

Grupo de Trabajo sobre Políticas Energéticas Sostenibles
GTPES

**Directrices para un modelo energético
sostenible en España**

Gonzalo Sáenz de Miera

**Director de Prospectiva Regulatoria
Iberdrola**

José Ignacio Pérez Arriaga

**Director de la Cátedra BP de Desarrollo Sostenible
Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas**

16 de enero de 2008

El plan del debate

- El punto de partida
 - Ø Condiciones de contorno: situación de referencia y objetivos
 - Ø Caracterización de las líneas disponibles de actuación (*“ladrillos” para construir la estrategia*)
- La estrategia de largo plazo (2030)
 - Ø Líneas prioritarias de actuación
 - Ø Restricciones y cómo relajarlas
 - Ø Visión de conjunto
- Acciones consecuentes a corto plazo

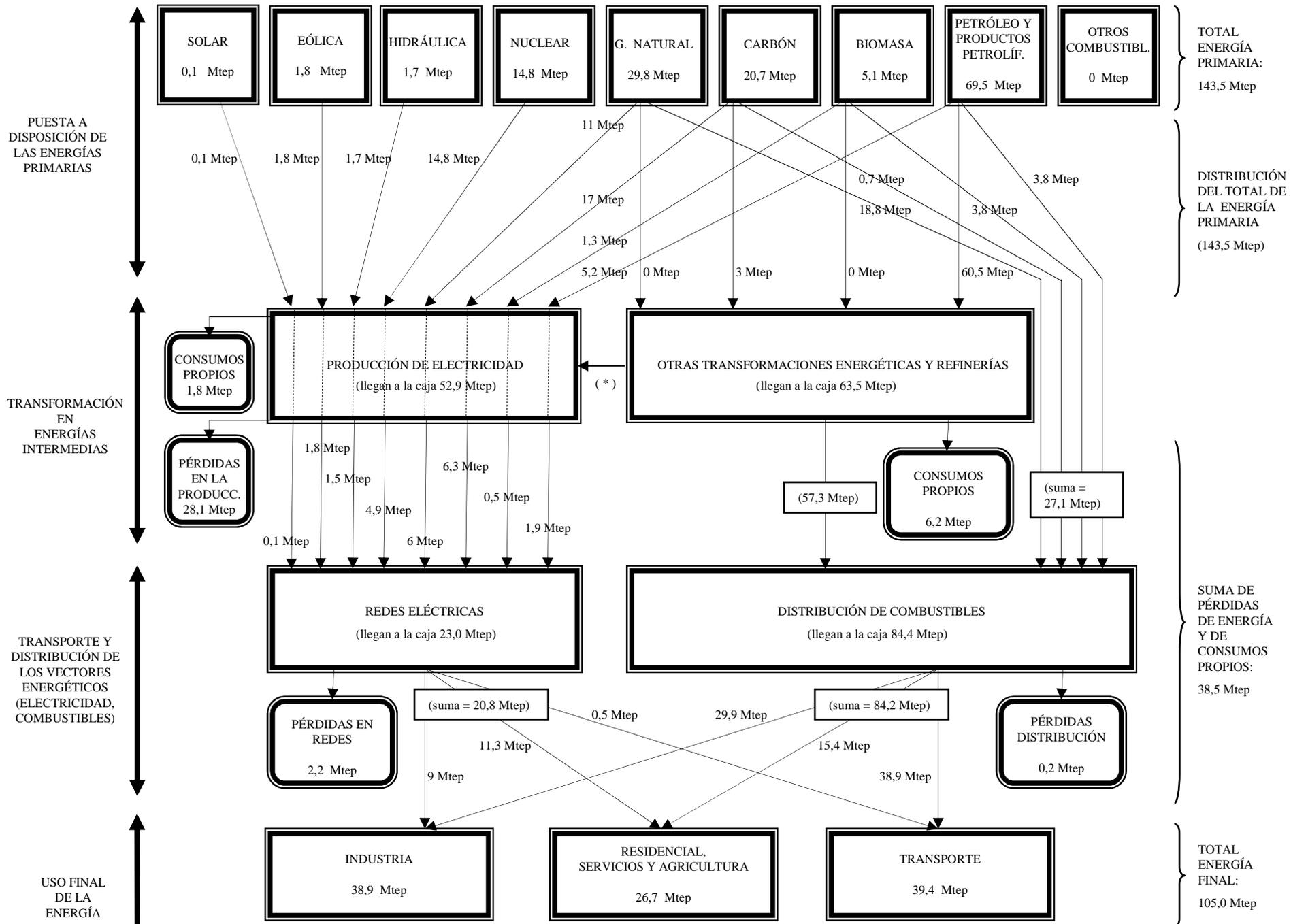


Las condiciones de contorno

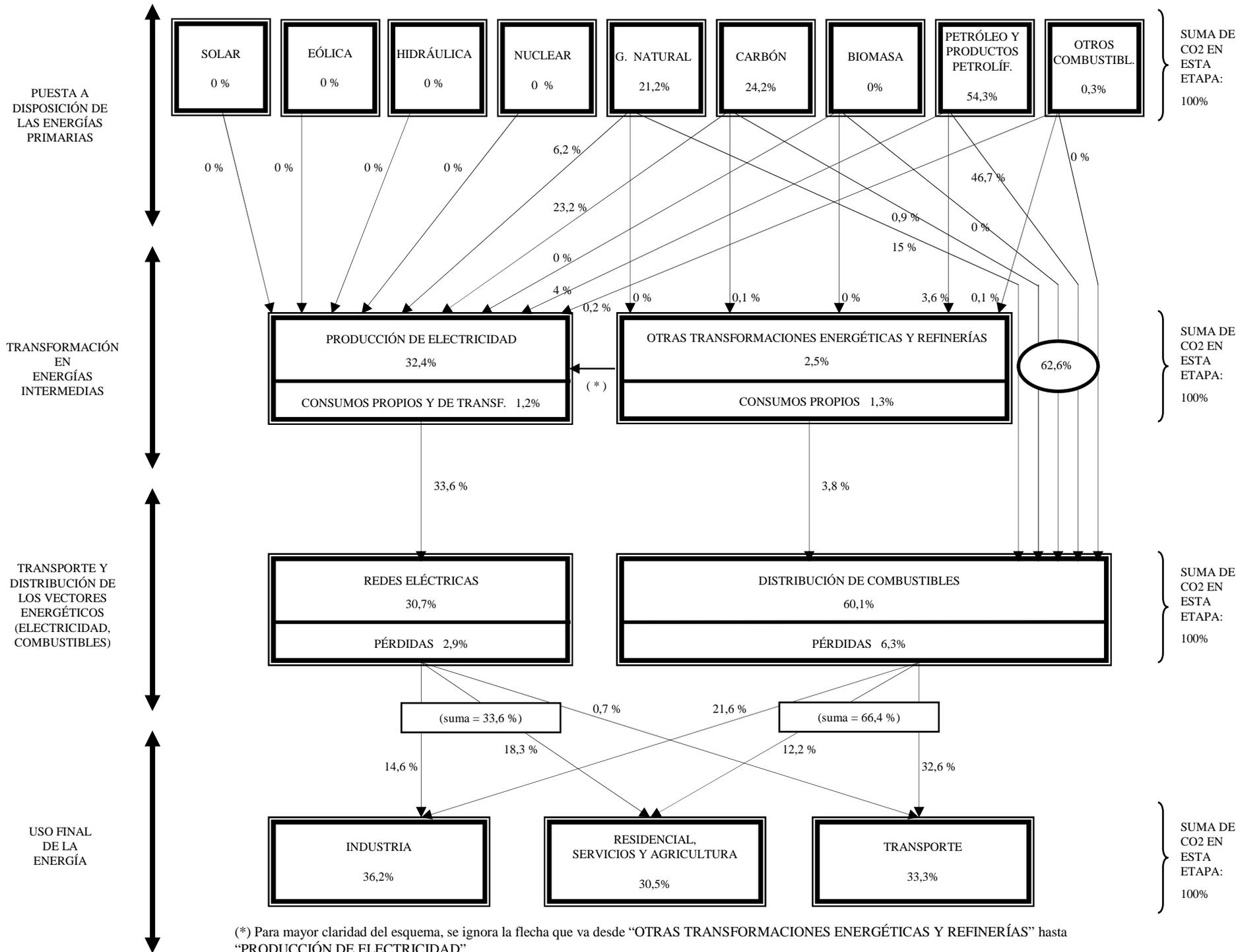
- *Situación de referencia*
- *Objetivos a cumplir*

La situación de referencia

- Examen de la actual cobertura de la demanda energética (*ver gráfica para 2006*)
- Origen de las emisiones de GEI del sector energético (*ver gráfica para 2006*)
 - Ø 79% de las emisiones de GEI provienen del sector energético
- Previsiones de crecimiento de la demanda de energía (*BAU, con las medidas actuales en vigor y previstas*)
- Precios
 - Ø Combustibles fósiles
 - Ø CO₂



(*) Para mayor claridad del esquema, se desprecia la energía que fluye entre “OTRAS TRANSFORMACIONES ENERGÉTICAS Y REFINERÍAS” y “PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD” (2 Mtep aprox.). Se desprecia el saldo de importación/exportación de electricidad (-0,1 Mtep aprox.). Diferencias estadísticas: +-5 Mtep.



