

datos.gob.es
reutiliza la información pública



CARACTERIZACIÓN DEL SECTOR INFOMEDIARIO EN ESPAÑA

Edición 2014



REUTILIZACION INFORMACIÓN PÚBLICA POR LAS EMPRESAS

**ANÁLISIS COSTE - BENEFICIO DE LA INFORMACIÓN
METEOROLÓGICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

- Incluir dentro del Informe del Sector Infomediario un análisis PILOTO sobre el Coste - Beneficio de la reutilización de información pública por parte de las empresas .
- Cada vez hay más presión para conocer el “valor” de la inversión pública y su efectos sobre la sociedad.
- LA INFORMACIÓN METEOROLÓGICA ES UN BIEN PÚBLICO¹ y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) está promoviendo el análisis del valor de dicha información en los distintos sectores.

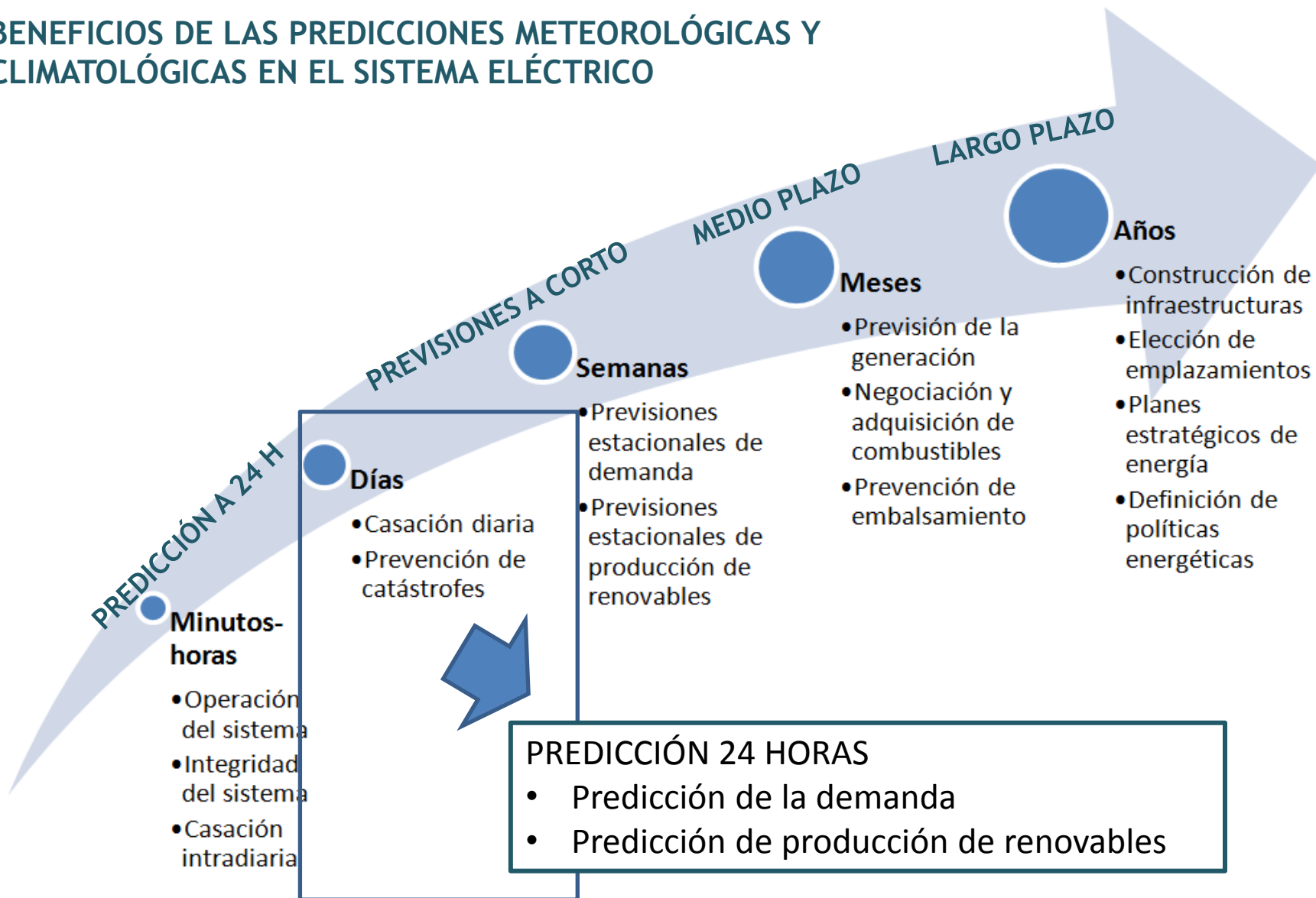
“iniciar y promover nuevos enfoques con respecto a la evaluación de los beneficios sociales y económicos de los servicios meteorológicos y conexos” (OMM, 2007, p. 1)

“a que aumenten los conocimientos y elaboren métodos para cuantificar los beneficios de los servicios que prestan los SMHN en los distintos sectores socioeconómicos.”
(OMM, 2007, p. 9)

