



Escenarios de expansión utilizando LEAP

***José Somoza Cabrera
Grupo de CC y Economía Energética del Centro de
Investigaciones Marinas de la Universidad de La Habana***

Objetivo

- Estudiar composición óptima del SEN capaz de cubrir el incremento del consumo de electricidad al 2050 (200 mil GW.h) e/ escenario de “Mitigación” y “Referencia”.
- Se presentan los costos totales para abastecer dicho crecimiento con unidades de 100 MW para una amplia gama de tecnologías, y teniendo en cuenta la inclusión de **externalidades** y **limites de emisiones**.

Antecedentes

- Trabajos sobre la composición óptima de la composición del SEN, así como de las plantas candidatas para compensar incrementos de la demanda eléctrica (Grupo de Planificación Energética de CUBAENERGIA) a partir de modelos como el MESSAGE facilitados por la OIEA y adaptados por los especialistas de esa institución, para dar el servicio CT a la UNE.

Novedad

- Uso de los resultados de investigaciones nacionales sobre costos externos (**externalidades**) de la generación sobre la salud humana, y limitaciones de los niveles de emisiones de CO₂ en la actividad de generación eléctrica (**Turtos et, al. 2004**).
- **Mix de generación de mínimo costo** para el caso de **limitaciones en las emisiones de CO₂**
- El **balance de costos y beneficios** de todas las tecnologías estudiadas con respecto a las CTE carboneras en cuanto a costos incurridos y emisiones de CO₂ eq evitadas.

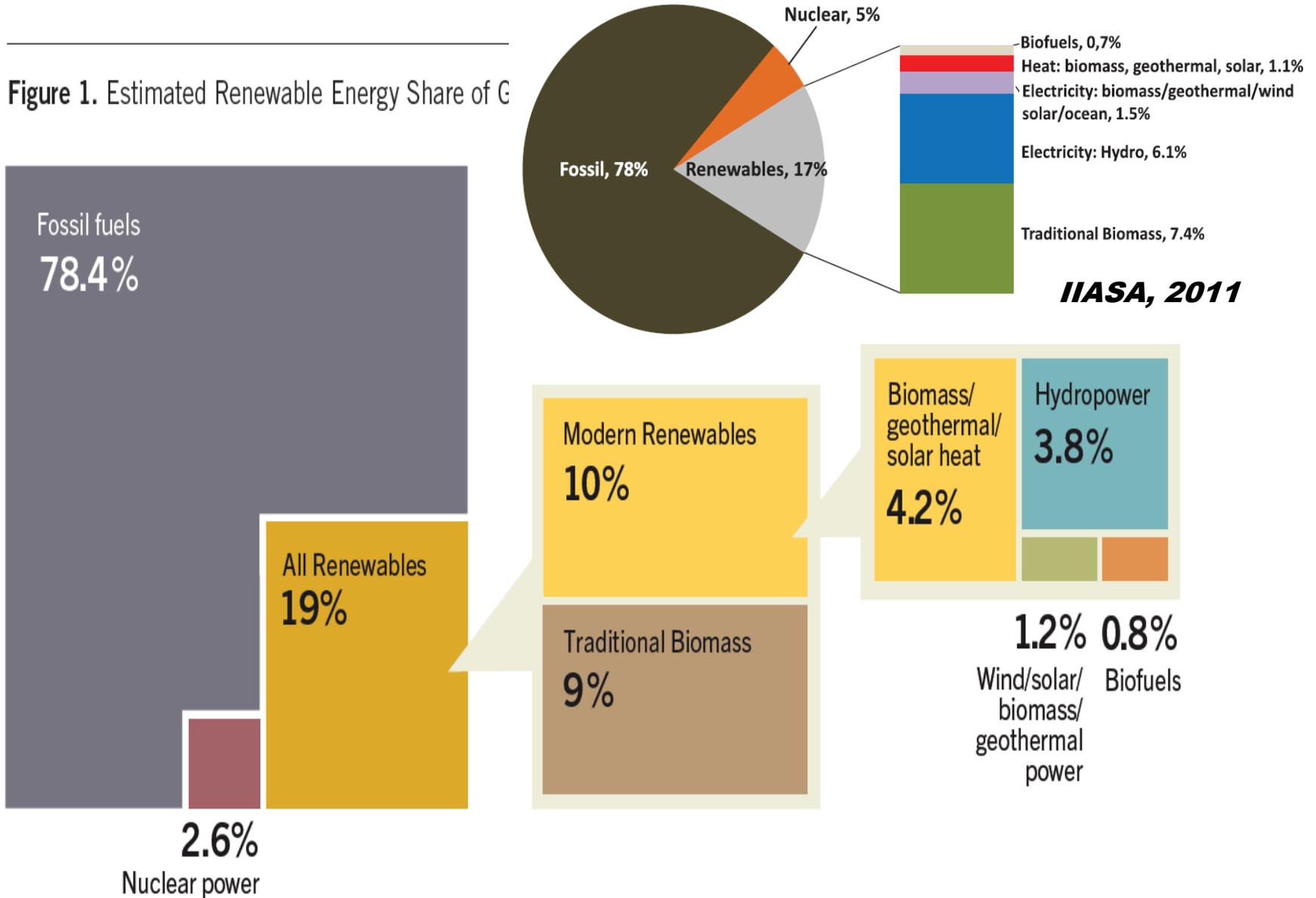
Motivación:

i) expansión de las FRE

ii) estrategia de desarrollo energético al 2030

- En el 2012 las FRE representaron el 19% del consumo global de energías final y se estima que en el 2013 continúe creciendo.
- En el 2012, las FRE modernas representaron aproximadamente el 10%, de la demanda de energía mundial; el resto (estimado en el 9%) proviene de la biomasa tradicional,

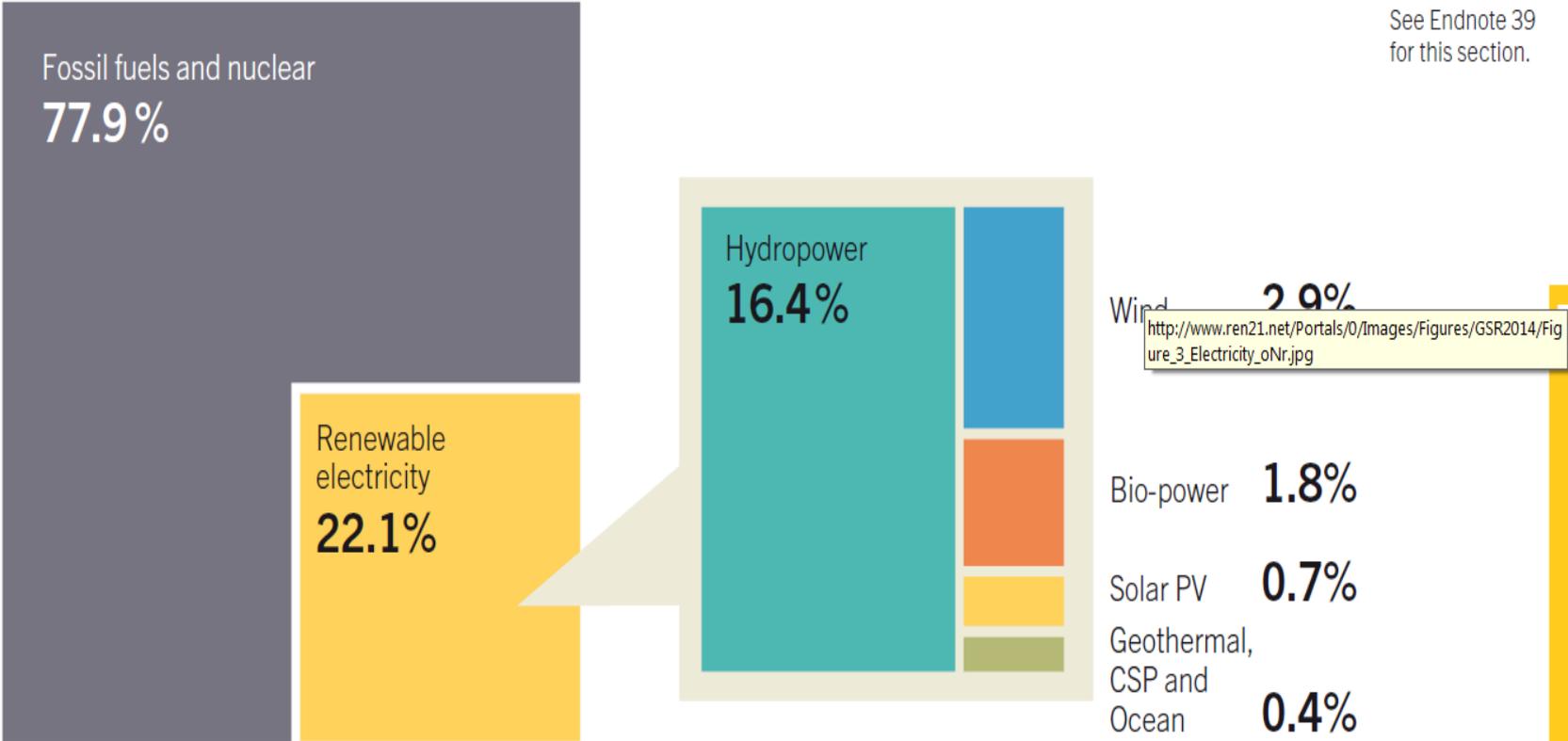
Figure 1. Estimated Renewable Energy Share of G