Situación de referencia

Previsiones de demanda de energía

- Informe UNESA (energía y potencia **eléctricas**):

	2005	2020	2025	2030	Incremento Anual		
					2005-20	2020-30	2005-30
Demanda (TWh bc)	253,4	362,3	394,1	428,8	2,4%	1,7%	2,13%
Punta de demanda (MW bc)	43.100	62.753	67.271	72.113	2,5%	1,4%	2,08%

∅ Esta previsión lleva implícito el menor crecimiento estimado por aplicación de las medidas previstas (e.g. ahorro del 1% anual de la Directiva de eficiencia)

∅ Son valores superiores a las referencias internacionales para países desarrollados

Situación de referencia

Previsiones de demanda de energía

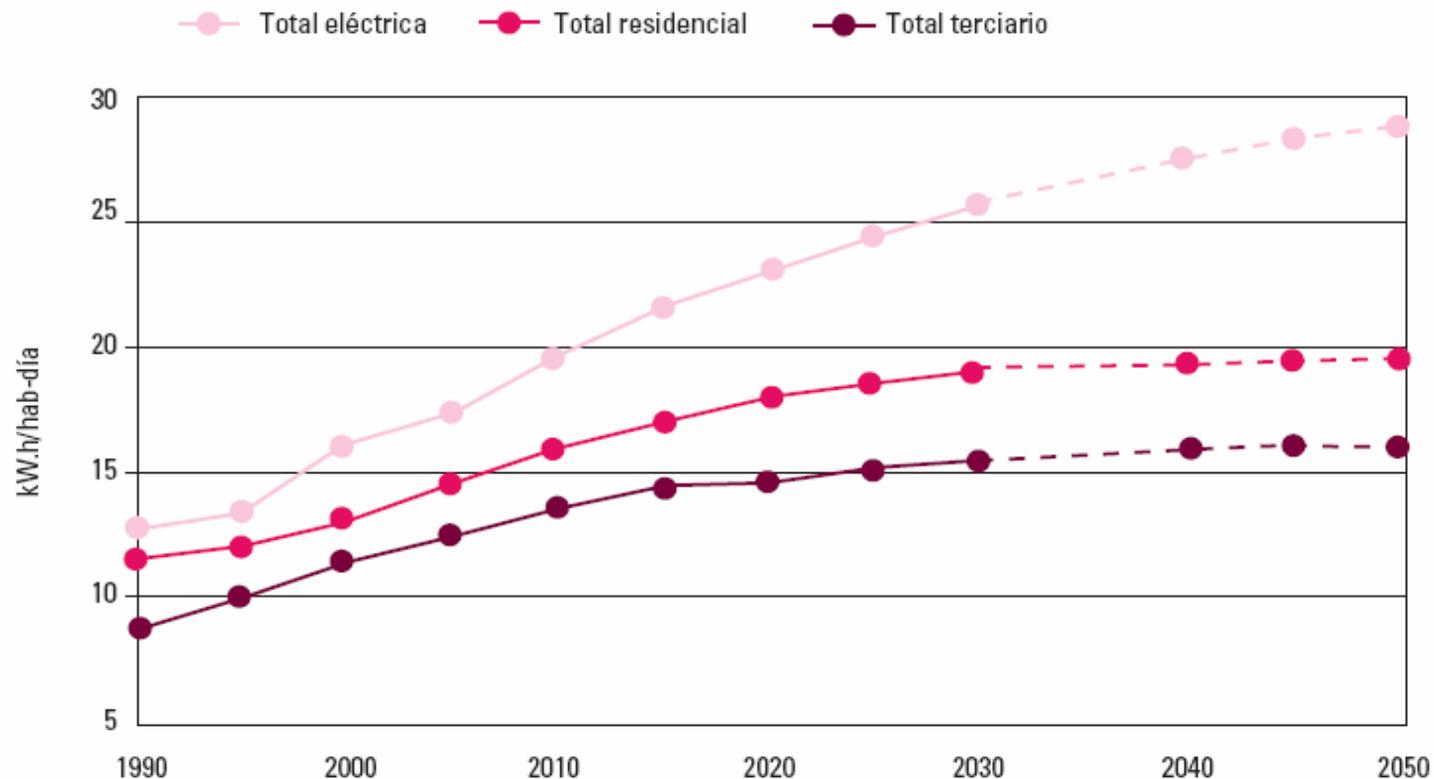
- Informe de GREENPEACE (**electricidad**):
 - Ø Estimación a partir de la evolución de la población y del consumo per cápita
 - 38,3 (43,0) millones de habitantes en 2050 (2030)
 - Comparaciones internacionales y supuestos sobre utilización de renovables en origen en sectores residencial y terciario (en 2050: 80% de cobertura de ACS con solar térmica y biomasa, 80% de calefacción con aislamiento, arquitectura bioclimática, solar térmica y biomasa, 60% de refrigeración con solar térmica) llevan a estimar 20 kWh/hab.día en 2050 ± 280 TWh/año

Situación de referencia

Previsiones de demanda de energía

- Informe de GREENPEACE (**electricidad**):
(Valores antes de descontar las contribuciones en origen)

Gráfico 28 Escenario de evolución de demandas eléctrica total, residencial total y terciario total hasta el 2030 (EU, 2003), extrapolado hasta el 2050



Situación de referencia

Previsiones de demanda de energía

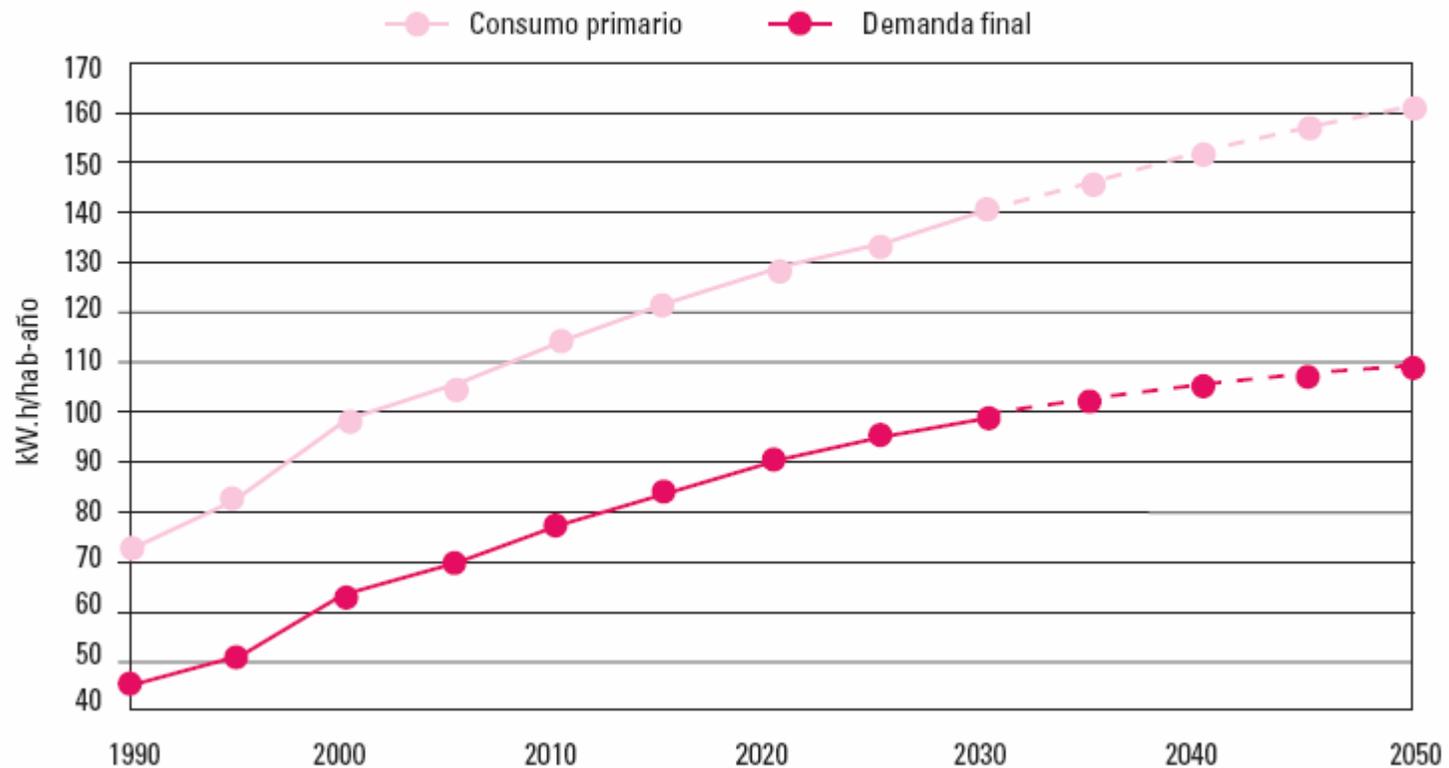
- Informe de GREENPEACE (**energía total**):
 - Ø Estimación a partir de la evolución de la población y del consumo per cápita
 - 38,3 (43,0) millones de habitantes en 2050 (2030)
 - Comparaciones internacionales y diversos estudios de la UE permiten estimar demandas per cápita de energías primaria y final para 2050 (2030) de 59 (51) MWh/hab.año y 40 (36) kWh/hab.día ±
 - 2.260 (2.193) TWh/año de energía primaria en 2050 (2030)
 - 1.532 (1.548) TWh/año de energía final en 2050 (2030)

