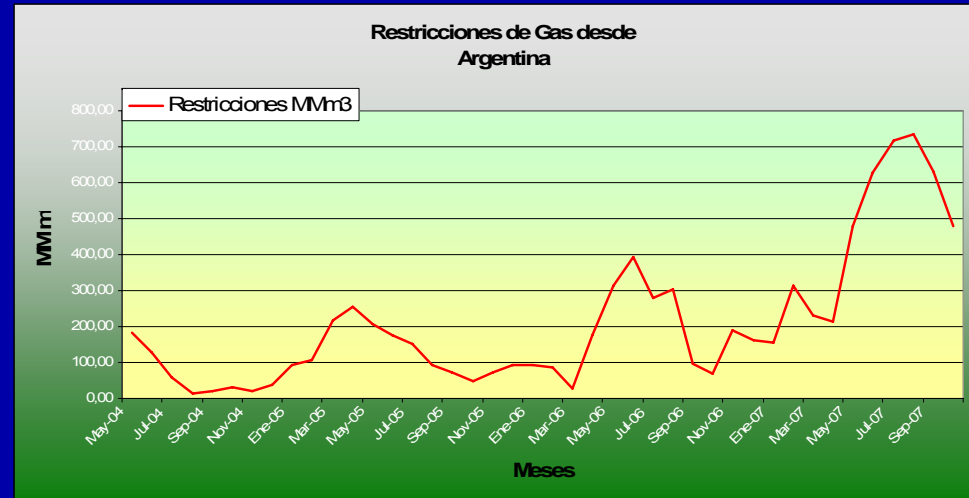


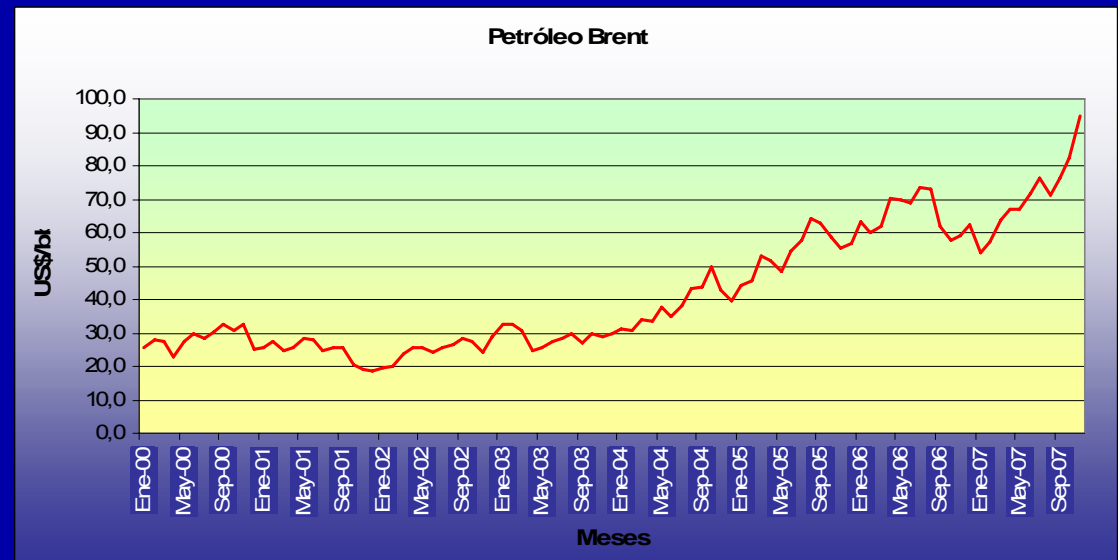
Evaluación del impacto Técnico Económico en el SIC del Proyecto de Ley de Fomento a las ERNC

Ramón Galaz A.

