

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA**

**Departamento de Ingeniería Eléctrica**



**LOS PRECIOS DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD COMO  
EXPRESIÓN DE LA PARTICIPACIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA:  
APLICACIÓN DE LA ECONOMÍA EXPERIMENTAL**

**TESIS DOCTORAL**

**Programa:**

Gestión Eficiente de la Energía Eléctrica

**Autor:**

D. Carlos Arturo Ramírez Escobar

**Director de tesis:**

Dr. Carlos Álvarez Bel

**Junio de 2012**



*“A mis padres:  
mis primeros y  
perennes maestros”*



## **Agradecimientos**

Al culminar esta tesis y al mirar en retrospectiva su realización emerge la convicción del enorme carácter social que hoy posee el conocimiento; en consecuencia, son muchas las personas y entidades a las que debo agradecer su contribución, para que pudiese presentar los resultados que hoy expongo.

En primera instancia agradezco al Dr. Carlos Álvarez Bel, quien ha sido el motor temático y argumentativo de retos que me parecían de insondable magnitud, por poseer la paciencia y permitir los desafueros de lo novedoso; pero ante todo por su guía, criterios y sacrificios que hicieron posible que llegara el día para escribir estas líneas.

Agradezco la ingente labor de apoyo y orientación que me prodigó el Dr. Nikolaos Georgantzis a nombre del Laboratorio de Economía Experimental de la Universidad Jaime I. así mismo, a José Pernías Cerillo quien escribió el programa informático del prototipo de prueba experimental, que soportó el desarrollo de los experimentos económicos del Mercado de Energía Español.

Agradezco el enorme apoyo que brindó el Dr. Enrique Fatás al permitir que en las instalaciones del Laboratorio LINEEX de la Universidad de Valencia se llevaran a cabo las sesiones experimentales, de las cuales él fue el gestor e instructor de los sujetos participantes.

Mi reconocimiento a los profesores del programa de doctorado Carlos Roldán, José Roger, Martín Riera, Antonio Conejo, Carlos Álvarez y Jorge Mercado por su soporte académico y vital durante el desarrollo del doctorado.

Agradezco la participación en los experimentos en calidad de sujetos experimentales a mis compañeros de doctorado Concepción Olivares, Iván Valencia, Clara Inés Buriticá, Edwin Cuadros, y a todos los compañeros doctorandos del Instituto de Ingeniería Energética, quienes se distinguieron por su cooperación y por generar un ambiente investigativo y vivencial excepcional.

Debo destacar el mecenazgo académico del Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia y del Laboratorio de Economía Experimental de la UJI; pues sin su apoyo en recursos monetarios, académicos e instrumentales, los experimentos que soportan esta tesis no hubiesen podido ver la luz.

Así mismo debo destacar la labor del Vicerrectorado de Cooperación Internacional de la UPV, gestor principal de la Cooperación con Universidades Colombianas y de manera especial agradecer a Gustavo Vivas por la diligencia solidaria de sus trámites administrativos.

Reconozco el apoyo permanente de la comunidad académica de la Universidad Autónoma de Colombia, y en especial al grupo de Energética al encender la flama de esta investigación; pues sin la inspiración interactuante de sus miembros no se hubiesen aclimatado las ideas de valor para el desarrollo de la tesis.

Agradezco a mis padres, Carmen y Napoleón, quienes además de ser inspiración académica ejemplar, contribuyeron a la manutención personal y familiar en todos los periodos de estancia en España y soportaron el abandono que produjeron nuestras largas ausencias.

A mis hijos Carmen Alicia, Jorge Enrique y Paula Andrea quienes debieron soportar la lejanía de mis encierros intelectuales y la frustración de un padre a medio tener.

Por último, agradezco a Clara Inés mi esposa, colega, compañera de doctorado, con quien compartí las mejores discusiones y asombros intelectuales; colega animadora de mis descubrimientos individuales, ya fuesen o no triviales, soporte efectivo de nuestro hogar, compañera de cursos, vida y emociones; ejemplo de templanza y determinación.