Situación de referencia

Previsiones de demanda de energía

- Informe de GREENPEACE (energía total):

Gráfico 39 Escenario de evolución de la demanda de energía primaria y final en España para el 2030 (EC, enero 2003). Los resultados los hemos extrapolado en línea discontinua hasta el 2050



Situación de referencia

Algunos datos básicos *(año 2004)*

- **Consumo de energía per cápita y año:**
 - Ø España: 3,2 tep/hab
 - Ø UE: 3,7 tep/hab
 - Ø Países Anexo I: 3,8 tep/hab
- **Emisiones GEI per cápita y año:**
 - Ø España: 10,0 tCO₂eq/hab
 - Ø UE: 10,7 tCO₂eq/hab
 - Ø Países Anexo I: 11,0 tCO₂eq/hab
 - Ø Media mundial: 5 tCO₂eq/hab
- **Emisiones de GEI por unidad de PIB:**
 - Ø España: 0,44 tCO₂eq/1000\$/US
 - Ø UE: 0,46 tCO₂eq/1000\$/US
 - Ø Países Anexo I: 0,56 tCO₂eq/1000\$/US

Objetivos a cumplir

- Cobertura de la demanda (*fiabilidad del suministro, eficiencia, impacto ambiental tolerable*)
- Compromisos internacionales (*reducción de emisiones de GEI, mejora de eficiencia, penetración de renovables y biocombustibles*)
- Otros (*nivel de dependencia, estrategia propia de renovables, estrategia industrial, carbón nacional, estrategia propia nuclear, otros impactos ambientales, etc.*)

Situación de referencia

Emisiones de CO₂: Objetivos

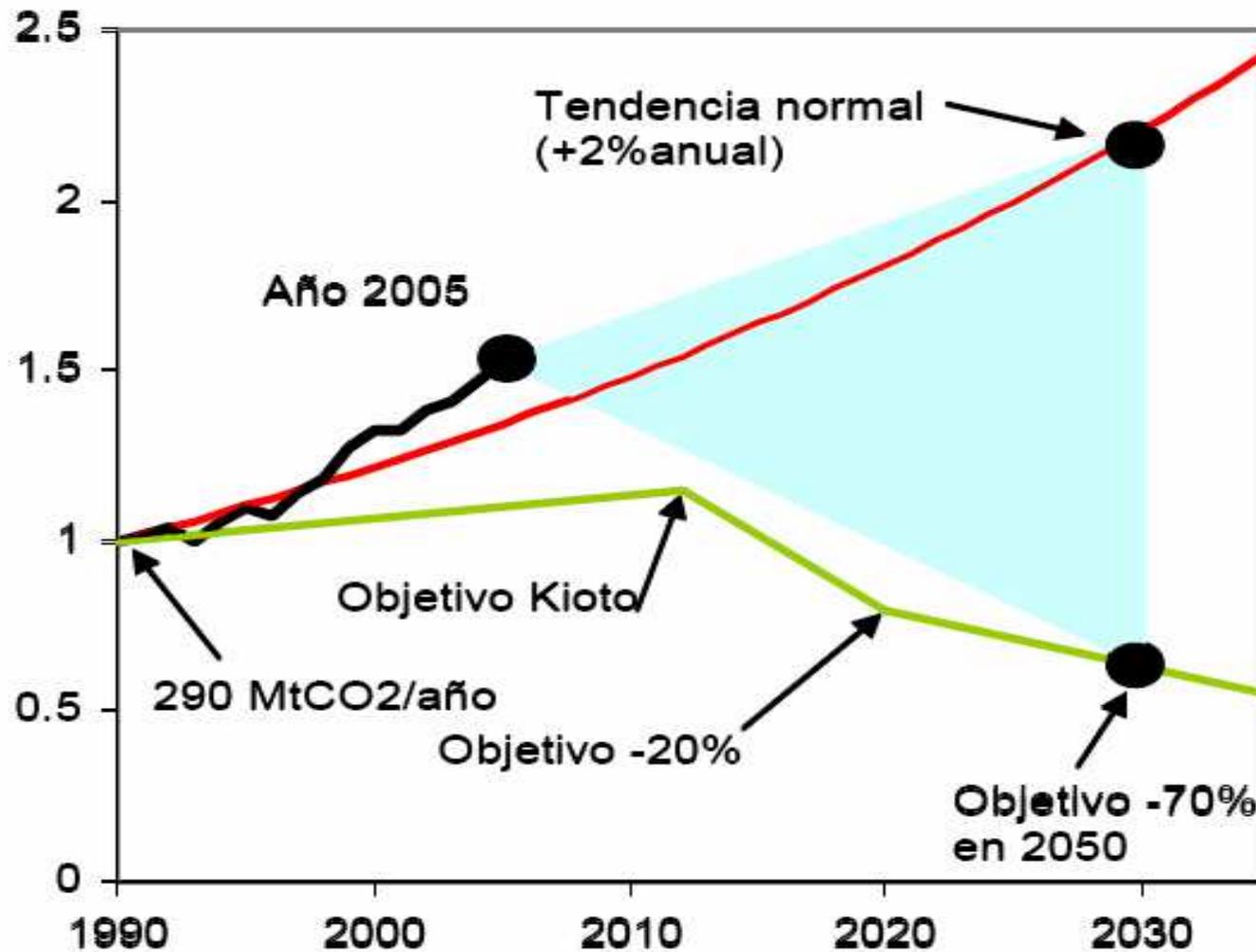
- Informe IPCC 2007:

Table SPM.5: Characteristics of post-TAR stabilization scenarios [Table TS 2, 3.10]^{b)}

Category	Radiative forcing (W/m ²)	CO ₂ concentration ^{c)} (ppm)	CO ₂ -eq concentration ^{c)} (ppm)	Global mean temperature increase above pre-industrial at equilibrium, using "best estimate" climate sensitivity ^{b), c)} (°C)	Peaking year for CO ₂ emissions ^{d)}	Change in global CO ₂ emissions in 2050 (% of 2000 emissions ^{d)})	No. of assessed scenarios
I	2.5-3.0	350-400	445-490	2.0-2.4	2000-2015	-85 to -50	6
II	3.0-3.5	400-440	490-535	2.4-2.8	2000-2020	-60 to -30	18
III	3.5-4.0	440-485	535-590	2.8-3.2	2010-2030	-30 to +5	21
IV	4.0-5.0	485-570	590-710	3.2-4.0	2020-2060	+10 to +60	118
V	5.0-6.0	570-660	710-855	4.0-4.9	2050-2080	+25 to +85	9
VI	6.0-7.5	660-790	855-1130	4.9-6.1	2060-2090	+90 to +140	5
Total							177

Emisiones medias mundiales en 2050 compatibles con “trayectoria virtuosa IPCC” (445-490 ppm CO₂eq \pm 2,0-2,4 °C):
 \approx 1,1 tCO₂/hab

Estimación preliminar del esfuerzo de mitigación necesario en España a medio plazo (2005-2030)



£ 5,7 GtCO₂eq entre 2005 y 2030



Las líneas de actuación disponibles

- *Por el lado de la oferta*
- *Por el lado de la demanda*

Líneas principales de actuación

- Ahorro y eficiencia energética en el transporte, la edificación y la industria
- Sustitución de combustibles y mejoras de eficiencia en las tecnologías de producción de electricidad y calor
 - Ø Instalaciones termoeléctricas: fósiles, nucleares, cogeneración y otras
 - Ø Instalaciones con fuentes renovables de energía
- Mejoras de eficiencia en la producción de combustibles: refinerías, plantas de regasificación
- Utilización de biocombustibles
- Formas avanzadas de operación del sistema eléctrico (y/o gasista) y/o gestión de la demanda
- Captura y almacenamiento de CO₂

Líneas posibles de actuación

- Se trata de caracterizarlas

- Ø Potencial

- Ø Coste

- Ø Emisiones

- Ø Restricciones para su despliegue (*madurez de la tecnología, impacto ambiental, seguridad en la operación del sistema, ocupación del territorio, residuos peligrosos, etc.*)