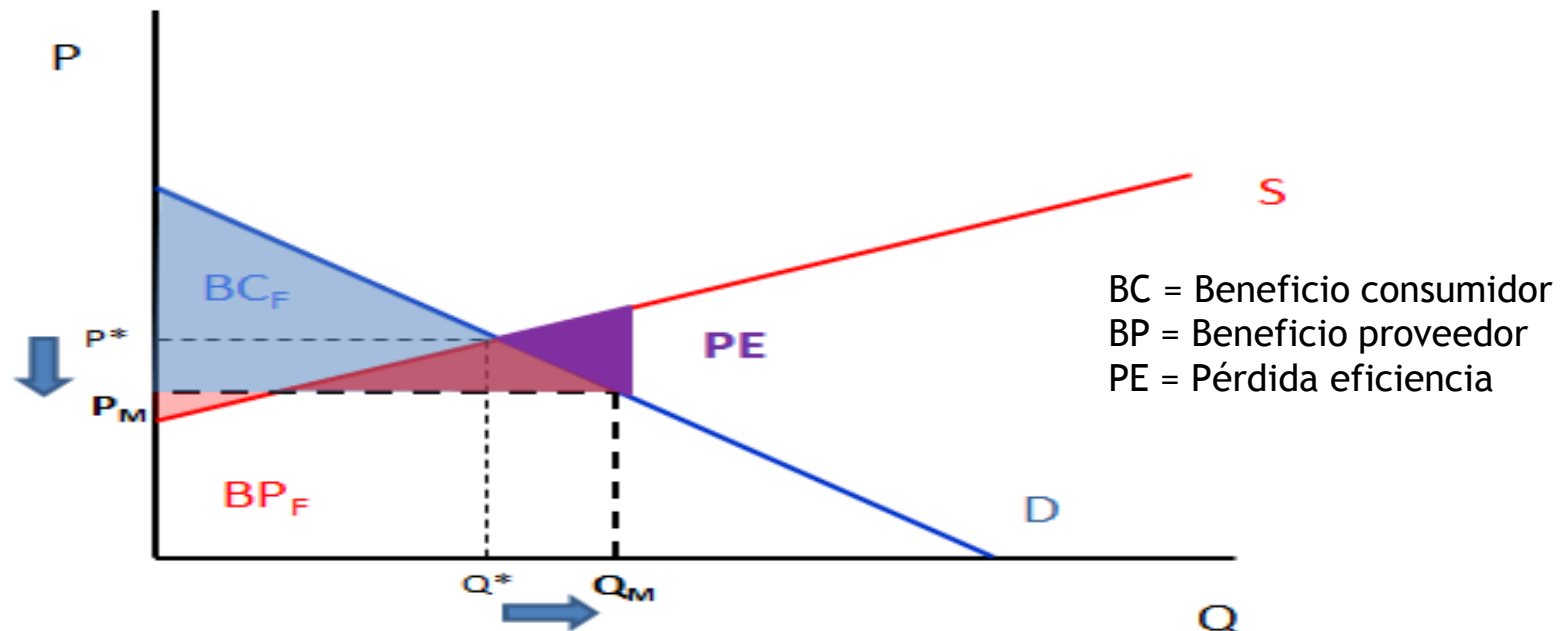


- Se decidió igualmente por el sector eléctrico por su acotación clara y por la existencia de análisis previos susceptibles de ser ajustados al ámbito español.

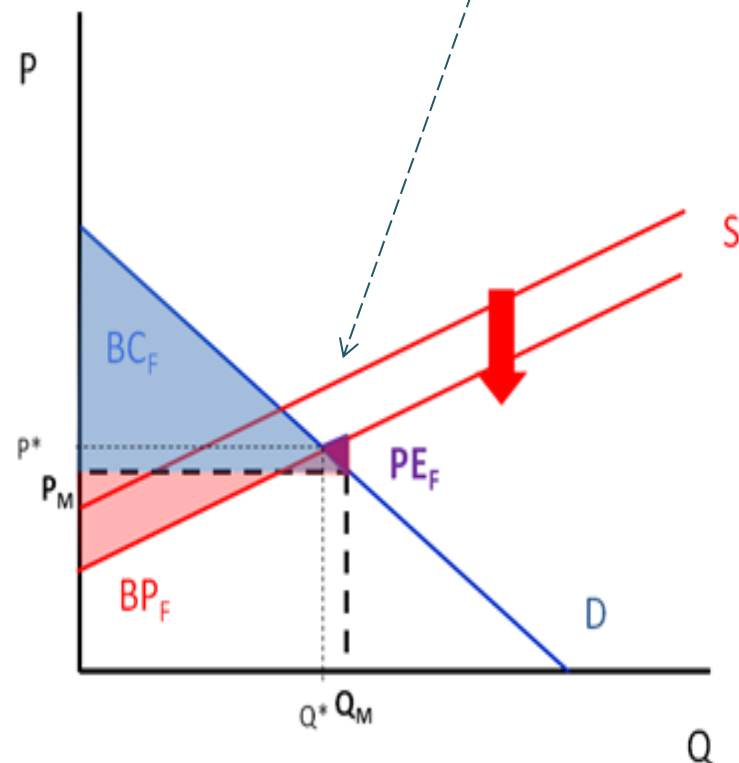
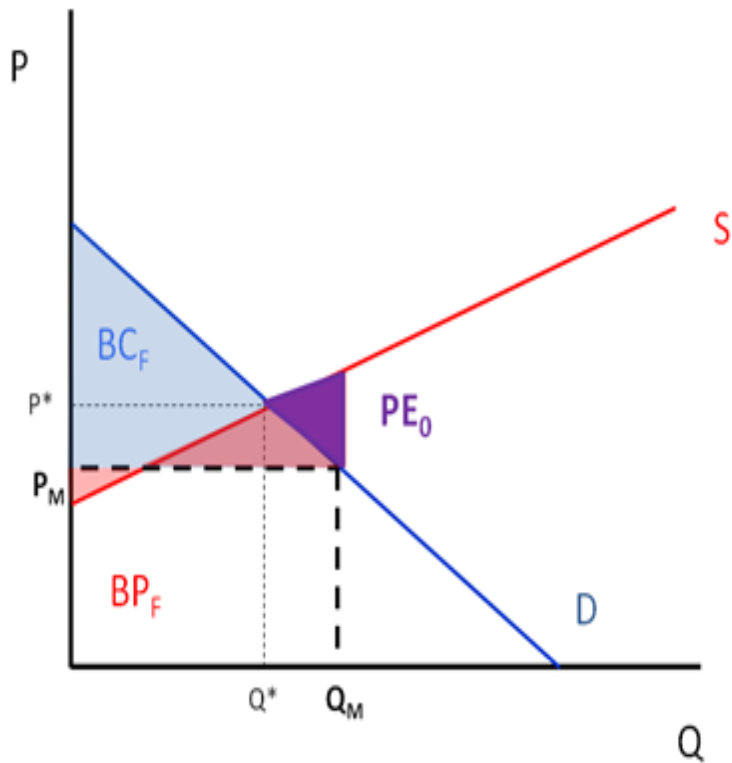
BENEFICIOS DE LAS PREDICCIONES METEOROLÓGICAS Y CLIMATOLÓGICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO



- Para analizar el impacto sobre el sector eléctrico se va a hacer un análisis COSTE - BENEFICIO
- Resultado final analizado:
 - Reducción del coste asociado a la producción y operación del sistema eléctrico debido a la mejora en la toma de decisiones sobre producción - oferta de energía - por las predicciones meteorológicas
- Aplicación modelo clásico de punto de equilibrio, Curva Oferta - Demanda
 - El mercado eléctrico español no está en equilibrio ya que el precio medio de la energía está por debajo de su coste ($P_M < P^*$)



- La aplicación de la información meteorológica implica desplazar la Curva de Oferta hacia abajo.
- Implicaría por tanto un coste de producción inferior, acercando el precio de equilibrio al de mercado, y reduciéndose la Pérdida de Eficiencia del mercado $PE_0 > PE_F$



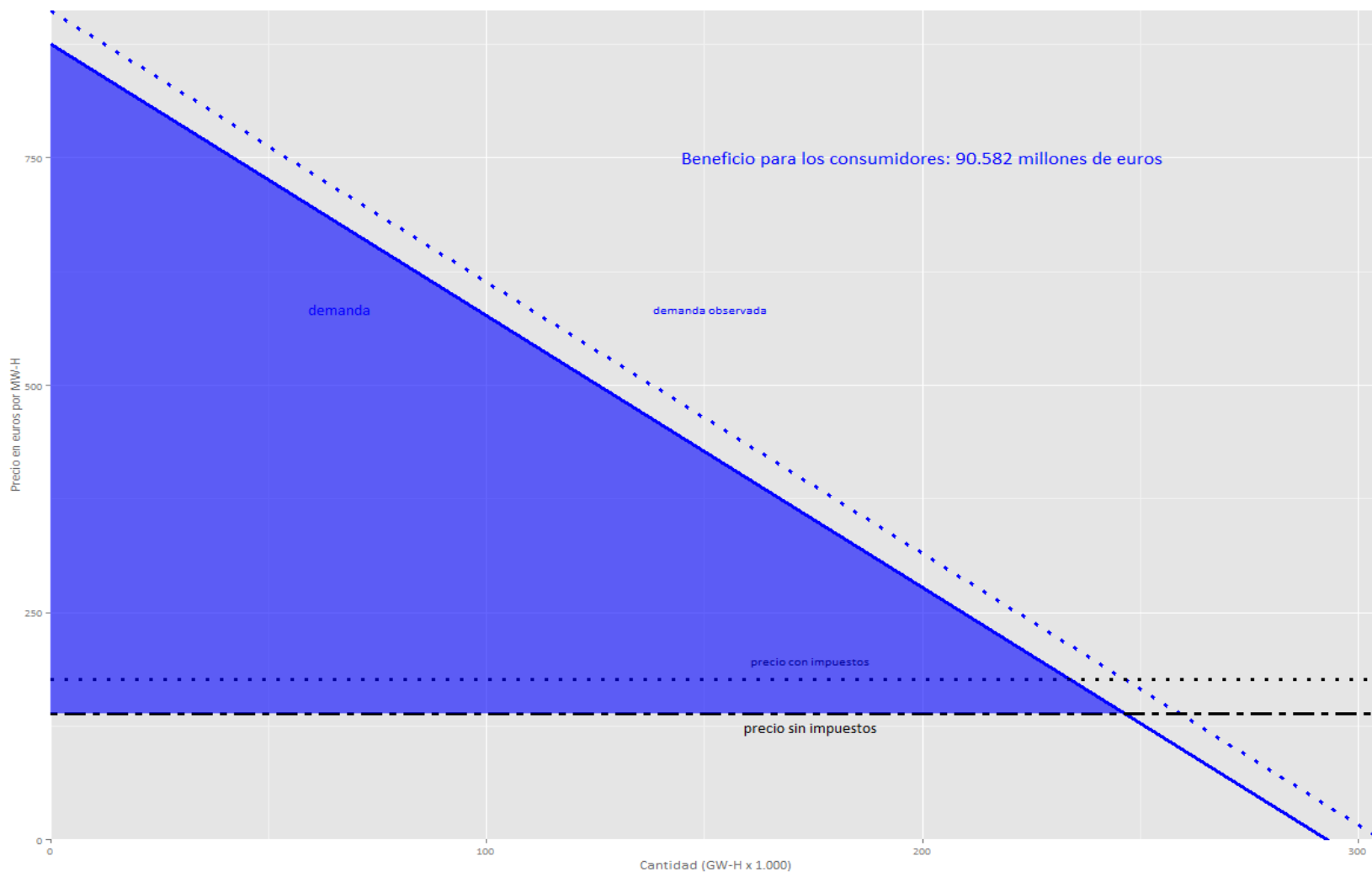
- El mercado agregado del sector eléctrico de 2013
- Solo para el sistema peninsular
- Incluyendo todos los consumidores (administración, empresas y ciudadanos)
- Incluyendo productores, transporte, distribuidores y comercializadores

	Escenario		
Grupo	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Consumidores	Se mantiene el beneficio (asumimos que el precio no cambia)		
Productores	Costes sin predicción	Costes actuales	Costes con predicción perfecta
		Disminución costes	Disminución adicional costes
Gobierno	No gasto público	Gasto actual en AEMET	Análisis de inversiones futuras
Sociedad	Pérdida de eficiencia social sin predicción	Pérdida de eficiencia social actual	Pérdida de eficiencia social con predicción perfecta
		Disminución de la pérdida de eficiencia social	Disminución adicional de la pérdida de eficiencia social