# Los precios del mercado mayorista de electricidad como expresión de la participación activa de la demanda: aplicación de la economía experimental

## Resumen

Los estudios de las desviaciones de precios del equilibrio competitivo han llevado a concluir que los mercados eléctricos actuales poseen fallos e imperfecciones debido a diferentes causas. Teóricamente, estos fallos e imperfecciones pueden ser controlados y mitigados mediante la participación activa en el mercado del lado de la demanda. El principal objetivo de esta tesis es demostrar experimentalmente, que la participación activa del lado de la demanda eleva el control de los mercados mayoristas de electricidad y contribuye a mitigar las imperfecciones de los mercados, a la vez que abre nuevas oportunidades de gestión tecnológica y económica. La tesis introduce una novedosa metodología de evaluación de los mercados eléctricos reales mediante la aplicación de la economía experimental. La metodología propone el desarrollo de modelos de conocimiento del mercado eléctrico real en foco; los cuales, permiten el estudio empírico del mercado y la detección de sus fallos e imperfecciones. Posteriormente, estos modelos se convierten en el prototipo de prueba experimental del mercado. Este prototipo posibilita la predicción del comportamiento de diferentes alternativas de introducción de la participación activa del lado de la demanda en el mercado experimental. Esta metodología fue aplicada al estudio de la participación activa de la demanda en el Mercado de Producción de Energía Español, encontrando que la introducción en el mercado de agregadores independientes de la demanda, que proveen cargas flexibles interrumpibles en tiempo real, logra mitigar el poder de mercado de empresas holding integradas verticalmente (Generadoras-distribuidoras) y que poseen alta cuota de mercado. Además, la utilización del prototipo de experimentación fue validada al corroborar la reproducción experimental de las condiciones de escasez-abundancia del mercado eléctrico real en foco.

## Palabras Clave

Mercado eléctrico, respuesta de la demanda, economía experimental, poder de mercado, integración vertical, puja de la demanda.

**PhD THESIS**

**The price from wholesale electricity market as  
expression of the active demand-side  
participation: application of experimental  
economics**

**Abstract**

Studies of competitive equilibrium price deviations have shown that current electricity markets still have flaws and imperfections due to different causes. Theoretically, they can be controlled and mitigated through active participation of the demand side in the market. The main objective of this thesis is to demonstrate experimentally that an active demand-side increases the control of wholesale electricity markets and helps mitigate their imperfections, while opening new opportunities for technological and economic management. This thesis introduces a new application of experimental economics methodology for evaluating real electricity markets, which proposes the development of knowledge models to carry out an empirical study of the electricity market and the detection of their flaws and imperfections. Subsequently, these models become the prototype experimental test of the market used to predict the experimental market behavior under different alternatives to introduce active demand-side participation. This methodology was applied to the study of active demand participation in the Spanish Energy Production Market. The introduction of independent demand aggregators, which provide flexible interruptible loads in real time, was found to mitigate the market power of vertically integrated holding companies (generators-distributors) with high market share. Furthermore, the experimental prototype was validated through the experimental reproduction of scarcity-abundance conditions of the real electricity market studied.

**Key Words**

Electricity market, demand response, experimental economics, market power, vertical integration, demand-side bidding.

# **Els preus del mercat majorista de electricitat com expressió de la participació activa de la demanda: aplicació de l'economia experimental**

## **Resum**

L'estudi de les alteracions de preus per fora de l'equilibri competitiu ha portat a concloure que els mercats elèctrics actuals tenen errors i imperfeccions originades per diferents causes que, teòricament, podrien ser controlades mitjançant la participació activa de la demanda. El principal objectiu d'aquesta tesi és demostrar experimentalment, que la participació activa de la demanda eleva el autocontrol dels mercats majoristes d'electricitat i contribueix a mitigar les imperfeccions dels mercats, alhora que obri noves possibilitats de gestió tecnològica - econòmica viables. La tesi introdueix una nova metodologia d'avaluació dels mercats elèctrics reals, mitjançant l'aplicació de l'economia experimental, a través del desenvolupament de models de coneixement que es converteixen en prototip de prova experimental del mercat elèctric real en estudi. Aquests prototips possibiliten, a més de l'avaluació històrica i detecció dels errors i imperfeccions d'aquests mercats, la predicció del comportament davant alternatives d'introducció de la participació activa de la demanda en mercats concrets, la qual cosa és desenvolupat mitjançant el disseny i execució d'experiments econòmics. Aquesta metodologia va ser aplicada a l'estudi de la participació activa de la demanda en el Mercat de Producció d'Energia Espanyol, trobant que la introducció en el mercat d'agregadors independents de la demanda amb càrregues interrompibles en temps real, aconsegueix mitigar el poder de mercat d'empreses holding integrades verticalment (Generadores -distribuidores) i amb alta concentració de mercat, al mateix temps que es va validar la utilització del prototip d'experimentació al corroborar la reproducció experimental de les condicions d'escassetat -abundància del mercat en avaluació.