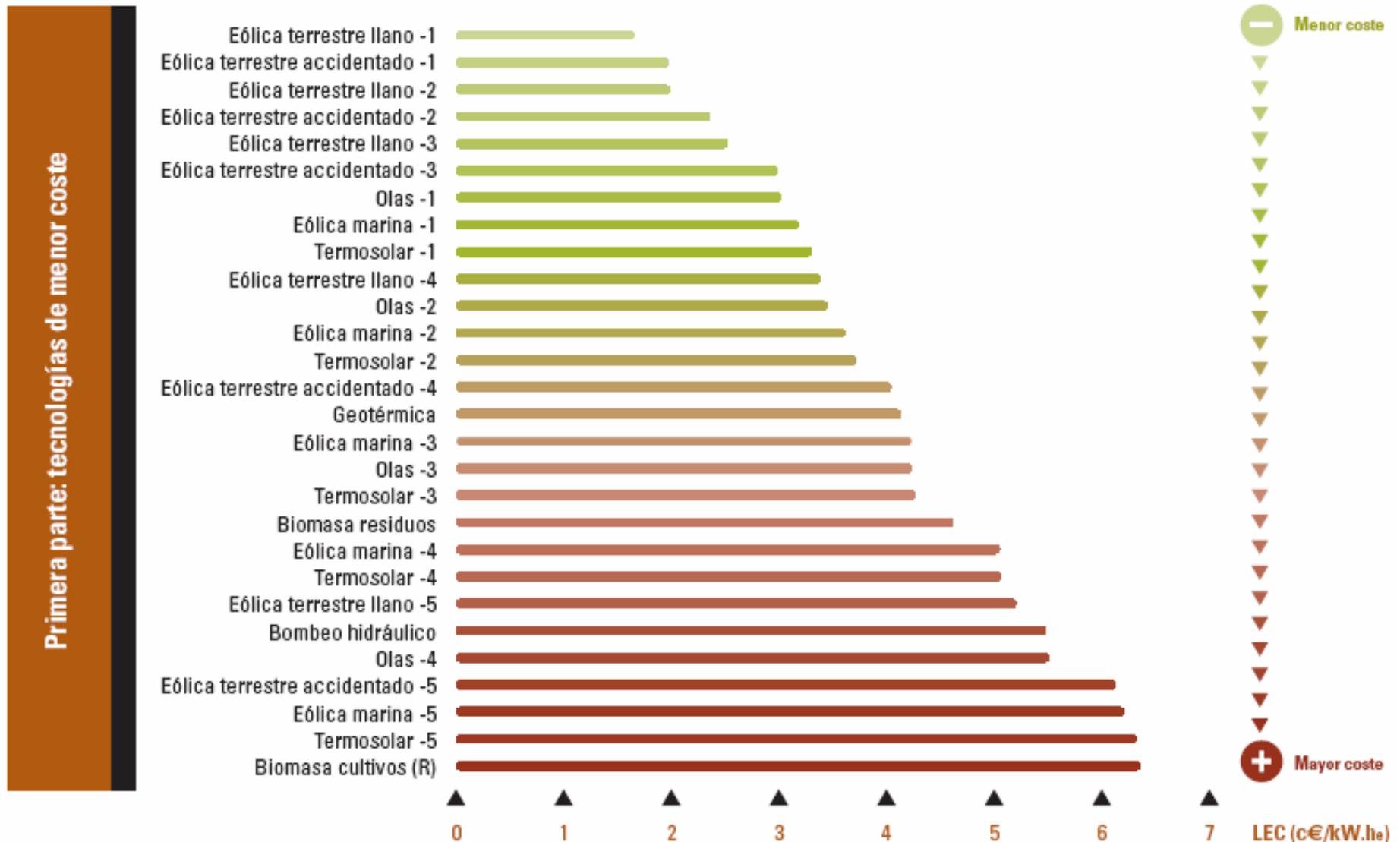
⌚ a continuación se presentan algunos casos ejemplo

Pros & Cons of different sources of electricity

Energy sources	Technology considered for the cost estimate	2005 Cost (€/MWh)	Projected Cost 2030 (€ / MWh with €20-30/tCO ₂)	GHG emissions (Kg CO ₂ eq/MWh)	EU-27 Import dependency		Efficiency	Fuel price sensitivity	Proven reserves / Annual production
		Source IEA			2005	2030			
Natural gas	Open cycle gas turbine	45 - 70	55 - 85	440	57%	84%	40%	Very high	64 years
	CCGT (Combined Cycle Gas Turbine)	35 - 45	40 - 55	400			50%	Very high	
Oil	Diesel engine	70 - 80	80 - 95	550	82%	93%	30%	Very high	42 years
Coal	PF (Pulverised Fuel with flue gas desulphurisation)	30 - 40	45 - 60	800	39%	59%	40-45%	medium	155 years
	CFBC (Circulating fluidized bed combustion)	35 - 45	50 - 65	800			40-45%	medium	
	IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)	40 - 50	55 - 70	750			48%	medium	
Nuclear	Light water reactor	40 - 45	40 - 45	15	Almost 100% for uranium ore		33%	low	Reasonable reserves: 85 years
Biomass	Biomass generation plant	25 - 85	25 - 75	30	nil		30 - 60%	medium	Renewable available
Wind	On shore	35 - 175	28 - 170	30			95-98%	nil	
		35 - 110	28 - 80						
Wind	Off shore	50 - 170	50 - 150	10			95-98%		
		60 - 150	40 - 120						
Hydro	Large	25 - 95	25 - 90	20	95-98%				
	Small (<10MW)	45 - 90	40 - 80	5 ₂₅	95-98%				
Solar	Photovoltaic	140 - 430	55 - 260	100	/				

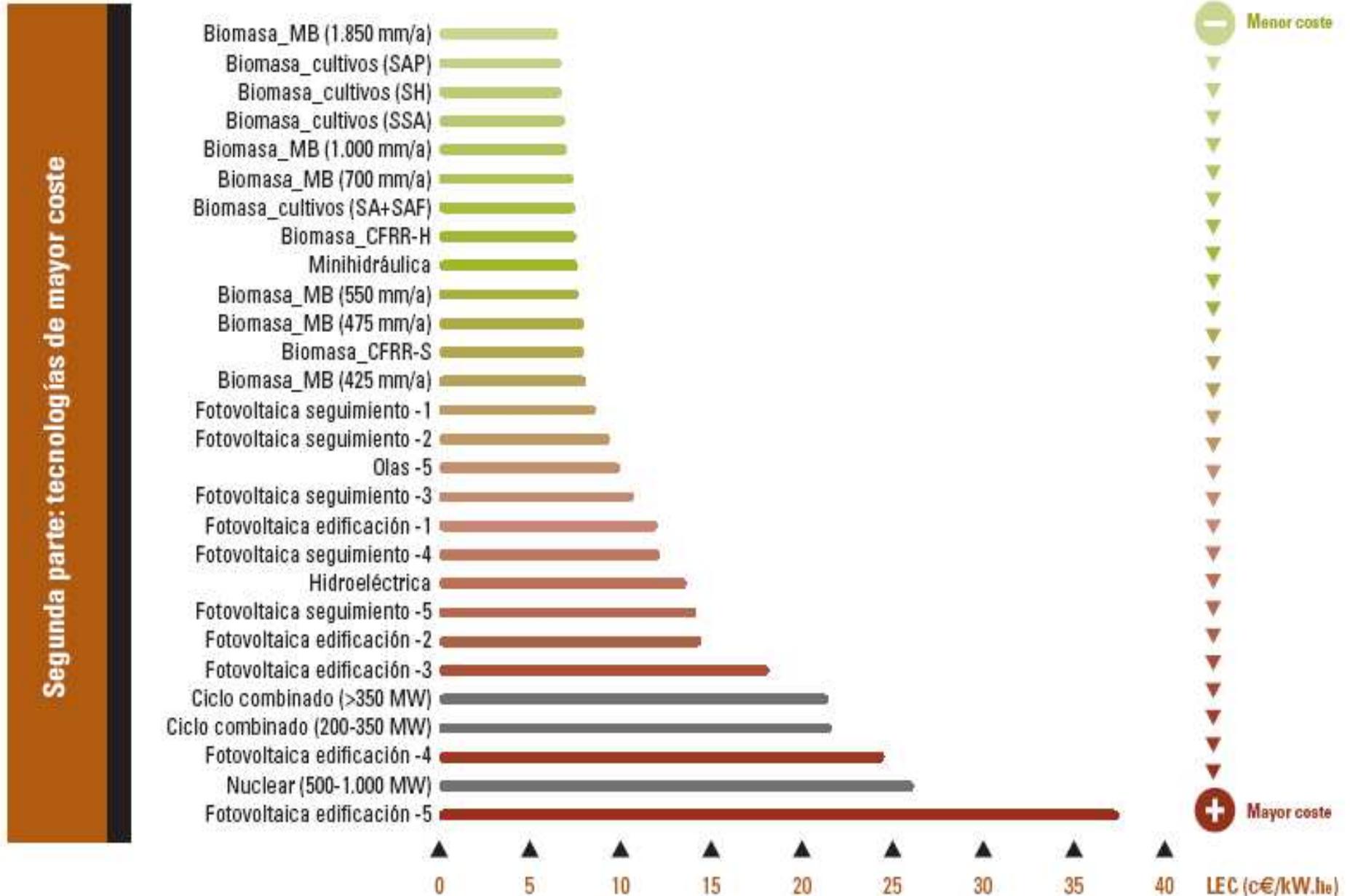
EN

Estimación del coste de electricidad en 2050 con diversas tecnologías según Greenpeace (2007) (1)