FUENTE: FRE 2014. GLOBAL STATUS REPORT

Figure 3. Estimated Renewable Energy Share of Global Electricity Production, End-2013

Source:
See Endnote 39
for this section.



Based on renewable generating capacity in operation end-2013. Data do not add up due to rounding.

i - The GSR 2013 reported a global total of 990 GW of hydropower capacity at the end of 2012; this figure has been revised downward due to better data availability. This adjustment also affects the global figure for total renewable power capacity. In addition, global hydropower data and thus total renewable energy statistics in this report reflect an effort to remove capacity of pure pumped storage from the totals. For more information, see Methodological Notes, page 142.

TENDENCIAS RECIENTES DE LAS FRE



- **BIOMASS FOR HEAT, POWER, AND TRANSPORT:** Biomass demand continued to grow steadily in the heat, power, and transport sectors. Total primary energy consumption of biomass reached approximately 57 (EJ) in 2013, of which almost 60% was traditional biomass.



Global bio-power capacity was up by an estimated 5 GW to 88 GW. Bio-power generation exceeded 400 TW.h during the year, including power generated in combined heat and power (CHP) plants.



Liquid biofuels met about 2.3% of global transport fuel demand. In 2013, global production rose by 7.7 billion litres to reach 116.6 billion litres. Ethanol production was up 6% after two years of decline, biodiesel rose 11%, and hydrotreated vegetable oil (HVO) rose by 16% to 3 million litres.



Nota: 1 EJ = 10¹⁸ J = 24 x 10¹⁵ toe = 24 x 10¹² Ktoe



HYDROPOWER. Global hydropower generation during the year was an estimated 3,750 TW.h. About 40 GW of new hydropower capacity was commissioned in 2013, increasing total global capacity by around 4% to approximately 1,000 GW



SOLAR PHOTOVOLTAICS (PV). 2013 record para el mercado FV, se adicionan + de 39 GW para una capacidad acumulada algo mayor de 139 GW. Expectacular crecimiento de China con 1/3 de la capacidad añadida en el 2013, seguido de Japon y USA.

Solar PV comienza a jugar un papel de sustancial importancia en la generación de electricidad en algunos países en particular europeos, while lower prices are opening new markets from Africa and the Middle East to Asia and Latin America.

Interest continued to grow in corporate- and community-owned systems, while the number and size of utility-scale systems continued to increase.

Module prices stabilised, while production costs continued to fall and solar cell efficiencies increased steadily.



- **WIND POWER. + de 35 GW añadida en 2013**, para una capacidad acumulada 318 GW.
 - En el 2013 el **mercado se redujo** unos 10 GW VS al 2012, (principalmente el mercado U.S.)
 - 2013 año **record para el Offshore** con 1.6 GW adicional. No obstante debido a inestabilidad macroeconomica ocurrieron muchas cancelaciones y redimensionamiento de los proyectos.
- Presiones competitiva** en precio entre nuevos productores de turbinas incluso con turbinas de gas (de bajos costos); reduccion de los apoyos gubernamentales (politicas de austeridad economica) y estancamiento en mercados claves.
- Al mismo tiempo la **caida de los costo de K** y los avances tecnologicos incrementan el factor de carga mejoran la competitividad-costo de la gen eolica versus sus competidores a combustible fosil.
- La industria offshore se expande hacia aguas mas profundas (nuevos diseños)