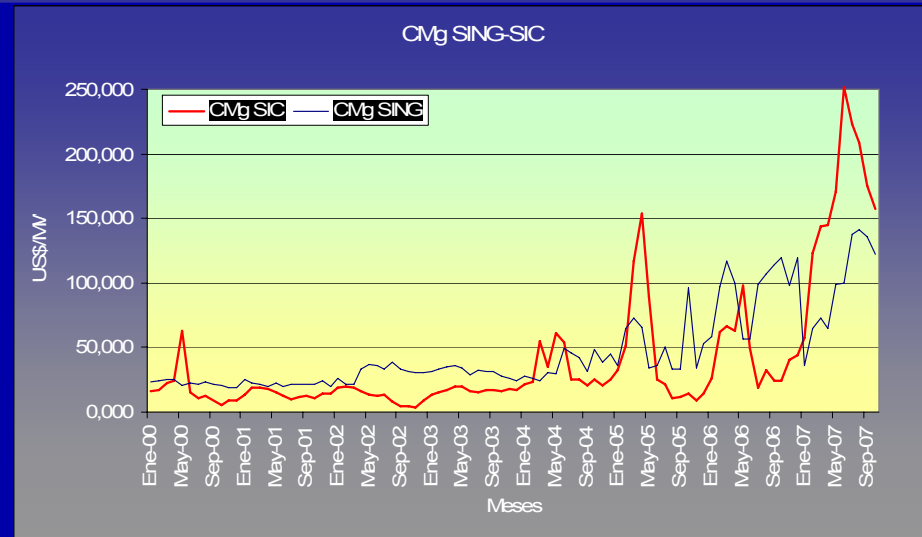
▶ Cortes de gas



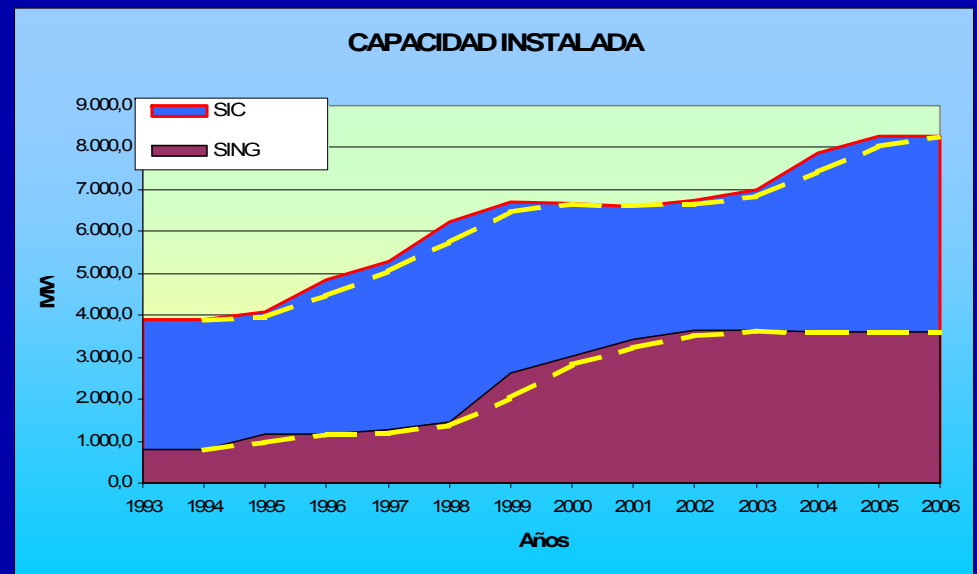
▶ Altos precios del petroleo



▶ Altos precios de electricidad



▶ Capacidad de Gx Ajustada



- ▶ Define cuotas anuales sobre los retiros de energía en base a ERNC
 - ▶ 5% de los retiros entre el 2010 y el 2014
 - ▶ Incremento de 0.3% anual del 2015 en adelante, hasta llegar a un 8% en el año 2024.

- ▶ No existe temporalidad.

- ▶ Cargo por cada MWh no cumplido. (0.4 UTM/MWh ó 27 US\$/MWh)

- ▶ Reincidencia dentro de tres años (0.6 UTM/MWh ó 40 US\$/MWh)

- ▶ Beneficiarios de recaudación : Consumidores no suministrados por empresas en falta

DISPONER DE UN ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO
SOBRE EL IMPACTO DEL PROYECTO DE LEY DE
FOMENTO A LAS ERNC EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO CENTRAL

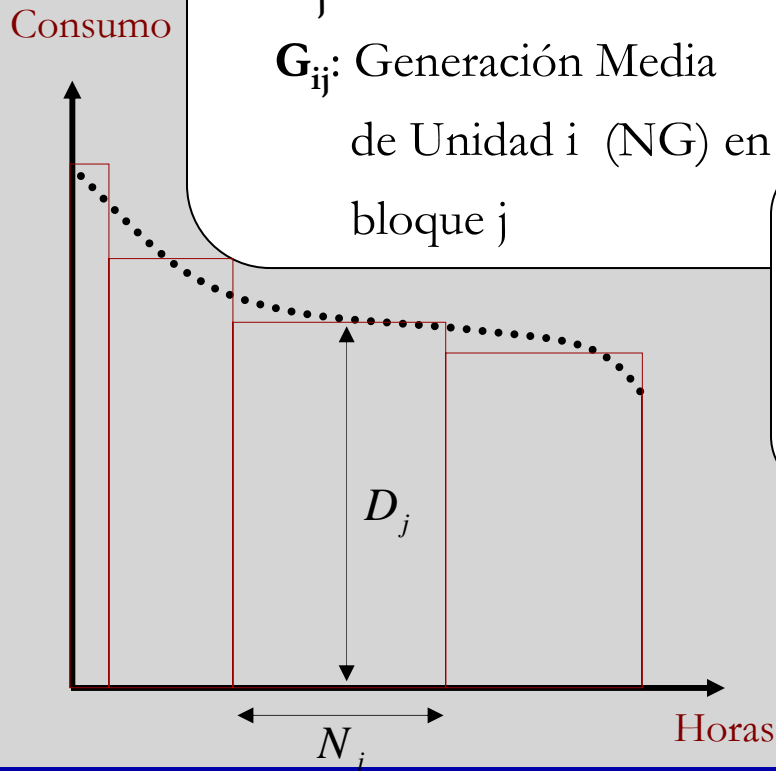
- Teoría Marginalista
 - Modelación
 - Validación Modelo
 - Inclusión Ley
 - Extensión multiperíodos
 - Validación
 - Resultados
 - Conclusiones

Bloque j (NB)

D_j : Consumo

N_j : Número de horas

G_{ij} : Generación Media de Unidad i (NG) en bloque j



- P_i : Potencia instalada MW
- a_i : Costo de inversión + COYM \$/MW
- b_i : Costos de operación variable \$/MWh

$$Z = \underbrace{\sum_{i=1}^{NG} a_i P_i}_{\text{Inversión}} + \sum_{i=1}^{NG} \left[\underbrace{b_i \left(\sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right)}_{\text{Operación}} \right]$$

$$\sum_{i=1}^{NG} P_i \geq D_{\max} \quad \lambda_o$$

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad \lambda_j$$

$$P_i - G_{ij} \geq 0$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0$$

μ

Inversión



- Suficiencia del sistema
- Expansión máxima anual por tecnología

Operación



- Balance Generación Demanda
- Restricciones técnicas generadores
- Producciones de tecnologías (fp)

Tecnologías Consideradas

– Térmicas

- Gas Natural
- Diesel
- Carbón



– ERNC

- Eólica
- Pequeña hidroeléctrica
- Biomasa
- Geotermia



–Hidráulicas

- Embalse
- Pasada



$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right]$$

s.a.