R- Regadíos. MB- Aprovechamiento monte bajo. SAP- Secano alta productividad. SH- Secano húmedo. SSA- Secano semi-árido. SA+SAF- Secano árido y sistema agroforestal. CFRR-H- Cultivo forestal de rotación rápida (zona húmeda). CFRR-S- Cultivo forestal de rotación rápida (zona seca)

Estimación del coste de electricidad en 2050 con diversas tecnologías según Greenpeace (2007) (2)



Líneas posibles de actuación

Eólica terrestre

- Potencial:
 - Ø Unitario: 3 a 4 MW/km² y unos 7 GWh/(año.km²)
 - Ø Ocupación del territorio: 35,4 TWh/año (3,0 Mtep) en 1% del territorio
 - Ø Al menos (planes CCAA): 40 GW con tecnología actual (*¿total a futuro podría ser aprox. el doble?*)
 - Ø Nuevo nicho: pequeños aerogeneradores (<0.1 MW)
- Coste previsible (2030): 40 a 60 €/MWh (*previsiblemente competitivo sin ayudas*)
- Emisiones GEI en ciclo de vida: (*ver más adelante*)
- Restricciones:
 - Ø Intermittencia (garantía de suministro y operación segura)
 - Ø Ocupación del territorio y conexión a la red
 - Ø Impacto ambiental

Líneas posibles de actuación

Solar termoeléctrica (1 de 2)

- Potencial:
 - Ø Unitario: 41 MW/km² y unos 147 GWh/(año.km²)
(2,5 veces más que plantas actuales para 2030, con 550°C de temperatura del ciclo)
 - Ø Ocupación del territorio: 744 TWh/año (64 Mtep) en 1% del territorio
 - Ø Con hibridación (biomasa y/o gas natural) sería gestionable
- Coste
 - Ø Aprox. 3,5 M€/MW inversión y 20 €/MWh energía
 - Ø Potencial de reducción del coste depende de la tecnología (de torre, cilindro-parabólica, disco-parabólica)
 - Ø Se estiman reducciones del 50% para 2030

Líneas posibles de actuación

Solar termoeléctrica *(2 de 2)*

- Restricciones (dependen de la tecnología):
 - Ø Intermittencia (garantía de suministro y operación segura) si no hay hibridación
 - Ø Ocupación del territorio, suministro de agua de limpieza y refrigeración (para no perder rendimiento) y conexión a la red eléctrica
 - Ø Impacto ambiental

Líneas posibles de actuación

Solar fotovoltaica

- Potencial:
 - Ø Unitario: 5 MW/km² (paneles sin seguimiento) y unos 10 GWh/(año.km²)
 - Ø Ocupación del territorio: 49 TWh/año (4,2 Mtep) en 1% territorio (pero hay mucho espacio posible en tejados y edificios)
- Coste previsible (2030): 4 a 8 M€/MWp (2007) £ necesitaría 1 M€/MWp en 2030 para ser competitiva (55 a 65€/MWh) con tecnologías ahora “convencionales”
- Emisiones GEI en ciclo de vida: parecen relevantes
- Restricciones:
 - Ø Intermittencia (garantía de suministro y operación segura)
 - Ø Ocupación del territorio y conexión a la red eléctrica
 - Ø Impacto ambiental

Líneas posibles de actuación

Captura y almacenam. de CO2 (CAC) (1 de 2)

- Potencial de la CAC:
 - ∅ Escenarios de estabilización del IPCC
 - CAC: 15-55% del esfuerzo mundial de mitigación acumulativo hasta 2100
 - ∅ UE (2015): al menos 12 plantas de demostración de CAC
 - Implantación en centrales térmicas a partir de 2020

CAPTURA DE CO2

- Coste actual: 30-50 €/tCO2 evitada £ Incremento de costes en generación eléctrica: unos 0,02 €/kWhe
 - ∅ Estudios más optimistas: coste aprox. de 20 €/tCO2 evitada
- Restricciones:
 - ∅ Tecnología de CAC es consumidora de energía:
 - Tecnologías existentes: +20-35% de consumo
 - Tecnologías emergentes: +10-15% de consumo

Líneas posibles de actuación

Captura y almacenam. de CO2 (CAC) (2 de 2)

ALMACENAMIENTO DE CO2

- Única opción realista de almacenamiento masivo de CO2: confinamiento en depósitos geológicos naturales profundos (+ de 800 m de profundidad)
 - Ø Capacidad mundial de almacenamiento: 1.000-10.000 Gt CO2
- Coste almacenamiento CO2: 0,5-10 €/tCO2
 - Ø Varía mucho dependiendo de las características de la formación geológica a estudiar y de la escala del proyecto
- Restricciones
 - Ø Transporte a grandes distancias (>500km) requiere grandes escalas (>10MtCO2/año) para costes reducidos
- Riesgos:
 - Ø Escape local CO2 en grandes cantidades: peligroso para la vida

Líneas posibles de actuación

Ahorro y eficiencia energética

Tabla 14.13. Objetivos del escenario eficiencia para el año 2012 propuestos por el Plan de Acción 2008 - 2012

PAE4+:	Escenario base año 2012		Escenario eficiencia E4		Escenario E4+		Diferencia escenarios	
	2012	2008-2012	2012	2008-2012	2012	2008-2012	2012	2008-2012
Consumos								
Consumo energía primaria (ktep)	33.700	168.223	32.206	162.527	31.898	161.516	-308	-1.011
Crecimiento medio consumo	-	-	-	-0,4%	-	-0,5%	-	-0,1%
Ahorros								
Ahorros directos (ktep)	-	-	34	108	131	434	97	326
Ahorros inducidos (ktep)	-	-	1.460	5.588	1.671	6.274	212	686
Ahorro total								
Sobre escenario base E4 (ktep)	-	-	1.494	5.696	1.802	6.707	308	1.011
Sobre escenario base E4 (%)	-	-	4,4%	3,4%	5,3%	4,0%	0,9%	0,6%
Contribución de medidas sectoriales								
Medidas Refino de Petróleo	-	-	38,6%		32,0%		-	
Medidas Generación Eléctrica	-	-	51,4%		42,6%		-	
Medidas Cogeneración	-	-	10,0%		25,4%		-	
Emisiones evitadas (ktCO₂)								
Por ahorros directos	-	-	101	316	356	1.169	255	852
Por ahorros inducidos	-	-	3.861	14.756	4.453	16.664	592	1.908
Total	-	-	3.962	15.072	4.809	17.832	847	2.760
Inversiones asociadas (k€)	-	-	-	585.264	-	1.085.330	-	500.066
Apoyos públicos (k€)	-	-	-	7.631	-	29.284	-	21.652

Líneas posibles de actuación

Transporte (1 de 2)

- Potencial (*información básica*):
 - ∅ Emisiones GEI: 65,4 Mt CO₂eq (1990) ± 105,6 Mt CO₂eq (2005) ± BAU crece al 3,7%/año ± 261,9 MtCO₂eq (2030)
 - ∅ “Senda virtuosa” (objetivo PNA +37% de 1990 en 2010, -20% en 2020, hacia -50% en 2030) ± reducir hasta 90 Mt CO₂eq (2010), 53 MtCO₂eq (2020) y hasta xxx MtCO₂eq (2030) ¿es esto posible? ¿se precisa un mayor esfuerzo proporcional en otros sectores?
 - ∅ Medidas
 - Mejoras técnicas en vehículos y combustibles
 - Cambio en distribución modal de mercancías y viajeros (interurbana y urbana)
 - Uso eficiente de vehículos, reducir desplazamientos (uso de TIC), fiscalidad

Líneas posibles de actuación

Transporte (2 de 2)

- Implicaciones de algunas alternativas:
 - Ø Vehículos híbridos enchufables a la red
 - Consumo estimado energía final: 39,4 Mtep (2006)
⊕ 63,4 Mtep (2030; supuesto +2%/año) = 737 TWh
 - Producción extra de electricidad para suministrar el 50% del consumo del transporte en 2030 (*10% pérdidas red eléctrica; 80% rendimiento motor eléctrico y carga-descarga batería*): 506 TWh ⊕
 - 64 GW nuclear (8000 h/año)
 - o bien 220 GW eólica (2300 h/año)
 - Interesante la capacidad de almacenamiento y generación de electricidad que esta opción supondría
 - Ø Hidrógeno como combustible
 - ¿?