## **Paraules Clau**

Mercat elèctric, resposta de la demanda, economia experimental, poder de mercat, integració vertical.



# ÍNDICE

## AGRADECIMIENTOS

RESUMENES .....	i
-----------------	---

<b>CAPÍTULO 1. Introducción .....</b>	<b>1</b>
---------------------------------------	----------

1.1. Introducción .....	1
1.2. Planteamiento y objetivos de la tesis .....	4
1.3. Motivación .....	8
1.4. Organización de la tesis .....	8

<b>CAPÍTULO 2. Modelado de los mercados eléctricos, imperfecciones y propuesta de mejoramiento .....</b>	<b>11</b>
--	-----------

2.1. El diseño de los mercados y la función de los precios .....	11
2.2. El modelado de los mercados .....	18
2.2.1. El ambiente económico .....	19
2.2.2. Las instituciones .....	19
2.2.3. La Conducta .....	20
2.2.4. Los resultados de los mercados .....	21
2.2.5. Las medidas de funcionamiento (desempeño) de los mercados .....	24
2.3. Las instituciones de los mercados eléctricos.....	29
2.4. El funcionamiento de los mercados eléctricos .....	34
2.4.1. La evaluación de los mercados eléctricos .....	34
2.4.2. Los fallos de los mercados eléctricos .....	43
2.5. Conclusiones .....	47
2.5.1. Aportaciones del capítulo .....	48

<b>CAPÍTULO 3. La participación de la demanda en los mercados eléctricos liberalizados: estado actual e hipótesis de mejoramiento.....</b>	<b>49</b>
--	-----------

3.1. La respuesta de la demanda en los mercados eléctricos .....	49
3.1.1. Programas de respuesta de la demanda al precio .....	53
3.1.2. Tecnologías de respuesta de la demanda al precio.....	58
3.2. Mercados minoristas, tasación minorista y libertad de elección .....	62
3.2.1. La libertad de elección de la demanda activa.....	69
3.3. Articulación de los mercados mayorista y minorista: rol del agregador de la demanda.....	71
3.3.1. Tipificación de los clientes del mercado eléctrico y rol del agregador de la demanda en el mercado minorista.....	75
3.3.2. La participación activa de la demanda en el mercado mayorista de electricidad: rol del agregador de la demanda.....	87
3.4. Conclusiones .....	96
3.4.1. Aportaciones.....	96

<b>CAPÍTULO 4. La economía experimental y su aplicación a los mercados eléctricos liberalizados.....</b>	<b>99</b>
--	-----------

4.1. El experimento económico y su método .....	99
4.2. Aplicaciones de la economía experimental a los mercados eléctricos .....	109
4.3. Prototipo de prueba experimental para mercados eléctricos concretos .....	120
4.4. Conclusiones .....	125
4.4.1. Aportaciones.....	126

<b>CAPÍTULO 5. Mercado mayorista español: prototipo experimental.....</b>	<b>127</b>
---	------------

5.1. Características del mercado de producción de electricidad español.....	127
5.1.1. Estacionalidad de recursos de oferta, demanda y precios del mercado español .....	128
5.1.2. Ambiente económico - tecnológico .....	133
5.1.3. Instituciones de mercado .....	196
5.2. Barreras e imperfecciones del mercado español .....	197