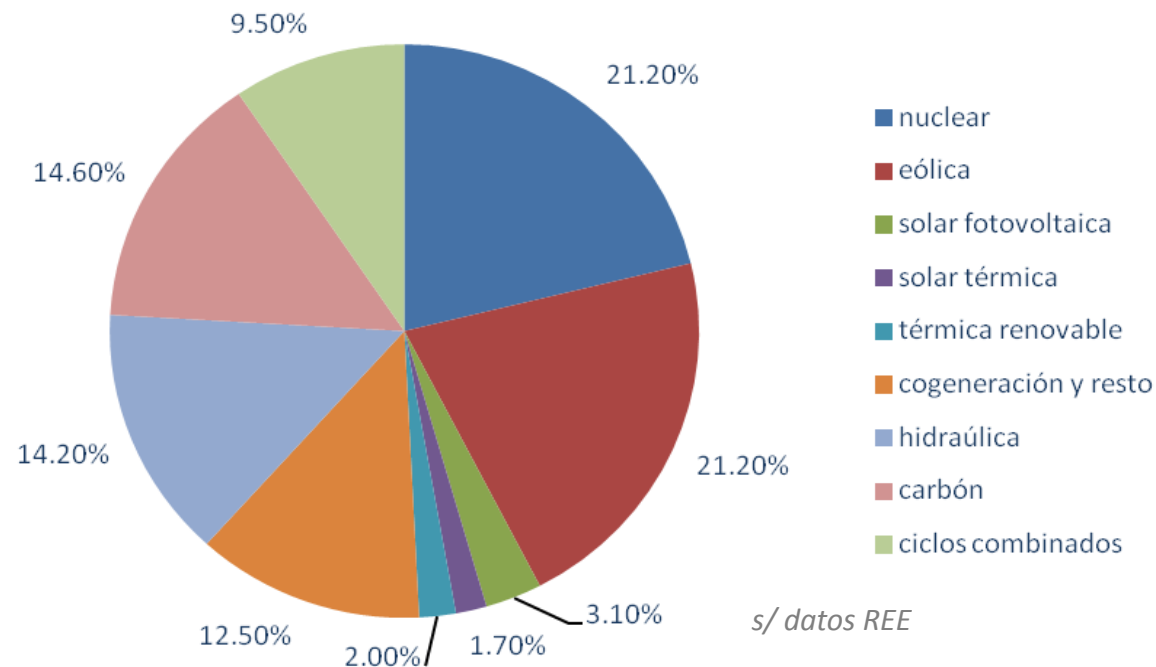
- Base de cálculo PRECIO MEDIO - sin impuestos - según datos de EUROSTAT 2014, INE 2013, MINETUR 2013.

(EUROSTAT,2014)	Euros por KW-H, primer semestre 2013
Residencial	0,175 €
Industria	0,117 €
Media ponderada	0,145 €
(MITyC,2013)	Euros por KW-H 2012 (actualizado 2013)
	0,133 €
Media (Euros por MW-H)	139,119 €

- Análisis elasticidad precio - demanda (según elasticidad precio/demanda de estudios similares), utilizando el resultado de la aplicación de la MEDIANA a los resultados de los análisis efectuados : **-0,24**



- El modelo eléctrico español es complejo, **conviven un mercado abierto y otro regulado y tiene componentes oligopólicos**
- La curva agregada de costes – anual – se calcula en base a la aportación de las diferentes tecnologías (los costes totales incluyen la generación + otros costes - transporte, distribución, prima, interrumpibilidad ...)
- La cobertura anual de la demanda está repartida entre distintas tecnologías



Costes de generación por tecnología MW-h. Según datos de BCG2011, CNE 2008, Salvador 2010.

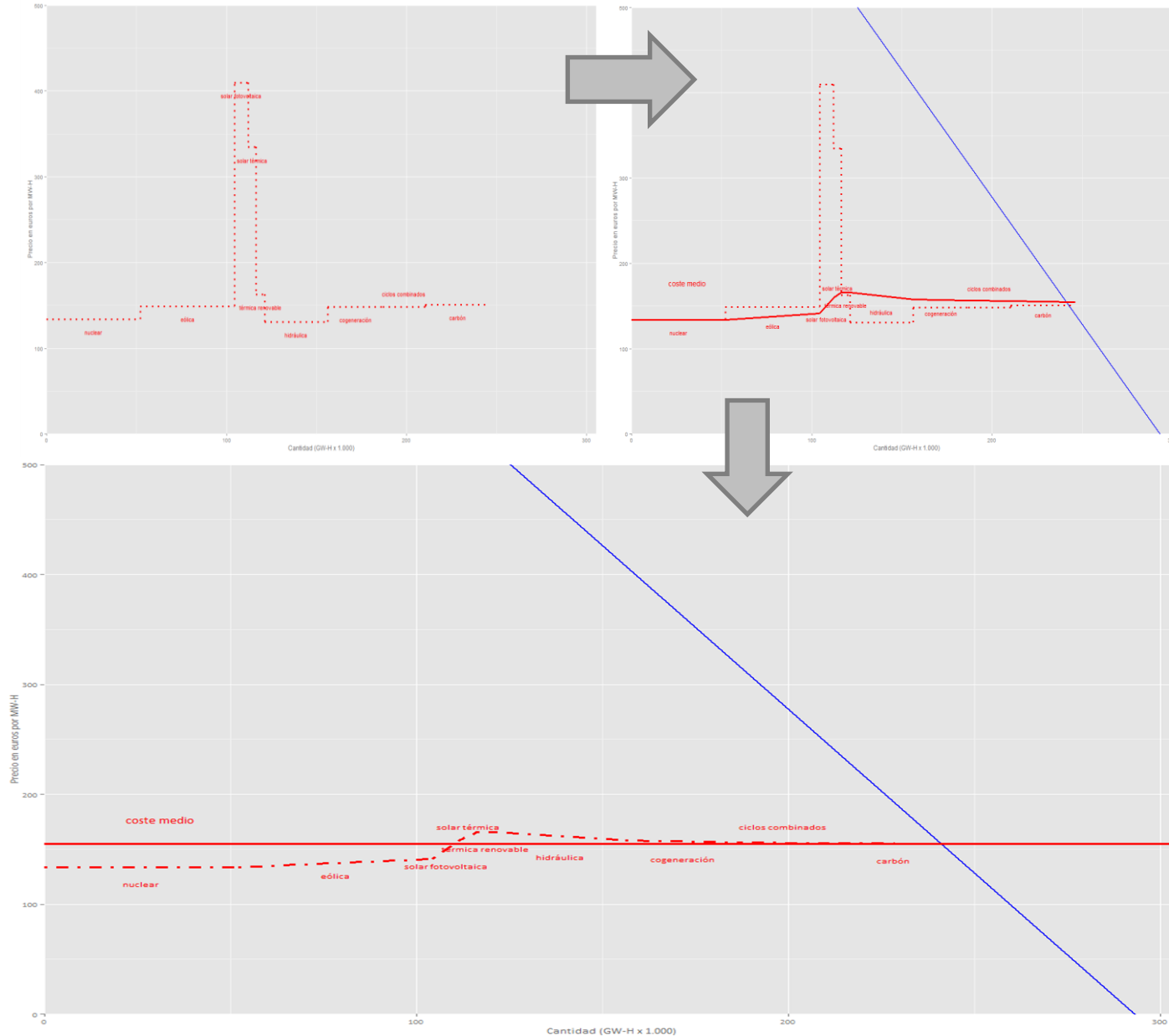
Coste por MW-h	(Salvador, 2009)	(CNE, 2008)	(BCG, 2010)	media	opex	capex
nuclear	58,76 €	48,29 €		53,52 €	20,61 €	32,92 €
eólica	67,16 €		69,69 €	68,42 €	19,30 €	49,12 €
solar fotovoltaica	459,36 €		199,41 €	329,39 €	35,17 €	294,22 €
solar térmica			254,09 €	254,09 €	71,68 €	182,41 €
térmica renovable			82,55 €	82,55 €	23,29 €	59,26 €
cogeneración y resto				67,96 €	57,25 €	10,71 €
hidráulica	58,39 €	42,44 €		50,42 €	8,34 €	42,08 €
carbón	62,51 €	78,17 €		70,34 €	55,98 €	14,36 €
ciclos combinados	61,23 €	74,70 €		67,96 €	57,25 €	10,71 €
TOTAL ponderado				74,41 €	33,19 €	41,23 €