Hay que evaluar cuidadosamente las emisiones de GEI del ciclo completo de vida de cada tecnología

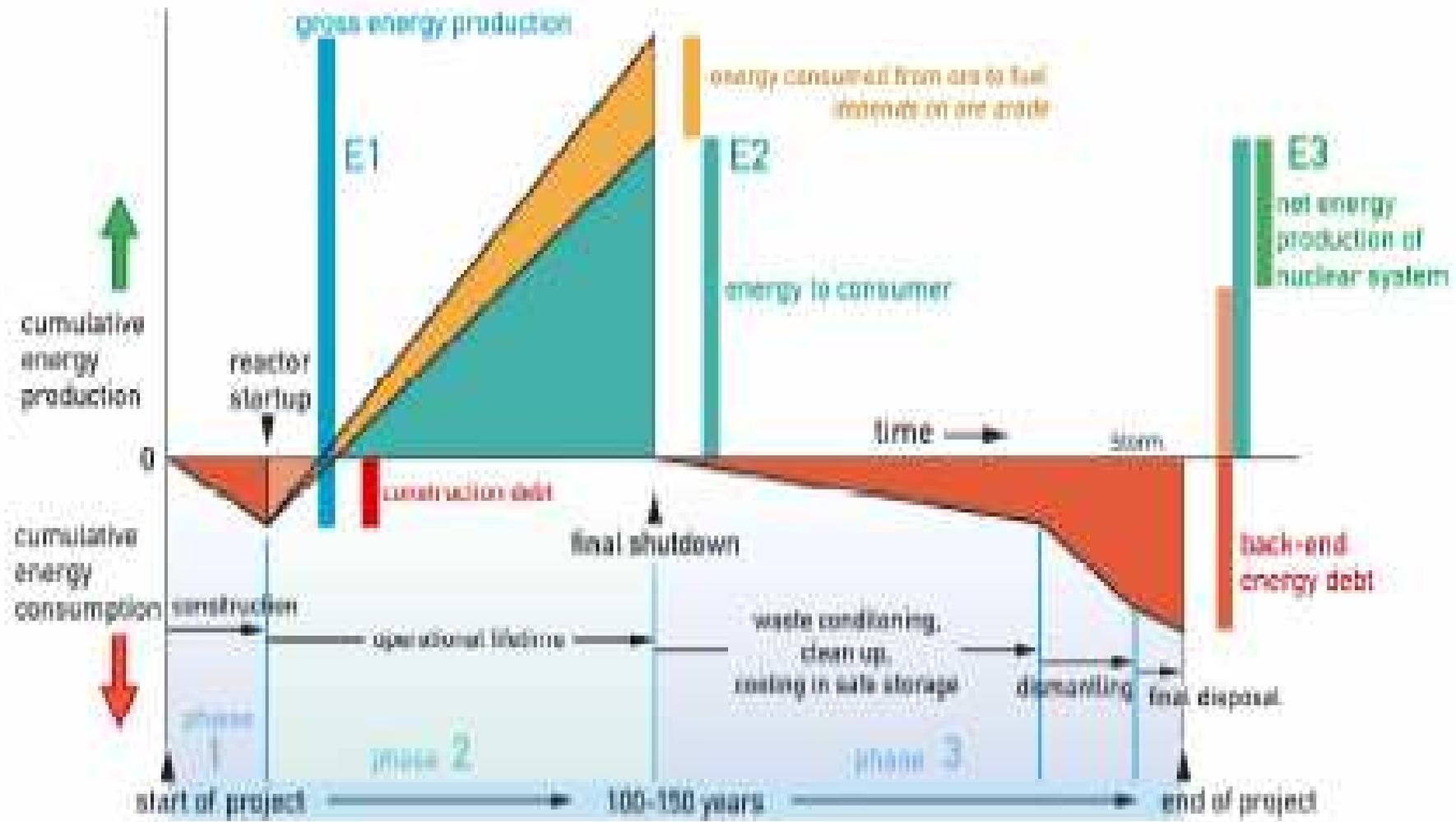
Rango de valores estimados en diferentes estudios realizados (1990-2000)

Opción	G. de E. I. (Kt CO ₂ /TWh)	SO ₂ (t SO ₂ /TWh)	NO _x (t NO _x ./TWh)	Partículas (t/TWh)
<i>Opciones que pueden hacer frente a la base y a las puntas de la curva de carga</i>				
Hidroeléctrica con regulación	2-48	5-60	3-42	5
<i>Opciones que pueden hacer frente a la base de la curva de carga, y de flexibilidad limitada</i>				
Hidroeléctrica fluyente	1-18	1-25	1-68	1-5
Carbón	790-1272	600-32321	700-5273	30-663
Fuel-oil sin procesamiento	686-726	8013-9595	1386	
Biomasa: combustión de desechos forestales	15-101	12-140	701-1950	217-320
Ciclo combinado	389-511	4-15000	13-1500	1-10
Nuclear	2-59	3-50	2-10	2
<i>Opciones intermitentes que requieren energías de apoyo</i>				
Eólica	7-124	21-87	14-50	5-35
Solar fotovoltaica	13-731	24-490	16-340	12-190

Fuente: AIE- 2000 – Hydropower Agreement

Análisis alternativos más completos y a largo plazo cuestionan los resultados de análisis convencionales en ciertas tecnologías

"Net Energy return of nuclear power plants"



from J. W. Storm (CERN 3.4.06)
 (<http://ihp-lx2.ethz.ch/energy21/CERN-3Apr06.ppt>)



La estrategia de largo plazo

- *Líneas prioritarias de actuación*
- *Restricciones y cómo relajarlas*
 - *Visión de conjunto*

Líneas prioritarias de actuación

- ¿Hay alguna tecnología claramente dominante o dominada, a la que dar prioridad o evitar en lo posible?
- Otras consideraciones que deben intervenir en la asignación de prioridades
 - Ø En lo posible, dejar que funcione el mercado y la inversión privada
 - Ø Planificación indicativa y su papel
 - Ø Intervenciones regulatorias justificadas

Actuaciones para relajar restricciones

- Es clave, para el despliegue masivo de generación intermitente, que haya planteamientos innovadores de
 - Ø La operación del sistema eléctrico
 - Ø La gestión de la demanda
- Para la captura y secuestro de CO2
 - Ø Se necesita saber el potencial de almacenamiento de CO2 en el subsuelo español
 - Ø Se necesita apoyo financiero para desarrollar la tecnología *(en general la mayor parte de las nuevas tecnologías bajas en carbono necesitan apoyo económico y estabilidad regulatoria)*
- Debe adoptarse una estrategia respecto a la energía nuclear
- Otras ¿?

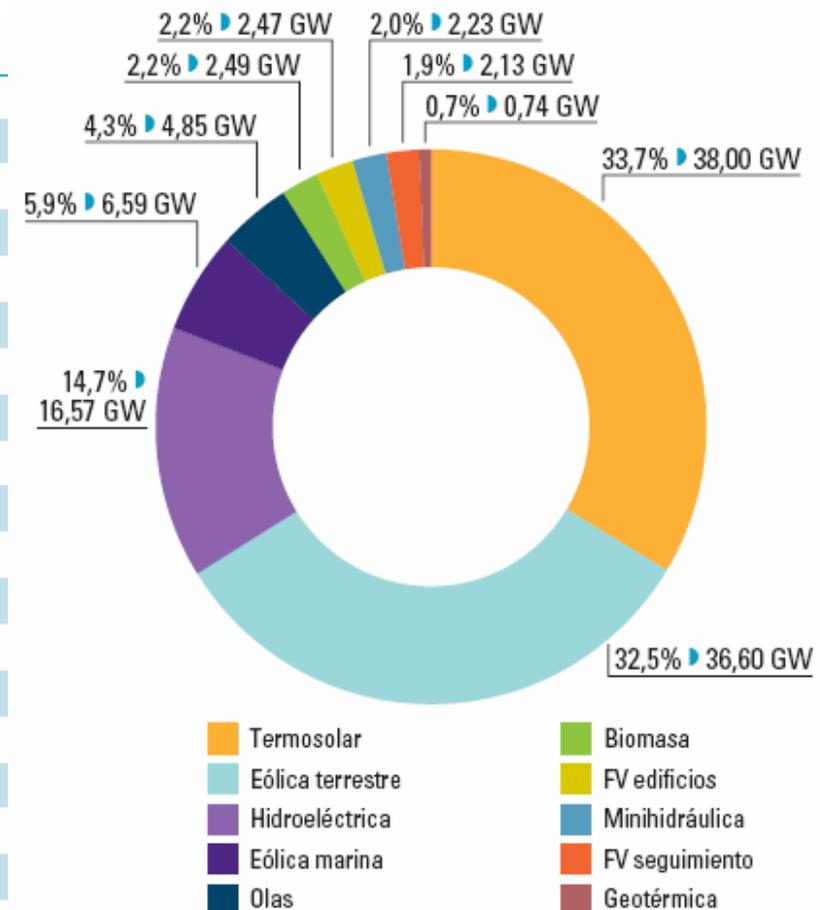
Visión de conjunto (*electricidad*) Greenpeace (2050)

- 100% EERR, con diversidad de tecnologías:

Características principales del mix.