$$\sum_i^{NG} P_i \geq D_{max}$$

$$\sum_i^{NG} G_{ij} N_j \geq D_j N_j \quad \forall j$$

$$\sum_j^{NB} G_{ij}^* N_j \leq E_{embalse_i}$$

$$\sum_j^{NB} G_{ij} N_j \leq P_i \cdot fp_i \cdot H \quad \forall i$$

$$G_{ij} \leq fp_i \cdot P_i \quad \forall i, j$$

$$P_i \leq P_{max_i} \quad \forall i$$

$$P_i \geq G_{ij} \quad \forall i, j$$

$$P_i, G_{ij} \geq 0$$

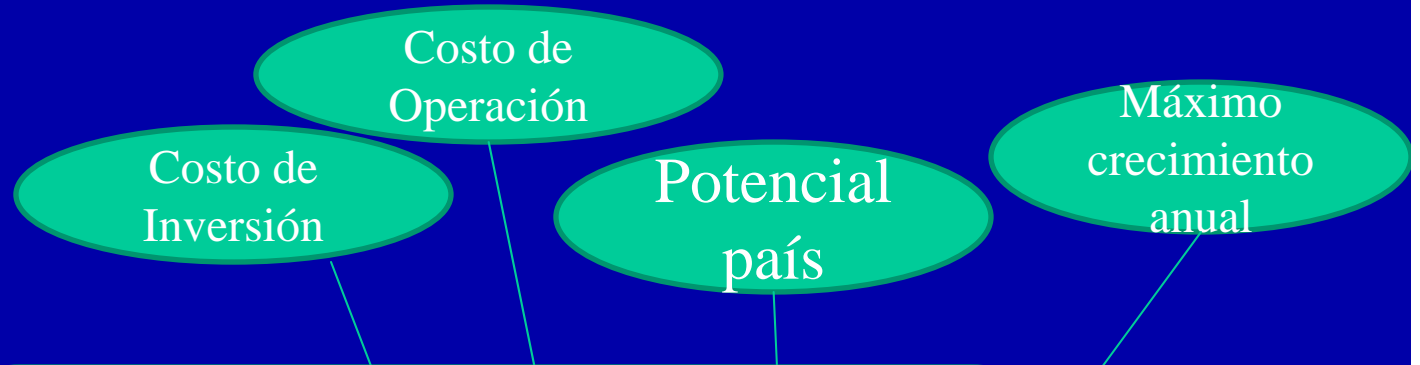
- Definición de nuevas variables
 - E_j : Falta de Generación Renovable en el bloque de demanda j [MW]
 - m : Cargo adicional por no cumplimiento ley en [US\$/MWh]

$$\min Z = \sum_{i=1}^{NG} a_i P_i + \sum_{i=1}^{NG} \left[b_i \sum_{j=1}^{NB} G_{ij} N_j \right] + m \sum_{j=1}^{NB} E_j N_j$$

$$\sum_i^{ERN} \sum_j^{CN} G_{ij} N_j + \sum_j^{NB} E_j N_j \geq 0,05 \sum_j^{NB} D_j N_j$$

Variables de Entrada (I)

- Tecnologías



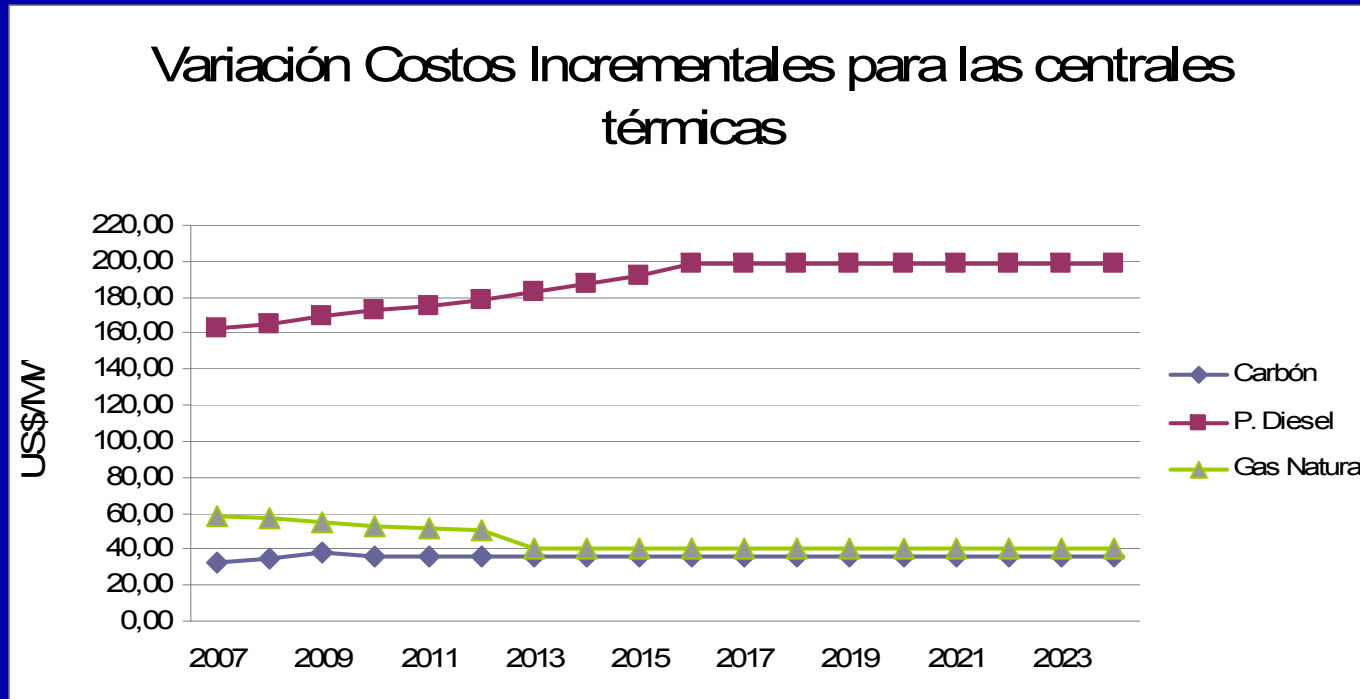
Tecnología	fp	ai MUS\$/MW	bi US\$/MWh	Potencial Máximo MW	Crecimiento máximo anual
Carbón	0.75	1,500	32.6	libre	libre
P. Diesel	0.85	424	162.2	libre	libre
Gas Natural	0.60	629	58.1	libre	libre
Eólica	0.30	1,500	2.0	2000.0	200.0
Microcentral	0.69	2,000	3.2	2000.0	100.0
Biomasa	0.85	1,818	20.0	350.0	50.0
Geotermia	0.90	3,000	4.7	1800.0	100.0
H.Pasada	0.65	1,320	1.2	5150.0	150.0
H.Embalse	0.75	2,500	0.0	10900.0	350.0