Otros costes (CNMC, 2014)	2013 (miles €)
Transporte	1.507.225 €
Distribución	4.784.037 €
Gestión comercial	53.506 €
Interrumpibilidad	706.696 €
Diversificación	71.340 €
Prima	9.287.352 €
Costes permanentes	871.925 €
Déficit	2.517.680 €
Exceso déficit	
Exportaciones	
Total	19.799.760 €

Otros costes.

Según datos BCG 2011; CNE 2008, Salvador 2010

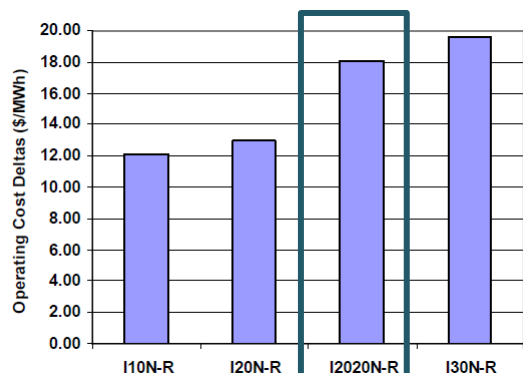
Curva de demanda y coste unitario medio (III)



Coste de las Actividades Finalistas	2013 (Euros)
AERONÁUTICA RUTA	35.127.067 €
AERONÁUTICA TERMINAL	15.971.115 €
DEFENSA	19.430.740 €
PRECIOS PÚBLICOS	4.562.527 €
TASAS	2.081.056 €
SERVICIOS PÚBLICOS MARÍTIMA	3.473.546 €
SERVICIOS PROTECCIÓN CIVIL	6.496.682 €
OTROS SERVICIOS PÚBLICOS	8.638.232 €
INVESTIGACIÓN	8.020.269 €
DIVULGACION, PUBLICACIONES Y FORMACIÓN	2.192.898 €
TOTAL	105.994.133 €

Ingresos totales precios públicos 2013	1.242.719 €
Ingresos datos modelos sector energía	178.553 €
% sector electrico sobre total	14,4%
14,4% del coste de PP	657.004 €

Análisis USA sobre % de reducción de costes operativos gracias a la mejora en la previsión de producción de renovables con información meteorológica (GE 2010, Lew et. al 2013)



Aplicamos el escenario I2020

Análisis USA sobre % de reducción de costes operativos gracias a la mejora en la previsión de la demanda con información meteorológica (Teisberg, 2005)

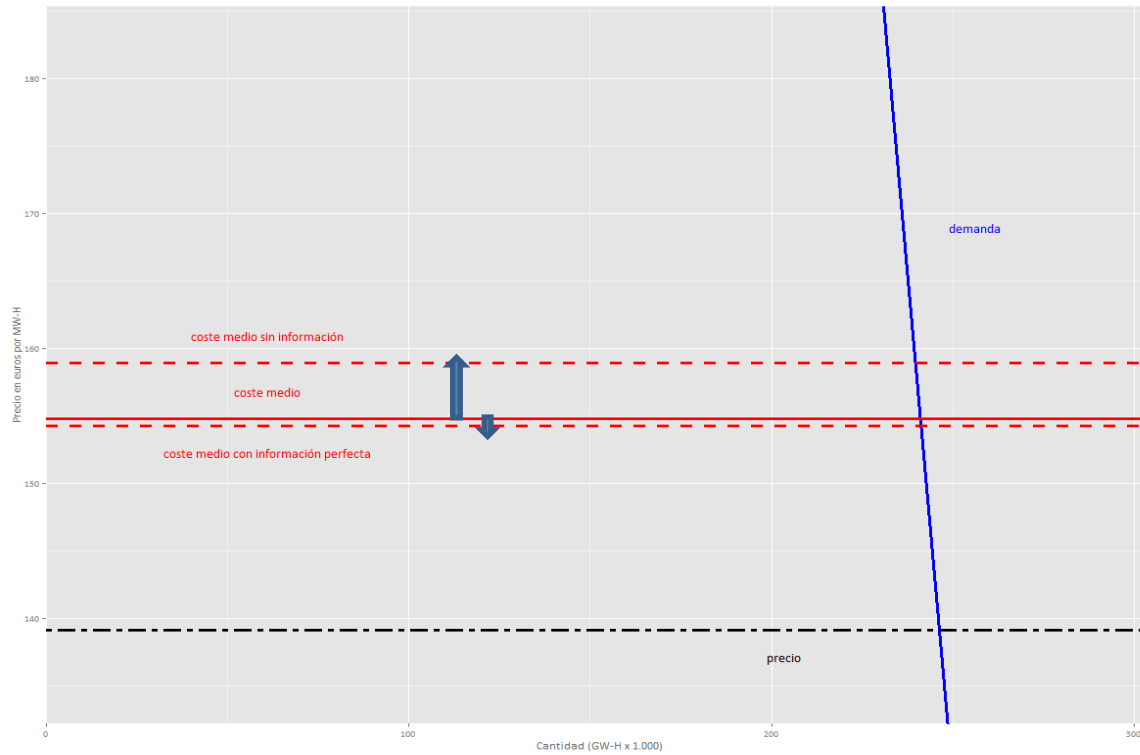
TABLE 3. Benefits of weather forecast improvements.