Potencia instalada	112,68	GWp
Energía disponible	396,48	TWh/a
Múltiplo solar (SM)	2,5	
Capacidad de acumulación	1,5	TWh
Cobertura demanda (SF)	100	%
Déficit de energía en relación a la demanda anual	0	%
Energía a disipar en relación a la demanda anual	34,4	%
Generación disponible en relación a la demanda anual	141,6	%
Energía aportada por la biomasa	3,9	TWh/a
Potencia deficitaria máxima	0	GW
Potencia disipada máxima	60,9	GW
Coste electricidad anual (LEC) sin inversión hidráulica	4,51	c€/kWh
Hibridación solar-biomasa	No	
Funcionamiento minihidráulica	Base	
Fracción utilizada del techo de potencia eólica terrestre	4	%
Fracción utilizada del techo de potencia termosolar	1,387	%
Ocupación de territorio	2,47	%

Potencia instalada por tecnologías.



Visión de conjunto (*electricidad*)

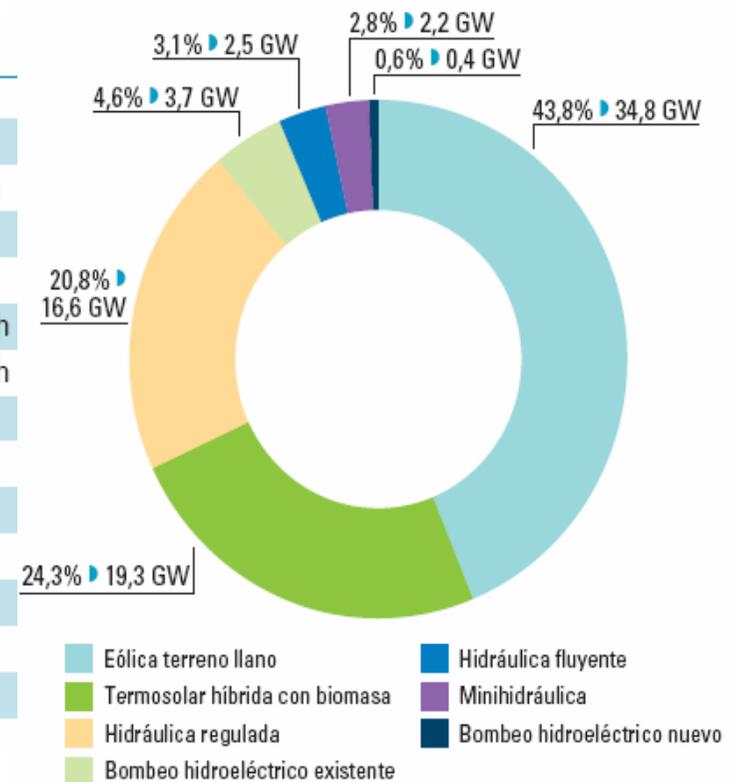
Greenpeace (2050)

- 100% EERR, con optimización económica:

Características principales del mix.

Potencia instalada	79,6	GWp
Energía disponible	291,8	TWh/a
Múltiplo solar (SM)	2,2	
Cobertura demanda (SF)	100	%
Coste electricidad anual (LEC) sin inversión hidráulica	2,47	c€/kWh
Coste máximo electricidad	9.883	c€/kWh
Duración coste máximo de electricidad	1	Hora
Hibridación solar-biomasa	Sí	
Funcionamiento minihidráulica	Base	
Fracción utilizada del techo de potencia eólica terrestre	3,8	%
Fracción utilizada del techo de potencia termosolar	0,7	%
Fracción utilizada del techo de potencia de hibridación termosolar-biomasa	39,2	%
Ocupación de territorio	2,4	%

Potencia instalada por tecnologías.



Visión de conjunto (*electricidad*)

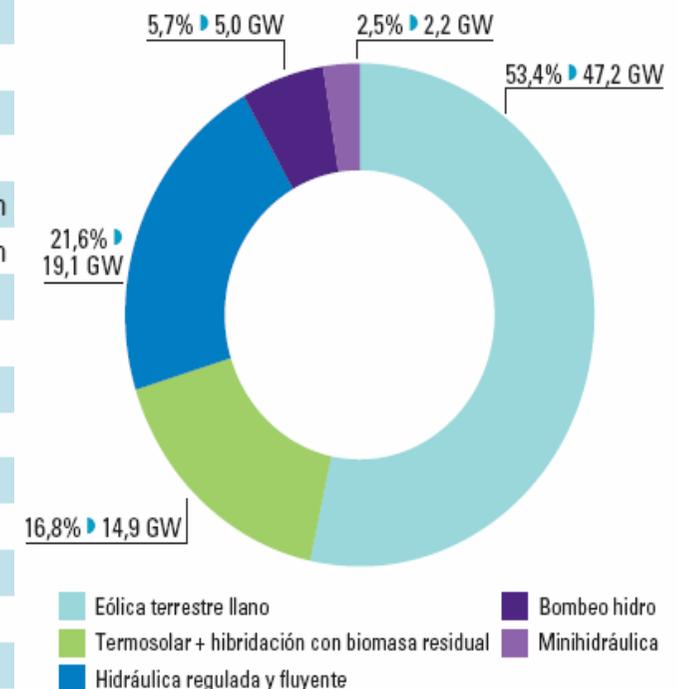
Greenpeace (2050)

- 100% EERR, con aprovechamiento de la GDE:

Características principales del mix.

Potencia instalada	88,4	GWp
Energía disponible	303,9	TWh/a
Múltiplo solar (SM)	2,29	
Cobertura demanda (SF)	99,993	%
Coste electricidad anual (LEC) sin inversión hidráulica	2,42	c€/kWh
Coste máximo electricidad (CENS)	500	c€/kWh
Horas al año en que la producción de electricidad es menor que la demanda	7	Horas
Hibridación solar-biomasa	Sí	
Funcionamiento minihidráulica	Según costes	
Fracción utilizada del techo de potencia eólica terrestre total peninsular	5,2	%
Fracción utilizada del techo de potencia termosolar total peninsular	0,5	%
Tipo de biomasa utilizada	Residual	
Fracción utilizada del techo de generación con biomasa residual peninsular	44	%
Fracción utilizada del techo de generación con biomasa total peninsular	21,1	%
Ocupación territorio	3	%

Potencia instalada por tecnologías.



Visión de conjunto (energía)

Greenpeace (2050)

- 100% EERR, para cubrir la **demanda energética total**:

Composición, capacidad de generación y ocupación del territorio de un mix con 851 GW_p de potencia nominal instalada.

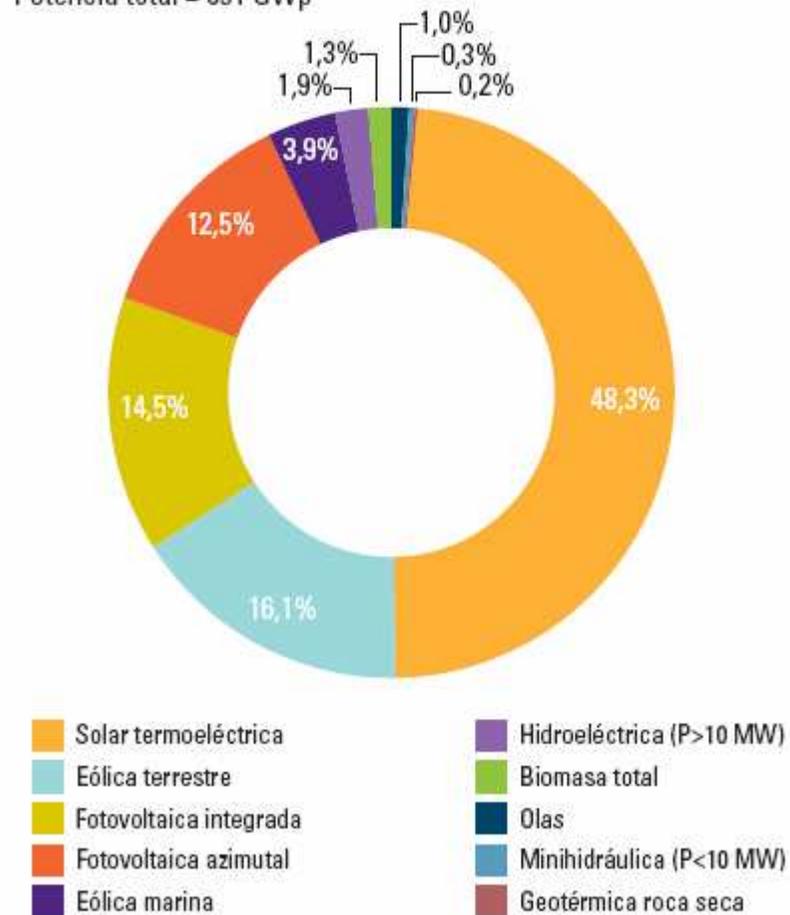
	Potencia (GW _p)	Generación (TW.h/año)	Desarrollo potencial (%)	Ocupación territorio (%)
Hidroeléctrica (P >10 MW)	16,6	30,7	100	-
Minihidráulica (P < 10 MW)	2,2	6,9	100	-
Eólica terrestre	137,3	342,8	15	8,50
Eólica marina	33,0	66,8	20	-
Fotovoltaica integrada	123,6	142,3	25	-
Fotovoltaica azimutal	106,3	207,3	15	1,32
Biomasa total	11,0	69,1	-	3,05
Biomasa residual y biogás	8,25	50,9	100	-
Cultivos energéticos	1,61	10,6	30	1,90
Cultivos forestales de rotación rápida	1,16	7,6	20	1,15
Monte bajo	0,0	0,0	0	0,00
Solar termoeléctrica	410,8	1.484,6	15	1,99
Olas	8,4	29,6	10	-
Geotérmica roca seca	1,49	9,8	50	0,00
TOTAL renovables	850,7	2.389,7	-	14,9