LEAP versión 0055 del 2013

Long-range Energy Alternatives Planning System

Figura 1. Flujo de calculo del LEAP

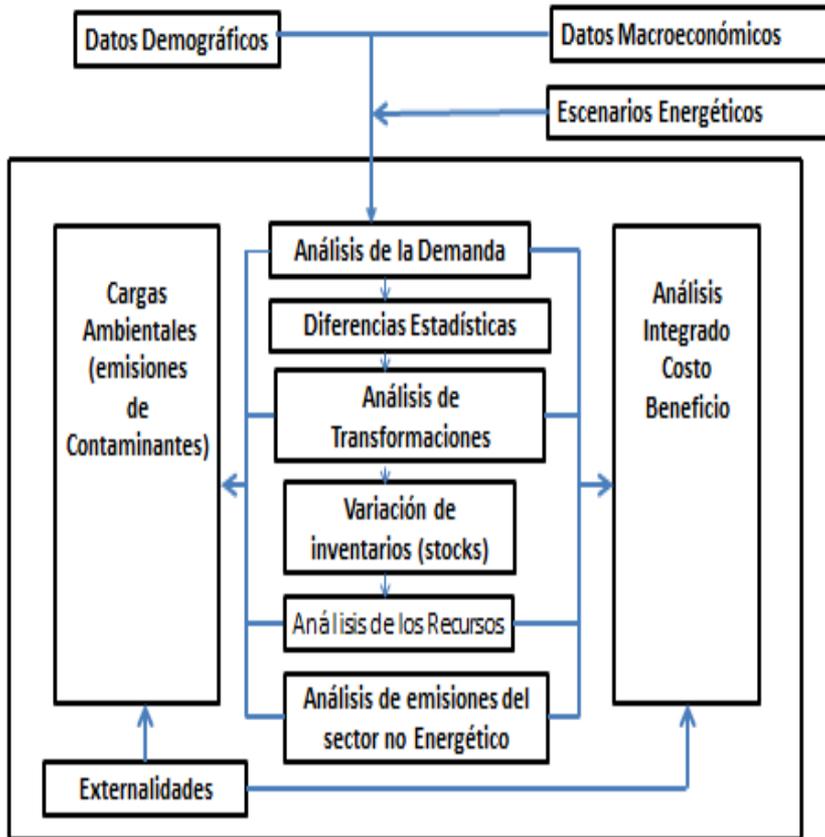
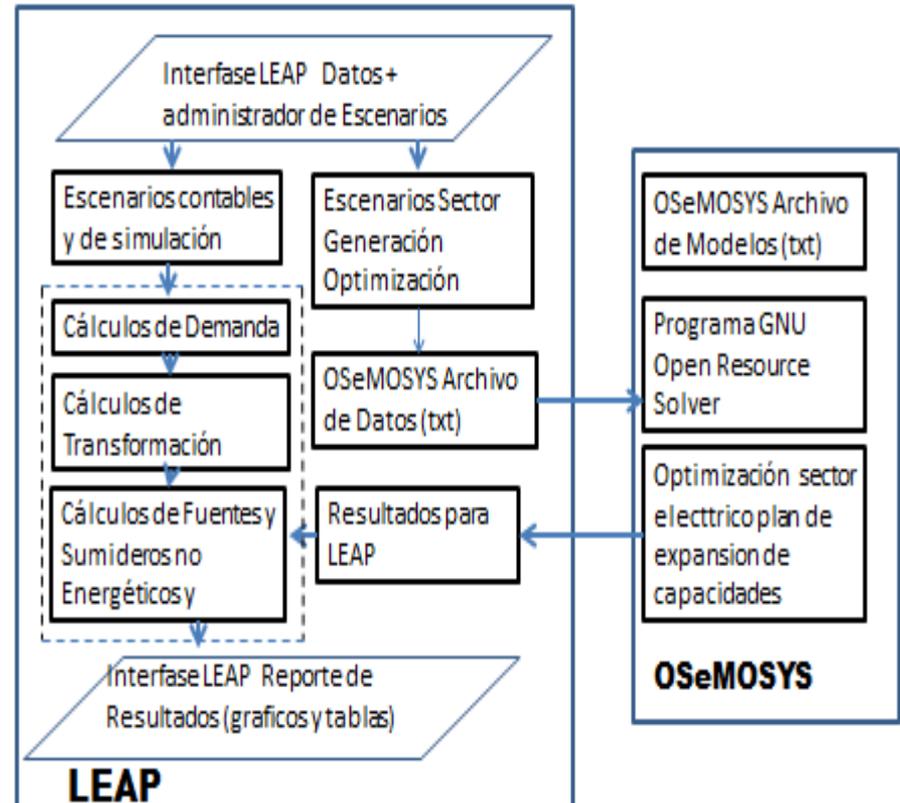