	Operating cost (million dollars)	NWS vs persistence forecast		Perfect vs NWS forecast	
		Cost reduction (percent)	Benefits (million dollars per year)	Cost reduction (percent)	Benefits (million dollars per year)
North	19,478	0.0892	17.37	0.0419	8.17
South	27,341	0.5400	147.66	0.2286	62.50
West	7,177	0.0224	0.92	0.1105	4.56
Total			165.95		75.23

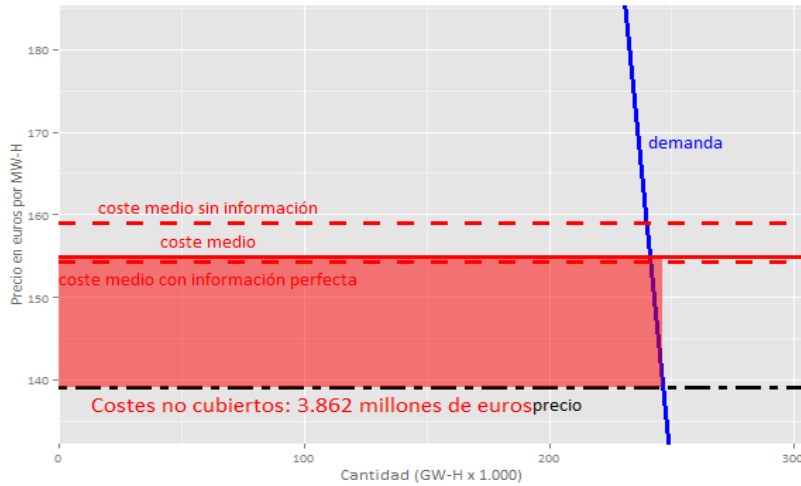
Aplicamos el análisis realizado para el SUR de USA, en España

Reducción de coste por MW-h		medio
caso 1: No predicción vs. PA	demanda	0,179 €
	efecto general en la estimación de renovables	3,951 €
	total	4,130 €
caso 2: PA vs. Predicción perfecta	demanda	0,076 €
	efecto general en la estimación de renovables	0,413 €
	desgaste adicional de las plantas fósiles	0,157 €
	total	0,570 €

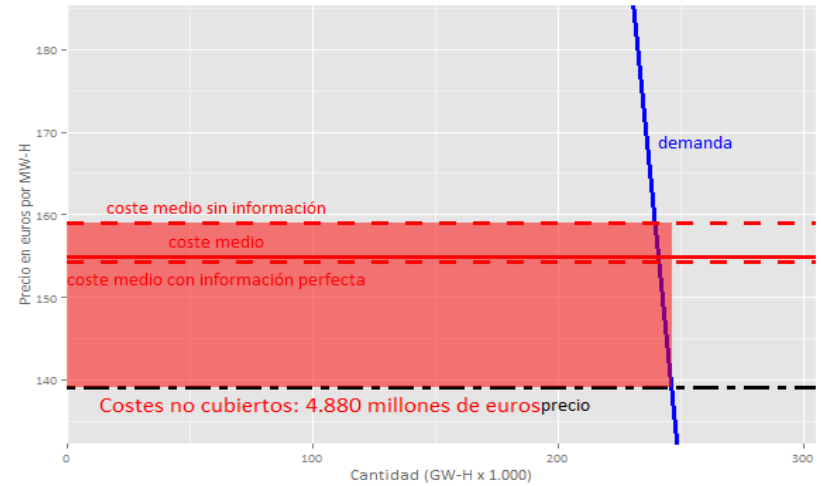
Fuente: Realizado por los autores basado en ([GE Energy, 2010](#); [Hobbs et al., 1999](#); [Lew et al., 2013](#); [Teisberg et al., 2005](#))



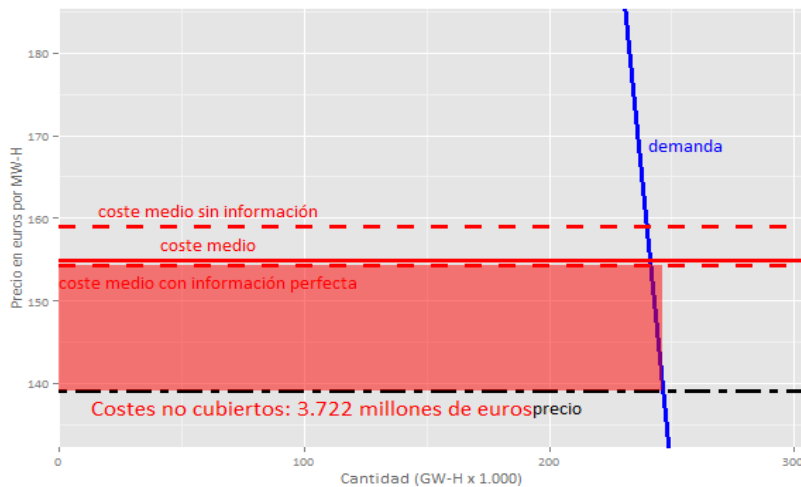
Costes no cubiertos en la situación actual