Informe Precio de Nudo Abril 2007, EcofysValgesta S.A., CNE, U.S. DOE. Energy and Geosciences Institute at University of Utah

- Sistema de Transmisión
 - Informe de peajes
 - => Estimación costos por conexión a sistema de transmisión.

Tecnología	US\$/MW
Carbón	11,148
P. Diesel	8,365
Gas Natural	9,070
Eólica	17,136
Microcentral	26,535
Biomasa	14,280
Geotermia	28,947
H.Pasada	24,123
H.Embalse	20,296

- Variación costos operacionales centrales térmicas
 - Informe Precio de Nudo Abril 2007



Informe Precio de Nudo Abril 2007

- Plan de Obras
 - Informe Precio de Nudo Octubre 2007
 - Se consideraron las centrales en construcción



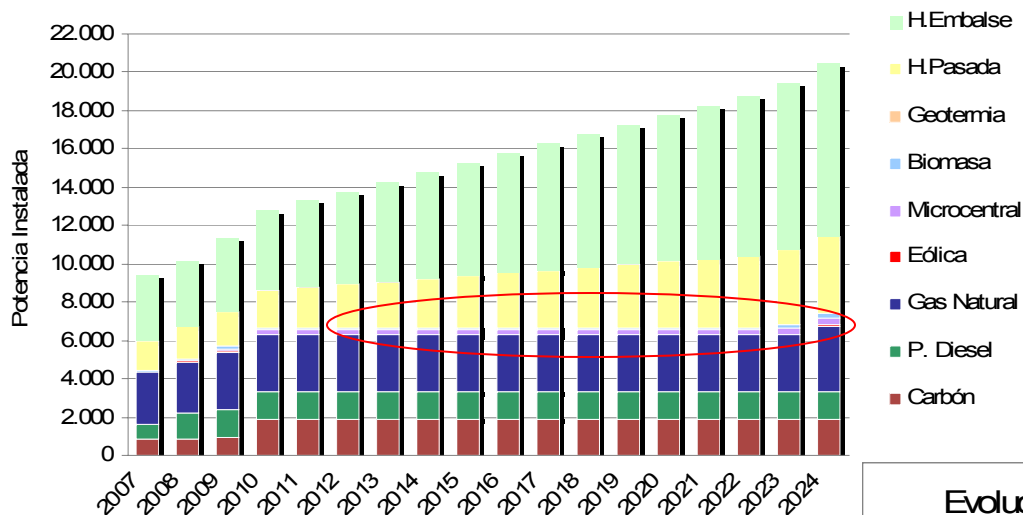
2007 , 2008 entran sólo
centrales en construcción.



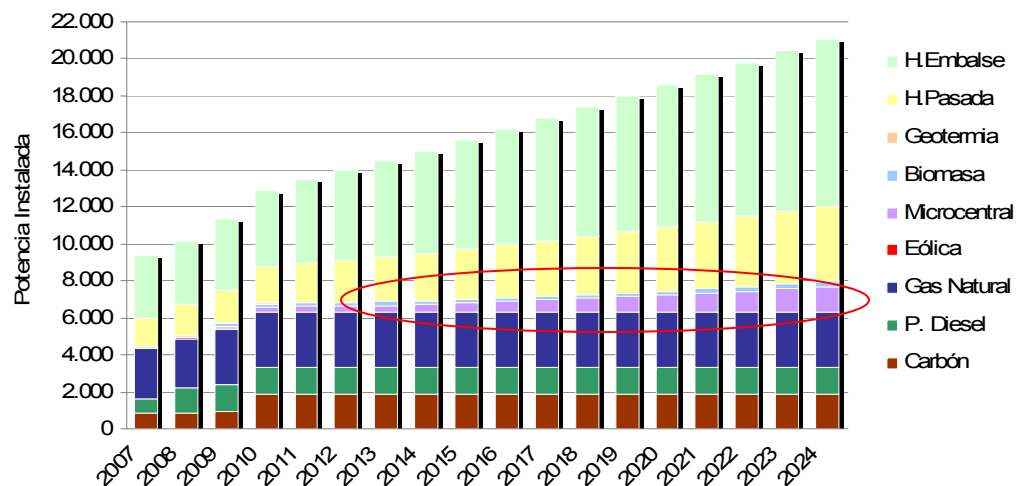
2009 y 2010 entran centrales en
construcción y generadoras eficientes
según la optimización (y así en
adelante).

