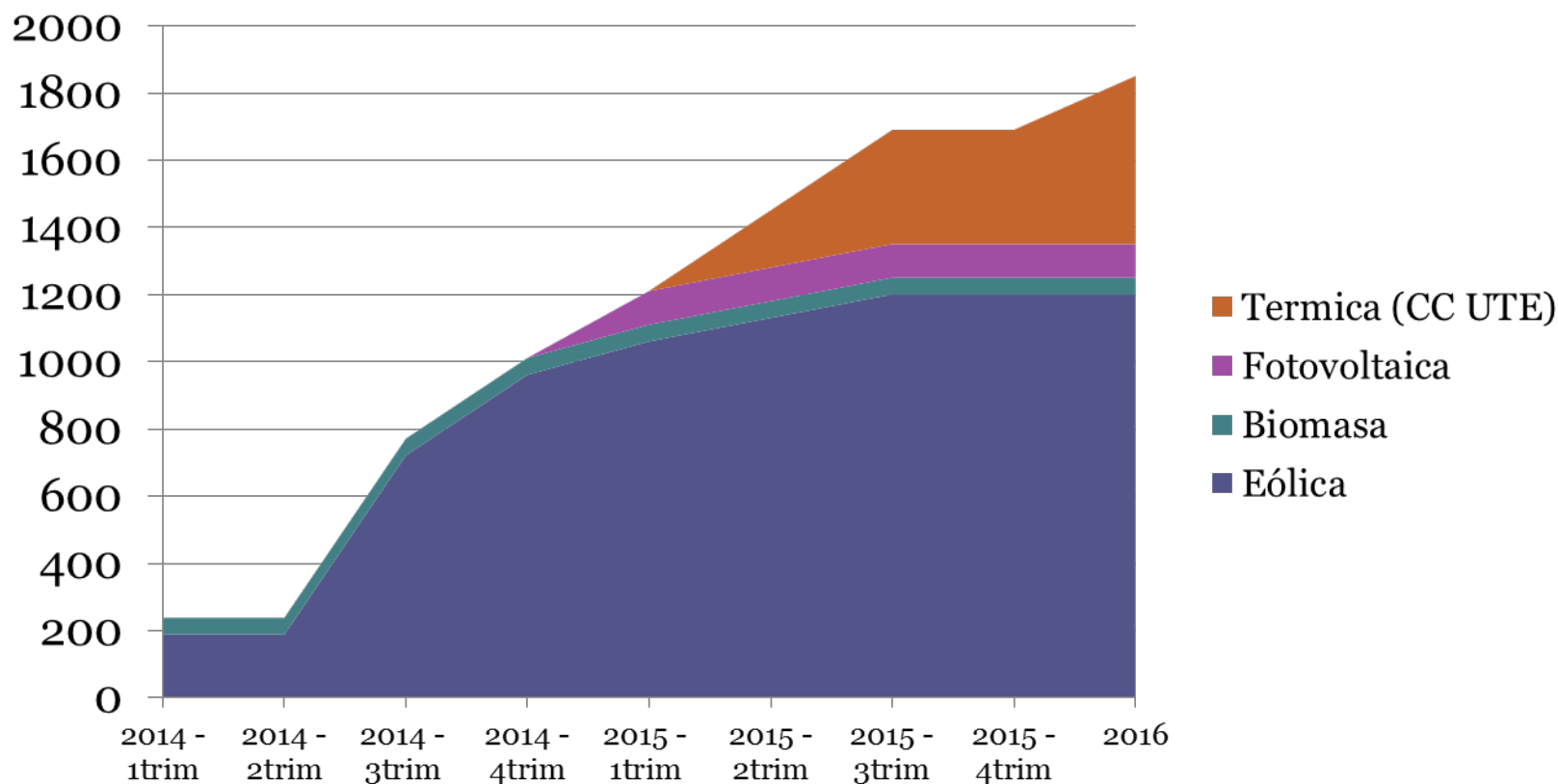
Evolución ERNT (% E. Total) 2008-2013



Incorporación de Generación

Semestre / Año	Potencia Instalada (MW)			
	Eólica	Biomasa	Foto-voltaica	Térmica
1º trimestre 2014	188	50		
2º trimestre 2014				
3º trimestre 2014	533.9			
4º trimestre 2014	240			
1º trimestre 2015	99.2		100	
2º trimestre 2015	70			170
3º trimestre 2015	70			170
4º trimestre 2015				
2016				160
TOTAL	1201,1	50	100	500

Incorporación de Generación (acumulada)