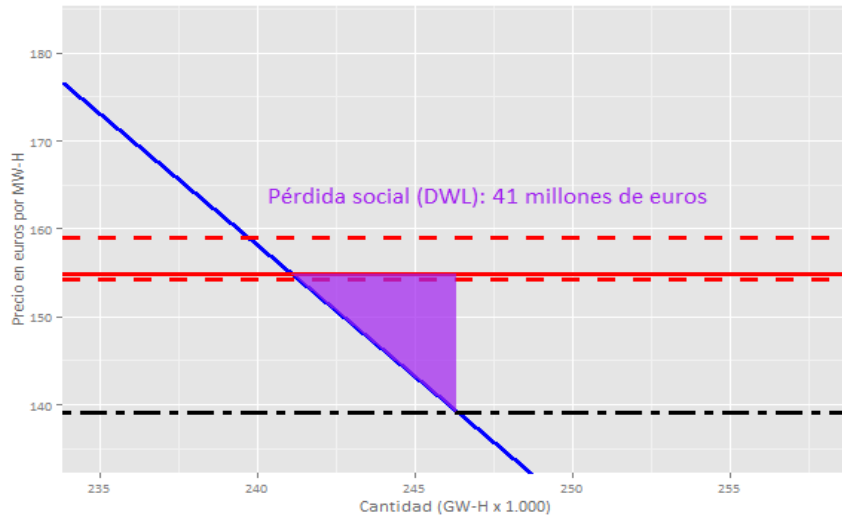
Costes no cubiertos sin predicciones meteorológicas



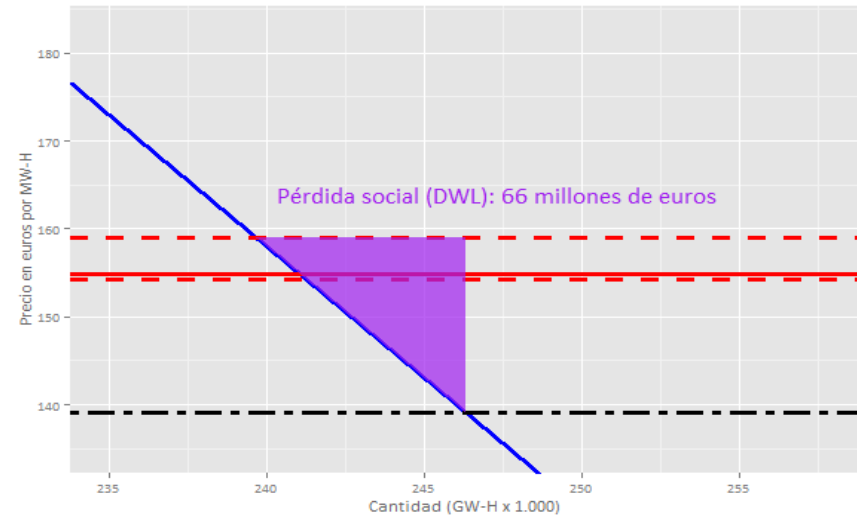
Costes no cubiertos con predicción perfecta



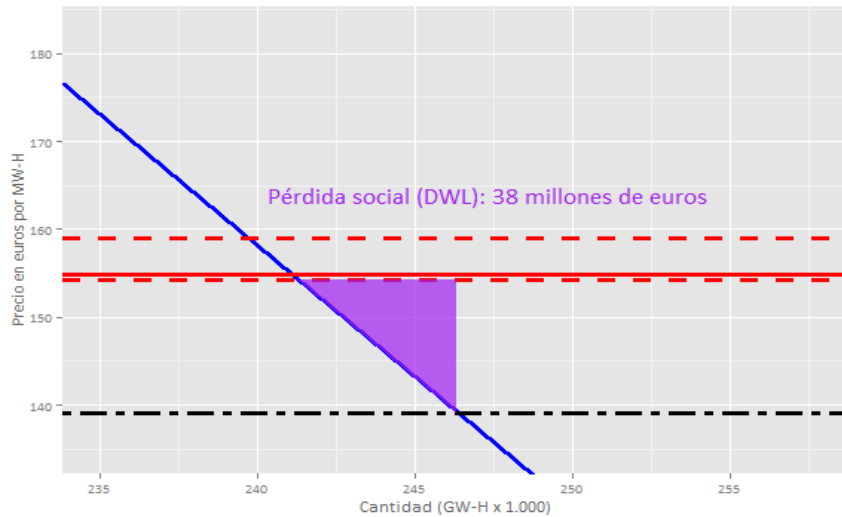
Pérdida social (DWL) en la situación actual



Pérdida social (DWL) sin predicciones meteorológicas



Pérdida social (DWL) con predicción perfecta

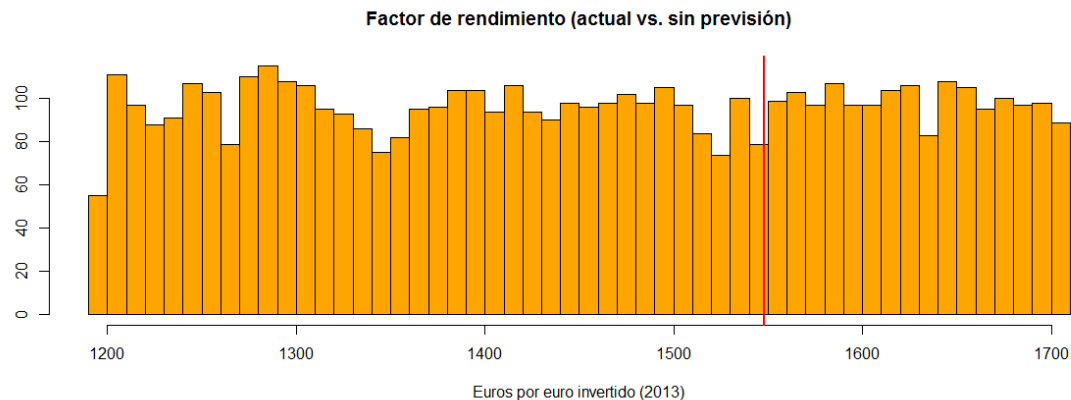


	Sin predicción meteorológica	Situación actual	Con predicción perfecta
Beneficio consumidores	€ 90.582.220.000	€ 90.582.220.000	€ 90.582.220.000
Beneficio productores	-€ 4.879.605.000	-€ 3.862.312.000	-€ 3.721.807.000
Gasto público	€ 0	€ 657.004	(VAN)
Incremento del beneficio para los productores (reducción de costes)		€ 1.017.293.000	€ 140.505.000
Pérdida de eficiencia social (DWL)	€ 65.715.270	€ 41.171.030	€ 38.230.050
Reducción de la pérdida de eficiencia social (DWL)		€ 24.544.240	€ 2.940.980