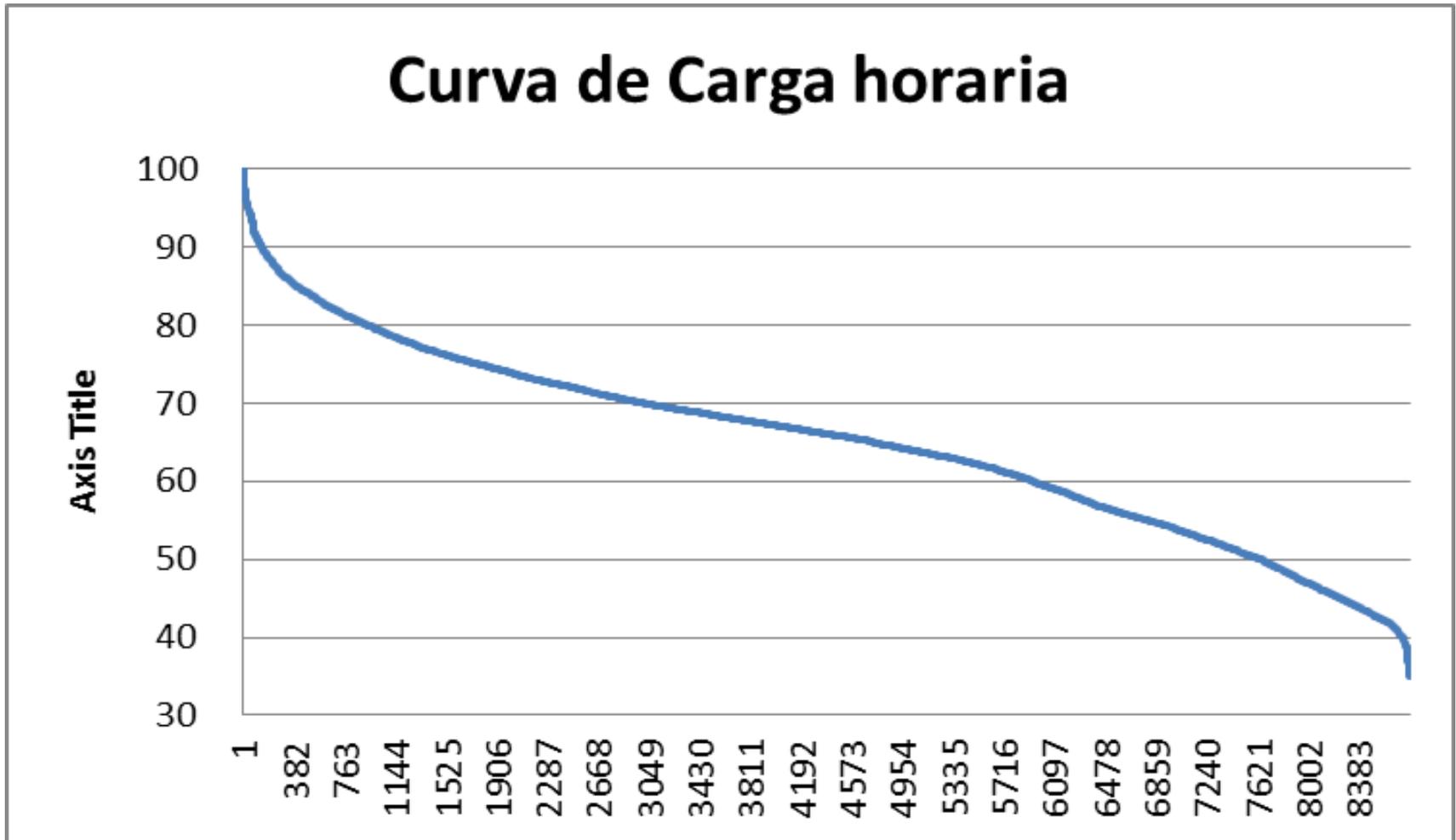
Figura 2. Flujo de cálculo. Optimización



Crecimiento de la demanda eléctrica (Escenario Referencia VS Mitigación)