Evolución Natural Parque generador SIC

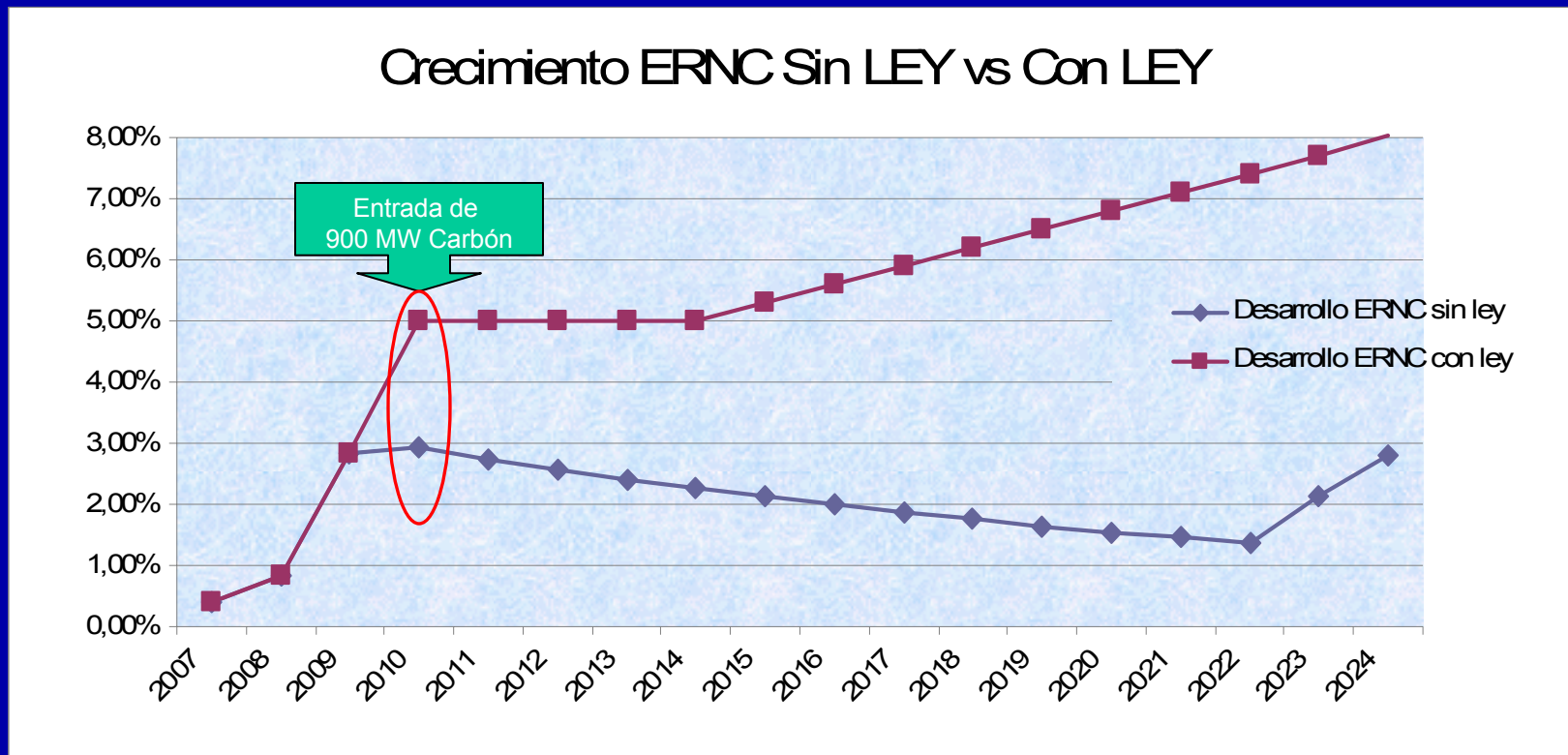
Evolución Potencia instalada parque generador SIC sin Ley



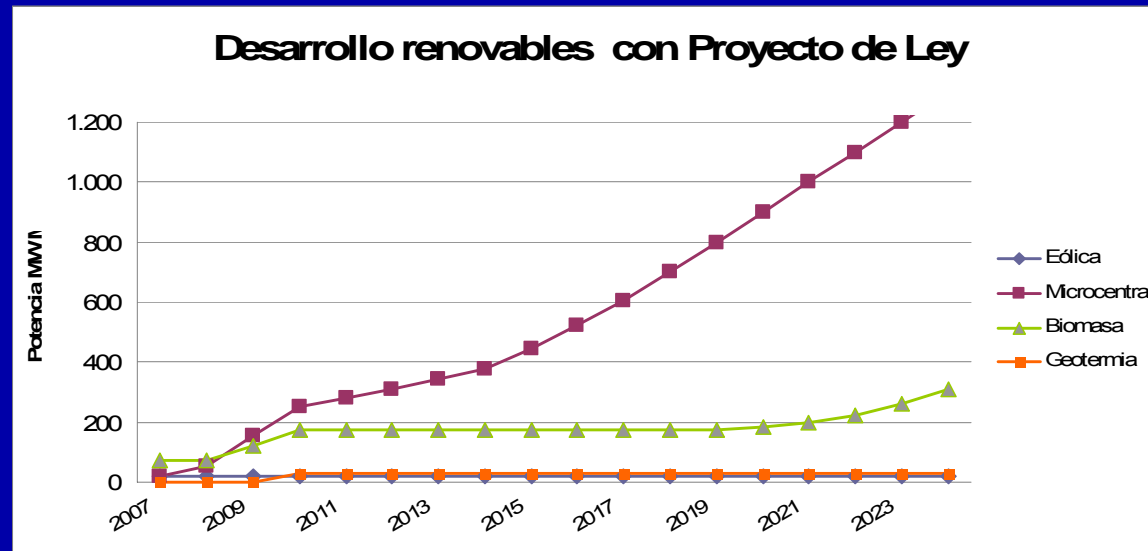
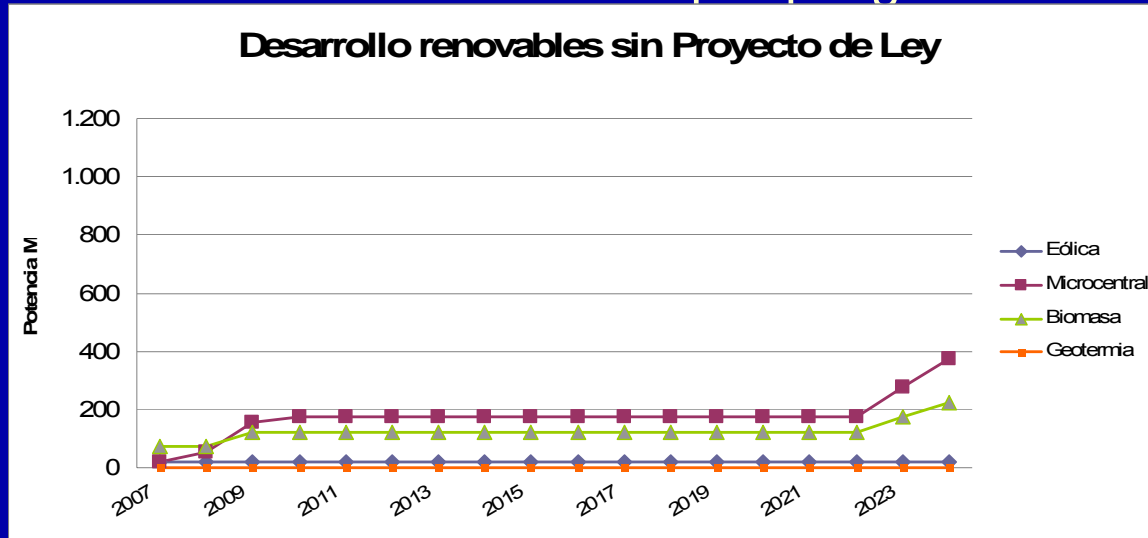
Evolución Potencia instalada parque generador SIC con Ley