Estimación de factor de rendimiento

	Análisis actual imputando el coste según la contabilidad analítica de AEMET	Análisis imputando todo el presupuesto de AEMET
Beneficio	1.017.293.000 €	1.017.293.000 €
Coste	657.004 €	91.751.893 €
Factor de rendimiento	1.548	11,1

- Dadas las múltiples asunciones y extrapolaciones de datos de otros mercados, se ha realizado un análisis de sensibilidad para analizar la robustez de los resultados.
- Se usa un análisis de Montecarlo generando 5.000 muestras de distribución uniforme aleatoria, sobre una serie de parámetros seleccionados (precio sin impuestos, elasticidad, costes de producción energías, efecto de la previsión de demanda, efecto de la previsión de renovables).
- Los resultados muestran que el factor de rendimiento más bajo que se obtiene es de 1.194.



Este resultado viene a mostrar la robustez de las conclusiones.

Las limitaciones más reseñables del análisis son las siguientes:

- El propio modelo neoclásico de curvas agregadas de oferta y demanda supone una fuerte asunción y es particularmente relevante en un mercado fuertemente regulado como el eléctrico.
- La utilización de una curva de demanda lineal supone también una fuerte asunción así como la utilización de una curva de demanda única agregando todos los segmentos del mercado, cuando es bastante evidente que hay numerosos segmentos de mercado con comportamientos muy dispares (residencial, comercial, administración, industria, etc.).
- Otra limitación del análisis es la utilización de una curva de coste medio en lugar de una de oferta, con lo que se valora el beneficio total (*profit*) frente al beneficio marginal (*surplus*) para los productores.
- La actualización de los precios y costes en base al IPC medio también puede distorsionar los resultados del análisis.
- No se han considerado los costes del propio sector eléctrico para obtener información meteorológica de otras fuentes ni el coste de su tratamiento y procesado.

- La utilización de estudios de mercados diferentes al español y de otros años (elasticidad, beneficios de los escenarios, costes) supone una de las mayores y más importantes limitaciones del estudio.
 - *En particular, en el caso de la previsión de la demanda, [Teisberg et al. \(2005\)](#) consideran que el efecto más importante es el uso de aire acondicionado, que es mucho mayor en EE.UU. ([EIA, 2011](#)) que en España ([INE, 2015](#)). Adicionalmente, los valores obtenidos por ([Hobbs et al., 1999](#)) muestran que hay una gran diferencia entre las diferentes regiones en la sensibilidad de los errores de previsión de la carga a los errores de previsión, lo que podría cuestionar la validez de extrapolar dichos resultados a otros países. Una futura línea de investigación sería el calcular dicha relación para el caso de España.*
 - *En cuanto al efecto de las predicciones meteorológicas en la producción de renovables, si bien las razones esgrimidas en el caso de los EE.UU. para justificar el beneficio de las previsiones meteorológicas son el evitar el vertido eólico y la falta de elementos de generación disponibles debido a una mala previsión de la producción ([GE Energy, 2010, p. 106](#)), que son factores también claves en España, es posible que la estructura del sistema eléctrico español sea lo suficientemente diferente del de EE.UU. para cuestionar la extrapolación de sus conclusiones. Máxime si tenemos en cuenta que el estudio se basa en previsiones de escenarios futuros y no en análisis de infraestructuras reales como es el caso en España. Nuevamente, una interesante línea de investigación sería el calcular dicha relación para el caso de España utilizando datos reales.*

Estudios relacionados – referencias internacionales más importantes

- Freebairn, J. W., & Zillman, J. W. (2002). Economic benefits of meteorological services. *Meteorological Applications*, 9, 33-44.
- OMM. (2000). Fifth WMO Long-term Plan 2000-2009, Summary for decision makers. Geneva.
- OMM. (2007). Declaración y plan mundial de la conferencia de Madrid. Madrid: Organización Meteorológica Mundial.
- Teisberg, T. J., Weiher, R. F., & Khotanzad, A. (2005). The Economic Value of Temperature Forecasts in Electricity Generation. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 86(12), 1765-1771. doi: 10.1175/BAMS-86-12-1765
- US EPA. (2005). Electricity Demand Response to Changes in Price in EPA's Power Sector Model.
- Gunasekera, D. (2004). *The provision of meteorological services: towards an economic and policy framework*. (102). Australia.
- Lazo, J. K., Morss, R. E., & Demuth, J. L. (2009). 300 Billion Served. Sources, Perceptions, Uses, and Values of Weather Forecasts. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 90(6), 14.
- Leviäkangas, P., Hautala, R., Räsänen, J., Öörni, R., Sonninen, S., Hekkanen, M., . . . Saku, S. (2007). Benefits of meteorological services in Croatia *VTT RESEARCH NOTES* (Vol. 2420): VTT Technical Research Centre of Finland, Finnish Meteorological Institute.
- McBean, G., & Rodgers, C. (2010). Servicios Meteorológicos e Hidrológicos Nacionales, sus Asociados y Comunidades de Usuarios: Actividad complementaria del Plan de Acción de Madrid - para mejorar los beneficios sociales y económicos de los servicios meteorológicos, climáticos e hidrológico: Organización Meteorológica Mundial.

Estudios relacionados - referencias nacionales más importantes

BCG. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*. . Madrid: Estudio Técnico PER 2011-2020.

CNE. (2008). *Informe complementario a la propuesta de revisión de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2008. Precios y costes de la generación de electricidad*.

REE. (2014). Informe del Sistema Eléctrico Español 2013. Madrid:
<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual/informe-del-sistema-electrico-espanol-2013>

Salvador, M. (2010). Análisis del mercado eléctrico en España: costes de generación y repercusiones en el precio de la electricidad. Universitat Politècnica de Catalunya.

<http://upcommons.upc.edu/pfc/handle/2099.1/10666>

Souto Nieves, G. (2003). TASAS DE DESCUENTO PARA LA EVALUACIÓN DE INVERSIONES PÚBLICAS: ESTIMACIONES PARA ESPAÑA (Vol. 8/3): Instituto de Estudios Fiscales.