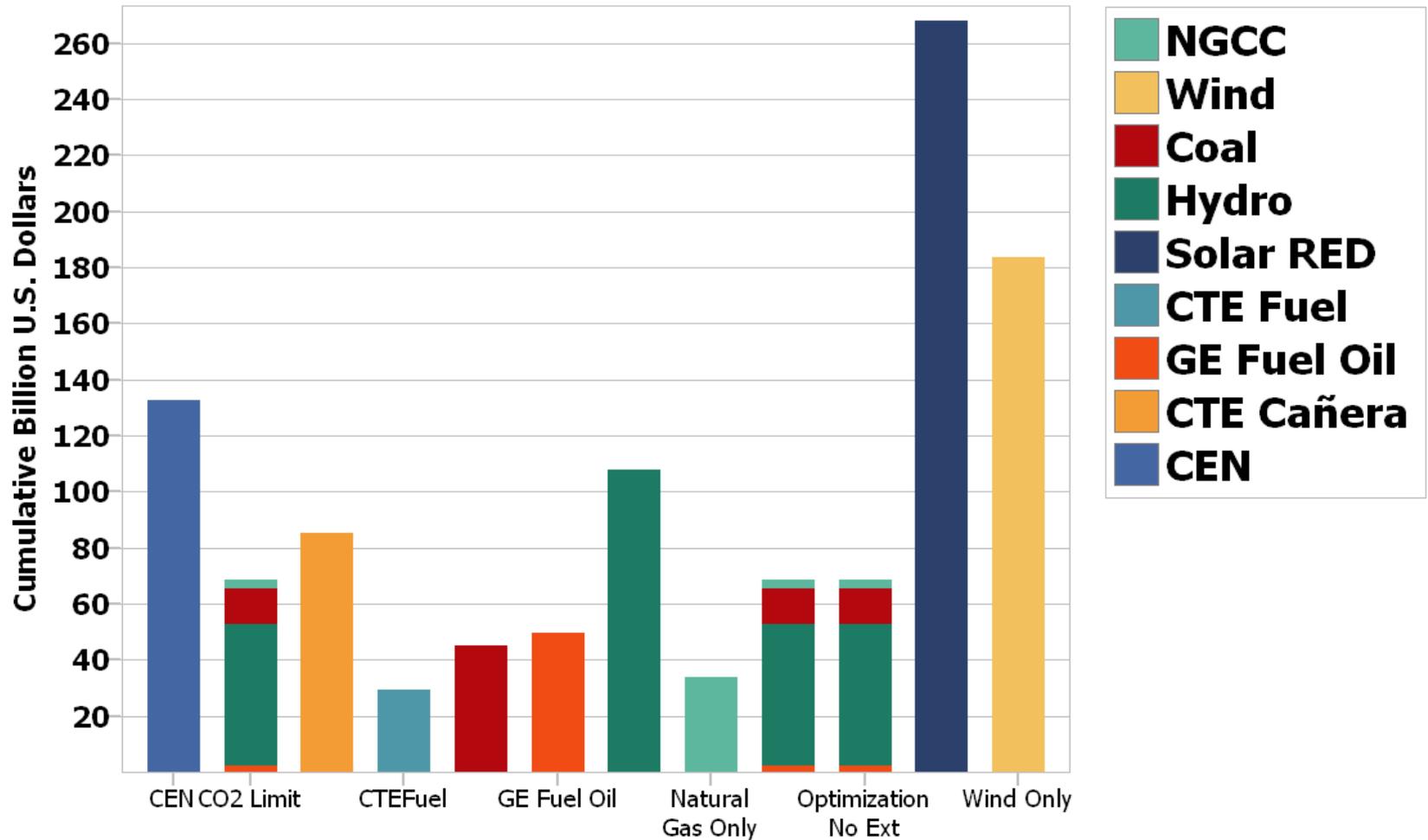
Insumo clave para la optimización (año 2007)



	Costo de Capital	Costo de O+M Fijo	Costo de O+M variable	Costos del Combustible
Tecnologías	10³ US-/MW	10³ US\$/MW	US\$/MW.h	
CEN	8000	55.0	2.5	15 US\$/GJ
CTE Cañera (FC e/70 y 80%)	3000 (2800-4200 para capacidades e/ 25 y 100 MW)	45.0 (hasta 87)	6.0 (mayor de 4)	2 US\$/GJ (entre 1.25 y 5)
GE Fuel Oil	850	12.0	25.0	750 US\$/toe
CTE a crudo nacional	1000	48.0	3.0	100 US\$/toe
Solar FV (FC: e/15 y 27%)	4000 (e/ 2700 y 5000; para capacidades e/0.5 y 100 MW)	14.0 (e/14 y 75)	1.0	
Hidroeléctrica (FC: e/30 y 60%)	3000 (1000 y 3000)	30.0 (e/25 y 75)	2.0	
CTE a Carbón	2200	40.0	3.0	150 US\$/toe
Eólica (FC: 20 y 40%)	2600 (1200-2600 para capacidades e/ 5 y 300 MW)	17.0	2.3 (1.2 y 2.3)	
TGN con CC	1900	9.0	3.0	8 US\$/GJ