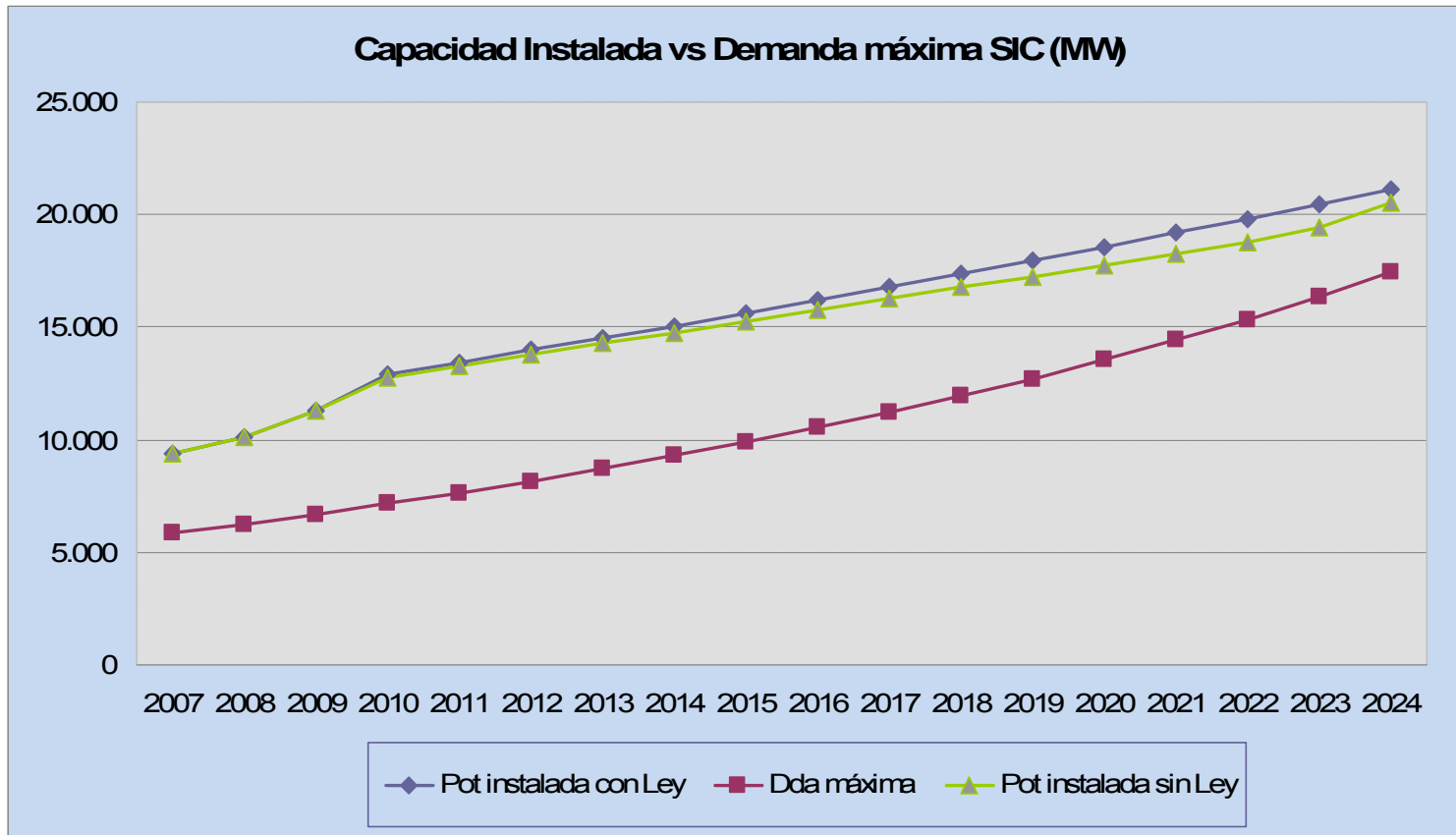
Evolución Generación en base a ERNC



Potencia Acumulada ERNC en parque generador SIC

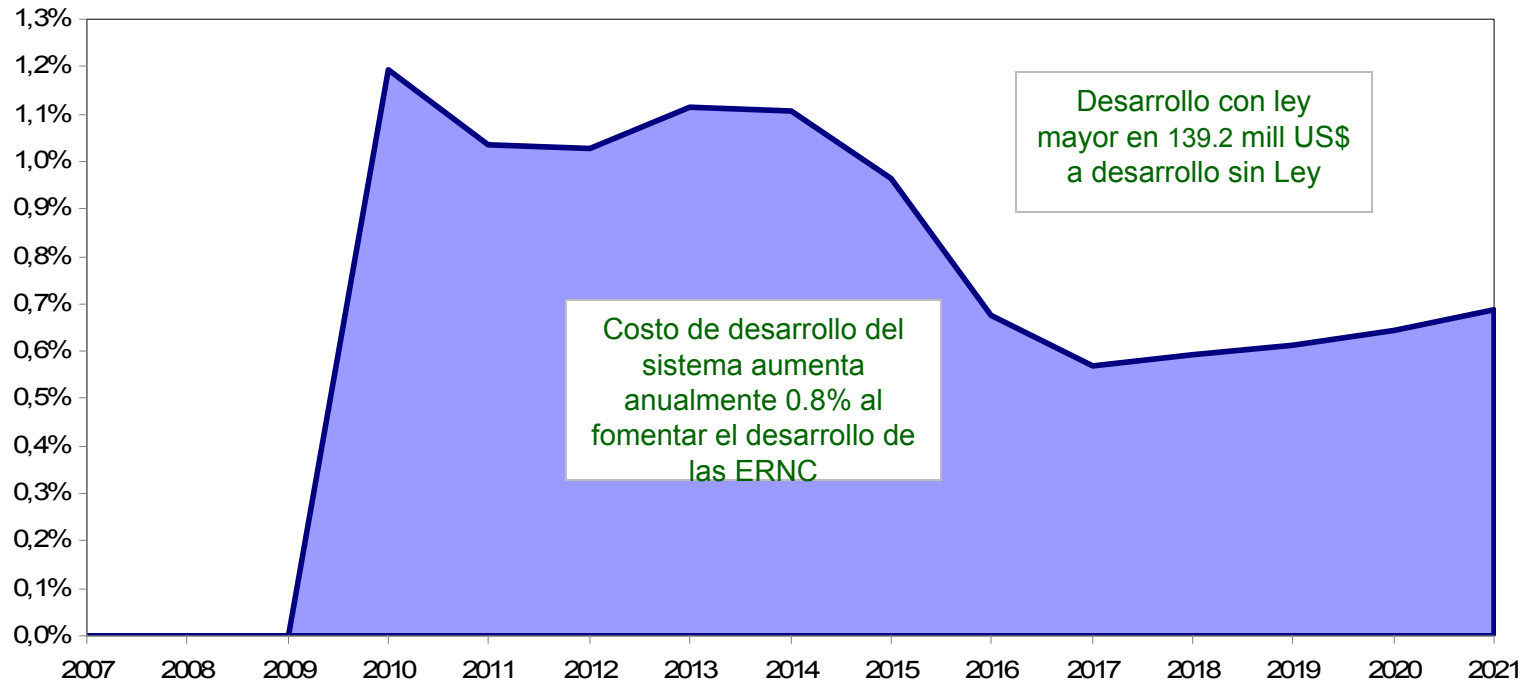


Capacidad Instalada vs Dda Máxima

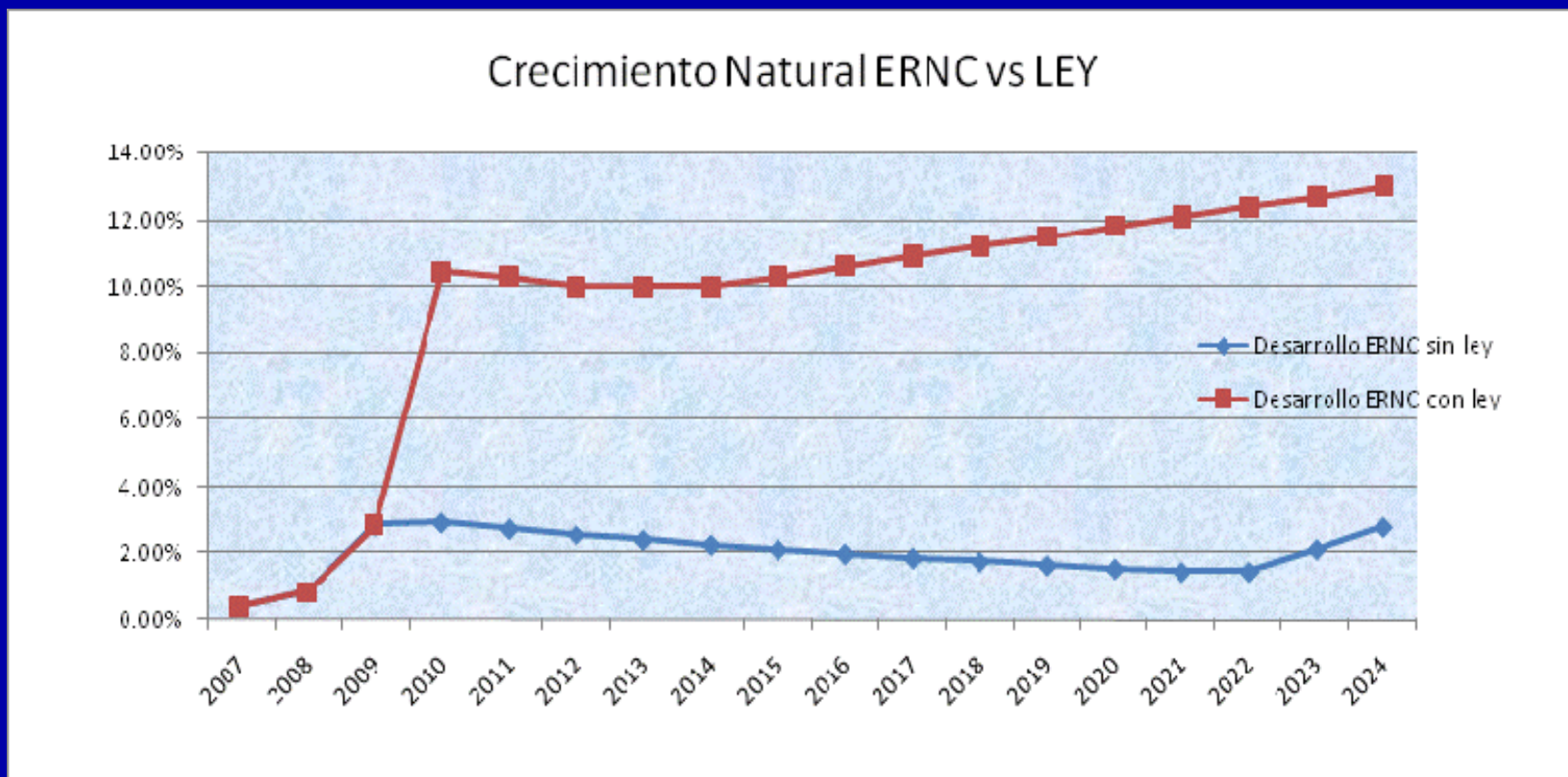


Sobrecosto Sistema

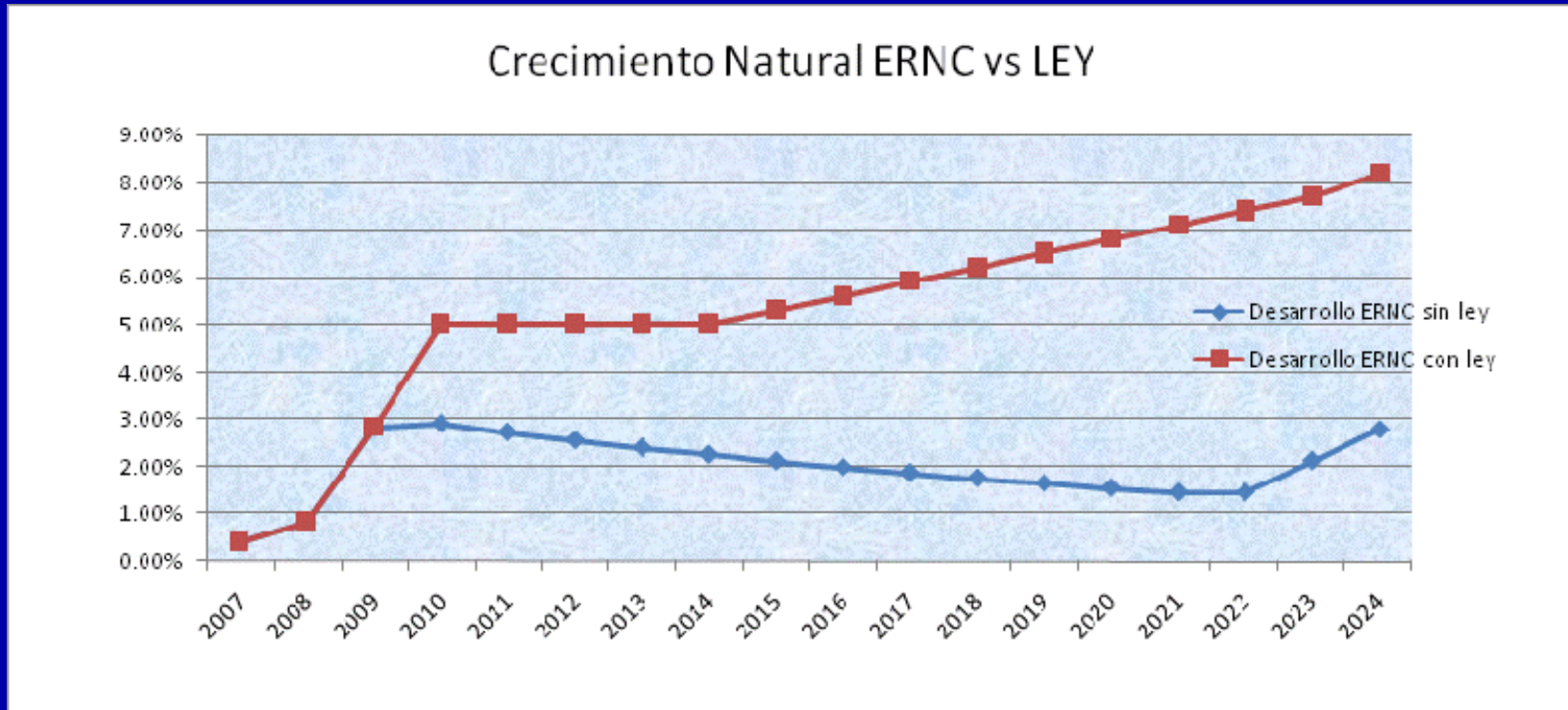
**Sobrecosto de desarrollo del sistema
(% sobre el costo de desarrollo natural)**



Si aumentamos la cuota anual a una base del 10%



Si aumentamos el cargo a 0.8 UTM/MWh



Comportamiento idéntico al caso base (carga = 0.4 UTM/MWh)

- En el escenario SIN LEY, las ERNC presentan un desarrollo cuyo aporte en generación al SIC está entre el 1,3% y 3% del total anual.
- En el escenario CON LEY, el aporte de las ERNC se rige por la cuota establecida (entre 5% y 8%)
- La capacidad instalada con ERNC para el periodo 2008-2022 es de 317 MW en el primer caso, mientras aumenta a 1370 MW en el escenario con Ley
- El sobrecosto total a 15 años, por la aplicación del proyecto de ley, alcanza a los US\$ 140 millones (US\$ 9.4 millones anuales).

- En términos porcentuales, el sobrecosto promedio es de un 0.8% anual.
- Para el cliente final, la cuenta aumentaría entre un 0.4% y un 0.5% anual.
- El expansión del sistema sólo cambia en función de la cuota exigida anual y no en función de la magnitud de cargo por no cumplimiento.
- En la modelación no está incorporada la componente ambiental.

MUCHAS GRACIAS

r.galaz@ecofysvalgesta.com