Incorporación de Generación Eólica

Empresa	Parque	Entrada estimada	Potencia	Departamento
Palmatir	Peralta I y II	01/02/2014	50	Tacuarembó
Luz de loma	Pintado II (exFortuny)	07/03/2014	20	Florida
Luz de mar	Pintado I	14/03/2014	18	Florida
Luz de río	(ex Ensol Pintado)	01/03/2014	50	Florida, Flores
R del sur	Pque eólico Maldonado	10/03/2014	50	Maldonado
Gemsa	Minas I	01/06/2014	42	Lavalleja
Polisine	Florida I	01/06/2014	50	Florida
Rouar s.a (UTE)	Rosendo Mendoza	05/07/2014	65,1	Colonia
UTE	Juan Pablo Terra	19/07/2014	67,2	Artigas
UTE	Palomas, Colonia Rubio	30/08/2014	71	Salto
Fingano	Carapé	01/09/2014	50	Maldonado
Estrellada	Melowind	01/09/2014	50	Cerro Largo
Tulifox	(ex Tulifox)	01/09/2014	48,6	San José
Vengano	Carapé II	01/09/2014	40	Maldonado
Astidey	Talas de Maciel I	01/09/2014	50	Flores
Agua leguas	Peralta I y II	01/12/2014	100	Tacuarembó
UTE	Pampa	06/12/2014	140	Tacuarembó
Vientos de pastoreales		01/01/2015	49,2	Flores
UTE	Andresito	07/03/2015	50	Flores
UTE	Colonia Arias	11/04/2015	70	Florida, Flores
UTE	Valentines	08/08/2015	70	Treinta y tres

Fuente: DNE, octubre 2013

Incorporación de Generación Eólica

Semestre / Año	Potencia (MW)
1º trimestre 2014	188
2º trimestre 2014	0
3º trimestre 2014	533.9
4º trimestre 2014	240
1º trimestre 2015	99.2
2º trimestre 2015	70
3º trimestre 2015	70
4º trimestre 2015	0
TOTAL	1201,1

Fuente: DNE, octubre 2013

Participación de privados en el S.I.N. Fortalezas

- Marco regulatorio adecuado
- URSEA: organismo regulador
- ADME: organismo administrador
- Participación de privados en ADME y consulta publico-privada en los procesos de toma de decisión
- Metas: una Política de Estado bien definida
- UTE: un comprador confiable
- Ley de Inversiones

Participación de privados en el S.I.N.

Oportunidades de mejora

- **Procesos licitatorios, si bien muestran un buen aprendizaje, requieren mayor agilidad**
- **% de componente nacional en los proyectos: debe ser promovido y premiado, pero no puede constituirse en una obligación o barrera.**
- **Tecnología nacional: en curva de aprendizaje**
- **Disponibilidad económica de biomasa: sujeta a maduración del complejo forestal**
- **Precios: aun no se ha logrado el punto de equilibrio**

AUGPEE: Nuestra visión

- **Energía eólica:** el sector privado ya ha dado sobradas muestras de su voluntad de participar e invertir: el crecimiento depende de la estructuración de proyectos ya licitados, levantar barreras logísticas y de infraestructura, financiamiento y beneficios fiscales, en un contexto de precio muy ajustado
- La meta del gobierno de 1000 MW eólicos instalados para 2015 talvez no se cumpla, pero sí en el 2016 o 2017. La pregunta es que proporción de esta capacidad quedará efectivamente en manos de privados y que proporción en manos de UTE.
- En biomasa el proceso va a ser más lento.

Generación con biomasa: fortalezas o virtudes

- **Energía distribuida, proyectos radicados en diversos puntos del interior del país.**
- **Desarrollo de tecnologías nacionales, así como know-how operativo autóctono, buenas prácticas.**
- **Integra cadenas agroindustriales, con efectos sinérgicos en la competitividad de las mismas**
- **Puestos de trabajo calificados, directos e indirectos**
- **Impacto económico favorable en el entorno**
- **Retornos fiscales al estado**
- **Es potencia firme, de fuente renovable; ahorra divisas**
- **En resumen: aumento de soberanía energética**

Generación con biomasa: debilidades o amenazas

- **Costos de inversión superiores a lo proyectado: de USD 2,5 a 3 MM por Mw instalado, vs los USD 1,8 proyectados en el 2006.**
- **Costos operativos también son superiores a lo proyectado: mano de obra, fletes, tipo de cambio**
- **Menor disponibilidad de biomasa apta y dependiente de la viabilidad de otros negocios de procesamiento industrial forestal**
- **Tecnologías de combustión para una utilización más flexible y completa de la biomasa disponible: aun en proceso de validación y adaptación.**

MUCHAS GRACIAS !!!!