Tabla 3. Costos externos para la producción de electricidad en la Unión Europea (Rango en centavos de euro/kW.h).									
	Carbón	Turba	Petróleo	Gas	Nuclear	Biomasa	Hidro	PV	Eólica
Bélgica	4 a 15			1 a 2	0,5				
Alemania	3 a 6		5 a 8	1 a 2	0,2	3		0,6	0,05
España	5 a 8			1 a 2		3 a 5			0,2
Francia	7 a 10		8 a 11	2 a 4	0,3	1	1		
Grecia	5 a 8		3 a 5	1		0 a 0.8	1		0,25
Italia			3 a 6	2 a 3			0,3		
Holanda	3 a 4			1 a 2	0,7	0,5			
Noruega				1 a 2		0,2	0,2		<0.25
Portugal	4 a 7			1 a 2		1 a 2	0,03		
Suecia	2 a 4					0,3	< 0.7		
UK	4 a 7		3 a 5	1 a 2	0,25	1			0,15
UE (rango)	2 a 15	2 a 5	3 a 11	1 a 4	0.2 a 0.7	0 a 5	0 a 1	0,6	<0.25
Turtós			1.2						

Costos totales acumulados al 2050 y actualizados al 2010 (Miles de millones de US\$), sin externalidades



Costos totales acumulados al 2050 y actualizados al 2010 (Miles de millones de US\$), sin externalidades

Tecnologías	Biomas	CTE Petroliera	Carbón	GE fuel	Hidro	TI Gas Natural c/ CC	Nuclear	Optimización No Ext	Solar PV	Eólica
T GN c/ CC						37.0				
Eólica										173.3
Carbón			52.5							
Hidro					112.0					
CTE crudo		36.9						27.8		
GE fuel				52.2				6.0		
Solar PV									254.8	
Biomas	77.5									
CEN							97.1			
Total	77.5	36.9	52.5	52.2	112.0	37.0	97.1	33.8	254.8	173.3

Estructura de costos (incluye externalidades y límites de emisiones)

Cost Cate gorie s	Bio ma sa	CO2 Limit	CTE Petr o lera	Car bón	GE	Hidr o	TGN c/CC	CEN	Opti con Ext	Opti No Ext	Solar PV	Eólic o
Capit al	5.4	37.8	22.4	37.9	16.4	73.9	3.8	84.6	21.2	20.7	240	156
Exte rnali ties	9.4	1.8	17.3	53.8	11.8		9.9		17.3			
O&M Fijos	19.3	14.3	1.6	1.6	3.2	31.7	2.2	12.9	9.1	8.6	13.5	14.4
O&M varia ble	8.2	7.3	3.9	3.9	32.6	6.3	3.9	0.1	3.9	4.5	1.4	3.2
Total	87	61	54	106	154	112	46.8	97.1	52	34	255	173

Costos totales, acumulados al 2050; descontados al 2010 (Miles de Millones de US·). Incluye costos externos y limitación de emisiones

Branches	Biomasa	CO2 Limit	CTE petrolera	Carbón	GE	Hidro	TGNc/CC	CEN	Optimc/Ext	Optim No Ext	Solar PV	Eólico
TGNc/CC							46.8					
Eólico												173.3
Carbón				106.2								
Hidro						112.0						
CTE crudo		11.4	54.2						47.8	27.8		
GE		3.3			154.0				3.7	6.0		
Solar											254.8	
Biomasa	86.9	55.4										
CEN								97.1				
Total	86.9	70.1	54.2	106.2	154.0	112.0	46.8	97.1	51.5	33.8	254.8	173.3

Costos Totales acumulados al 2050 y descontados al 2010

	Optimización con limitaciones de emisiones e inclusión de externalidades		Optimización sin externalidades		Optimización con externalidades	
	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)	Capacidad acumulada (10 ³ MW)	Costos totales acumulados (billones de US\$)
CTE petrolera	183.9	11.4	671.6	27.8	744.6	47.8
GE Fuel Oil	155.3	3.3	249.8	6.0	176.8	3.7
CTE Cañera	776.4	55.4				
Total	1115.5	70.1	921.4	33.8	921.4	51.5

Comentarios

- En ningún caso el esquema óptimo de generación incluye FRE “modernas”, no obstante la incorporación de externalidades.
- Este hecho no descalifica el uso de FRE; se han utilizado parámetros promedio de las tecnologías a nivel internacional, es posible reducir los costos de los sistemas eólicos y fotovoltaicos si se lograra incorporar una mayor participación de la industria nacional en el diseño, construcción de componentes y partes, y en el montaje de los mismos.
- Si se supone que los costos de capital de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica sean los menores disponibles en el mercado, resultado de las economías de escala, por ejemplo centrales de 300 MW con costos que rondan los 1200 US\$/kW, centrales PV de 100 MW con costos de capital del orden de los 2700 US\$/kW, se tendrían los siguientes resultados:

Resultados de la optimización con costos de capital mínimos para las tecnologías con FRE

	CO2 Limit	Opti c/ Ext	Opti No Ext	Solar PV	Wind Only
NGCC					
Wind	41.8				89.4
Coal					
Hydro					
CTE petrolera	11.4	47.8	27.8		
GE	6.0	3.7	6.0		
Solar PV				176.9	
Biomasa					
Nuclear					
Total	59.2	51.5	33.8	176.9	89.4

	Optimización No Ext	CTE Petrolera	Nuclear	Biomasa	Solar PV	GE	T Gas Natural c/CC	Eolico	Hidro	Optimización Con Ext	CO2 Limit
Transformación	-18.2	-15.5	44.8	25.6	22.4	-0.2	-15.4	12.9	59.6	-18.2	7.1
Generación de Electricidad	-18.2	-15.5	44.8	25.6	22.4	-0.2	-15.4	12.9	59.6	-18.2	7.1
Recursos	-39.2	-39.2	144.9	-41.9	-68.7	14.8	6.5	-68.7	-68.7	-39.2	-41.4
Producción	29.5	29.5		26.9			75.2			29.5	27.3
Importación	-68.7	-68.7	144.9	-68.7	-68.7	14.8	-68.7	-68.7	-68.7	-68.7	-68.7
Externalidades	-36.6	-36.6	-53.8	-44.4	-53.8	48.0	-44.0	-53.8	-53.8	-36.6	-43.1
VPN (10 ⁹ US\$)	-93.9	-91.2	135.8	-61.2	79.9	187.8	-52.9	-1.6	-63.0	-93.9	-77.5
GEI evitados (10 ⁶ t CO ₂ eq)	154.2	154.2	4362.4	4274.7	4362.4	1526.2	2531.4	4362.4	4362.4	154.2	3892.5
Costos de los GEI evitados (US\$/TC O ₂ eq)	-89.4	-86.5	31.1	-14.3	18.3	123.8	-3.0	-0.4	-14.4	-89.4	-19.9

- El incremento de precios de los portadores energéticos no tienen mucho impacto en la competitividad de las tecnologías de FRE
- Los costos de capital combinado con crecimientos de los precios de los combustibles fósiles + nuclear impactan la mezcla óptima de generación a favor de las FRE

Costos totales, acumulados al 2050; descontados al 2010. Billones de US\$ (Miles de Millones de US·).

Mezcla de generación óptima con reducción de costos de capital de eólico y solar FV a la mitad

	Limite de CO2	Optimización	Opt sin/exter
NGCC	9	9	1
CTE Fuel			10
Wind	42	42	35
GE a Fuel	4	3	4
Total	55	54	50

Mezcla de generación óptima con reducción de costos de capital de eólico y solar FV a la mitad mas incremento de precios de los fósiles + nuclear (triplican al 2050)

NGCC	2	2	
CTE Fuel			3
Wind	54	54	51
GE a Fuel	5	5	4
Total	61	61	58

GN, 24 US\$/GJ; Nuclear; 45 US\$/GJ; Carbón; 450 US\$/t; fuel oil; 2250 US\$/t (312 US\$/bbl)

Cumulative Costs and Benefits: 2010-2050. Relative to Scenario: Coal Only.
Discounted at 5.0% to year 2010. Units: Billion 2010 U.S. Dollar

	Optimization in Ext	Solar	CEN	CTE Cañera	GE Fuel Oil	CTE Fuel	Natural Gas	Wind	Hydro	Optimization c/Ext	CO2 Limit
Transformation	23	92.	84.	27	12	-15.5	-4.	50.	71	23.	,23
Electricity Generation	23	92	84	27	12	-15.5	-4	50	71	23	23
Resources	-213	-218	460	-187	400	-39.2	18	-218	-----	-216	-216
Production	-213	-218	-218	-187	-218	29.5	18	-218	-218	-216	-216
Imports	-	-	678	-	618	-68.7	-	-	-	-	-
Environment Externalities	-37	-37	-37	-33	-10	-36.6	-33	-37	-37	-37	-37
Net Present Value	-227.	-163.	507.	-193.	402.	-91.2	-19.	-205.	-184	-229.	-229
GHG Savings (Mill Tonnes CO2e)	4,514	4,613	4,613	4,513	1,808	154.2	2,596	4,613	4,613	4,594	4,594
Cost of t Avoiding (U.S\$/T CO2e)	-50	-35	110	-43	223	-86.5	-7	-44	-40	-50	-50



GRACIAS Y...
BUEN
APETITO!