Visión de conjunto (*energía*)

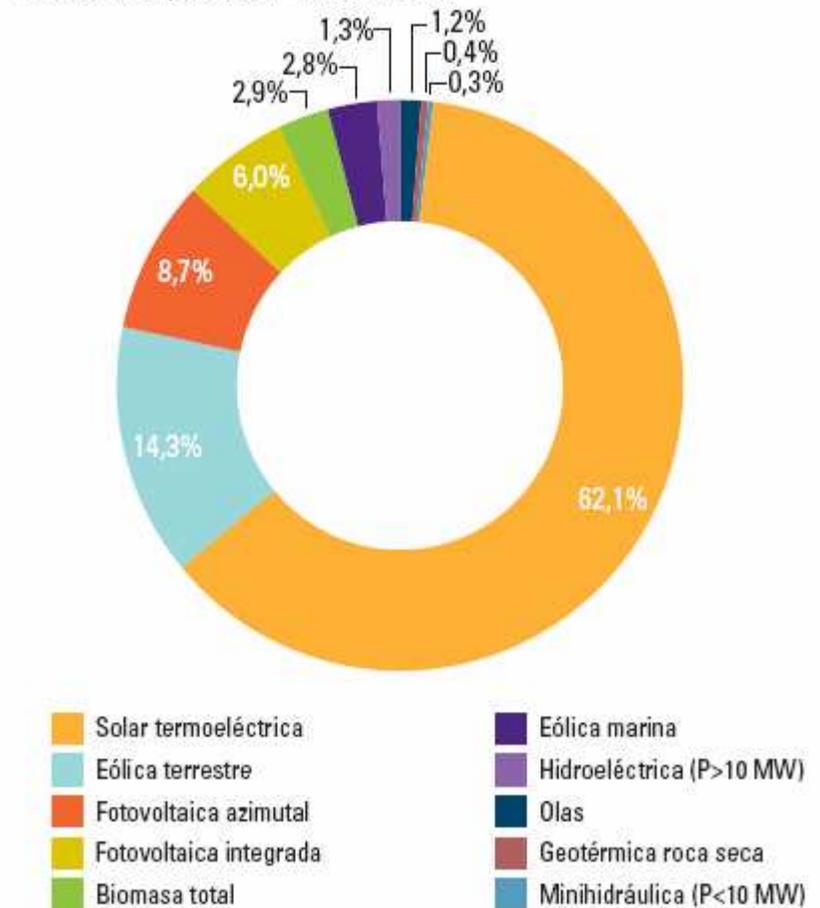
Greenpeace (2050)

Reparto porcentual de potencias y capacidad de generación de las distintas tecnologías consideradas en un mix con 851 GWp de potencia nominal instalada.

Potencia total = 851 GWp



Generación potencial = 2.390 TW.h/a



Visión de conjunto (*electricidad*) UNESA

Equipamientos analizados: Potencia instalada en 2030, en MW netos:

Casos:	2006	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Nuclear	7.496	7.496	13.801	7.496	7.496	10.018
Carbón	10.853	562	562	562	6.834	4.325
Ciclos Combinados	13.939	28.384	28.384	28.384	28.384	28.384
Hidroeléctrica	16.407	18.110	18.110	21.360	18.110	18.110
Régimen Especial	20.258	51.964	51.964	75.714	51.964	51.964
<i>Eólica</i>	<i>10.715</i>	35.000	35.000	58.750	35.000	35.000
<i>Resto Renovables</i>	<i>2.798</i>	7.864	7.864	7.864	7.864	7.864
<i>Cogeneración</i>	<i>6.745</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>	<i>9.100</i>
Potencia Punta	6.315	25.202	18.412	19.182	18.651	18.693
Total MW bc	75.267	131.717	131.232	152.698	131.438	131.494

Visión de conjunto (*electricidad*)

UNESA

■ Balance de generación

En este sentido, en lo que se refiere a la generación en el horizonte del 2030, se pueden considerar los dos escenarios siguientes:

GWh netos	Gas Natural Prioritario			Caso Mixto: Carbón con Captura- Nuclear
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	
Nuclear	60.405	105.228	59.804	78.348
Carbón	1.012	255	65	16.879
Ciclos Combinados	173.053	135.216	111.377	145.246
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603
Régimen Especial	153.892	153.892	220.001	153.892
<i>Eólica</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>	<i>151.974</i>	<i>86.500</i>
<i>Resto Renovables</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>
<i>Cogeneración</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	1.806
Total GWh bc		428.773		428.773

Visión de conjunto (*electricidad*) UNESA

GWh netos	Carbón Prioritario				Caso Mixto: Carbón con Captura- Nuclear
	Máximo aprovechamiento del Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración de Renovables	Incorporación de Carbón con Captura	
Nuclear	60.405	105.228	59.804	60.405	78.348
Carbón	4.073	3.988	3.763	49.313	31.129
Ciclos Combinados	169.993	131.484	107.680	131.016	131.243
Hidroeléctrica	32.603	32.603	36.232	32.603	32.603
Régimen Especial	153.892	153.892	220.001	153.892	153.892
<i>Eólica</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>	<i>151.974</i>	<i>86.500</i>	<i>86.500</i>
<i>Resto Renovables</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>	<i>27.077</i>
<i>Cogeneración</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>	<i>40.950</i>
Potencia Punta	7.808	1.580	1.294	1.545	1.559
Total GWh bc	428.773				428.773

Visión de conjunto (*electricidad*) UNESA

Cuadro VII. Resumen de Resultados de los casos y escenarios analizados

Escenarios	Gas Natural Prioritario					Carbón Prioritario				
	Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Caso Mixto Carbón con Captura-Nuclear		Máximo aprovecham. Equipo 2011	Expansión Nuclear	Máxima Penetración Renovables	Carbón con captura	Caso Mixto Carbón con captura-Nuclear
Suma de costes (millones €)*	82.060	74.316	96.788	81.326		101.699	89.943	110.199	99.225	95.292
Media de emisiones (mile t CO ₂)	57.594	46.321	40.136	51.656		69.468	58.345	51.380	61.267	60.036
% sobre 1990	-2%	-21%	-32%	-12%		18%	-1%	-13%	4%	2%
Inversiones necesarias en generación (millones €)	39.697	51.106	71.905	49.601		39.697	51.106	71.905	48.598	49.601
Dep Energ Exterior	50%	43%	39%	45%		48%	41%	36%	46%	43%
	Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Gas sea Prioritario					Diferencias de costes entre los distintos escenarios en caso de que el Carbón sea Prioritario				
Diferencia (millones €)**	7.744	-	22.472	7.009		11.756	-	20.256	9.282	5.349

* Suma no financiera de costes 2020-30 que varían entre los distintos escenarios y casos. Coste combustibles fósiles, nuclear y O&M + Coste CO₂ + Amortización y retribución de inversiones + Remuneración Renovables.

** Diferencia con respecto al equipamiento de menor coste diferencial en el escenario de coste variable correspondiente (en millones de euros), que en ambos escenarios es el caso de Expansión Nuclear.

Visión de conjunto ¿otras?

- Espacio para que cada uno proponga la suya ...



Visión de conjunto

Análisis de costes



Acciones consecuentes a corto plazo

- *De oferta*
- *De demanda*

**Gracias por vuestra
atención**

Unidades energéticas y su conversión

To:	TJ	Gcal	Mtoe	MBtu	GWh
From:	<i>multiply by:</i>				
TJ	1	238.8	2.388×10^{-5}	947.8	0.2778
Gcal	4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	3.968	1.163×10^{-3}
Mtoe	4.1868×10^4	10^7	1	3.968×10^7	11630
MBtu	1.0551×10^{-3}	0.252	2.52×10^{-8}	1	2.931×10^{-4}
GWh	3.6	860	8.6×10^{-5}	3412	1

- Fuentes: International Energy Agency (IEA), US DOE, The Atlas of Climate Change