5.2.1. Hipótesis de participación experimental .....	198
5.3. Conclusiones .....	199
5.3.1. Aportaciones.....	200
<b>CAPÍTULO 6. El diseño experimental de la participación activa de la demanda .....</b>	<b>201</b>
6.1. Hipótesis Experimental .....	201
6.2. Plan Experimental .....	201
6.3. Descripción de la institución del mercado experimental.....	203
6.4. El ambiente económico y la estructura de mercado .....	204
6.4.1. Programas de oferta .....	205
6.4.2. Programas de demanda.....	206
6.5. Procedimientos.....	208
6.5.1. El orden de los tratamientos y sesiones .....	209
6.5.2. Información a los sujetos.....	209
6.6. Beneficios de los sujetos .....	218
6.7. Conclusiones .....	219
6.7.1. Aportaciones.....	219
<b>CAPÍTULO 7. La ejecución del experimento y sus resultados.....</b>	<b>221</b>
7.1. Ejecución del experimento .....	221
7.2. Resultados experimentales .....	221
7.2.1. Precios.....	222
7.2.2. Interrupciones.....	228
7.3. Discusión de resultados y hallazgos del experimento .....	230
7.3.1. Hallazgo 1. La existencia de poder de mercado.....	230
7.3.2. Hallazgo 2. Mejora gracias a la actividad de agregadores de la demanda.....	231
7.3.3. Hallazgo 3. Validación del prototipo de prueba del mercado español.....	233
7.4. Conclusiones .....	233
7.4.1. Aportaciones.....	234
<b>CAPÍTULO 8. Conclusiones generales y futuros trabajos de investigación .....</b>	<b>235</b>
8.1. Conclusiones Generales .....	235
8.2. Futuros trabajos de investigación.....	237
<b>Referencias Bibliográficas .....</b>	<b>238</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>253</b>
Anexo 2-1. Descripción del funcionamiento de las subastas.....	251
Anexo 3-1. La eficiencia económica del precio Tiempo-Variante en el mercado eléctrico.....	259
Anexo 3-2. Crítica a la efectividad de las diversas tasaciones del mercado minorista de electricidad.....	271
Anexo 5.1. Análisis empírico de precios mensuales y estacionalidad de ciclo anual de los recursos de la demanda y de la oferta del mercado eléctrico español (sistema peninsular).....	285
Anexo 5.2. Estudio de las curvas de carga resultantes del modelo de conocimiento de la demanda del mercado español.....	335
Anexo 6.1. Instrucciones a los sujetos participantes en el tratamiento T3. “con demanda independiente”.....	351
Anexo 7.1. Memoria de la ejecución del experimento .....	363

# ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2-1.</b> Los componentes de todo mercado: Ambiente, institución y conducta.....	18
<b>Figura 2-2.</b> Rangos de medida de la concentración del mercado según el índice HHI. ....	28
<b>Figura 2-3.</b> Casación simple de una subasta doble de precio uniforme. ....	32
<b>Figura 2-4.</b> Metodologías, modelos y herramientas de evaluación de los mercados eléctricos. ....	37
<b>Figura 2-5.</b> Estructura matemática de los modelos de optimización de una firma y del modelo de optimización multi-objetivo basado en el Equilibrio (tomado de (Ventosa et al. 2005) pp. 899). ....	38
<b>Figura 2-6.</b> Evolución de los precios reales de electricidad en Nueva Zelanda (tomado de (Electricity Commission New Zealand 2006)).....	46
<b>Figura 3-1.</b> Mapa conceptual de la Respuesta de la Demanda en los mercados liberalizados de energía eléctrica.....	57
<b>Figura 3-2.</b> Articulación de los mercados mayorista y minorista de electricidad a partir de la respuesta de la demanda.....	72
<b>Figura 3-3.</b> Rol del agregador de la participación de la demanda en las diferentes resoluciones de negociación de los mercados mayorista y minorista de electricidad, determinadas por la planeación y operación del Sistema Eléctrico. ....	75
<b>Figura 3-4.</b> Las decisiones de los clientes para con la Gestión del lado de la Demanda (DSM).....	81
<b>Figura 3-5.</b> Factores que afectan las decisiones de los clientes ante la Respuesta de la demanda. ....	85
<b>Figura 3-6.</b> Coste hipotético de las interrupciones de un agregador. ....	90
<b>Figura 3-7.</b> Aclaración del precio en una hora de pico extremo mercado mayorista de energía hipotético con participación de agregadores de demanda (1ª ronda: caso sin puja de interrupciones en tiempo real). ....	92
<b>Figura 3-8.</b> Aclaración del precio en una hora de pico extremo mercado mayorista de energía hipotético con participación de agregadores de demanda (2ª ronda: caso con puja de interrupción en tiempo real de II).93	
<b>Figura 3-9.</b> Ganancias de los agregadores de la demanda mediante la puja meritaria de ITR en la 3ª ronda de mercado. ....	94
<b>Figura 3-10.</b> Aclaración de precios durante la 4ª ronda de mercado con puja de todos los recursos de ITR de los agregadores ....	95
<b>Figura 5-1.</b> Zonas eléctricas peninsulares en España. Fuente: (MINECO, 2002).....	134
<b>Figura 5-2.</b> Cuota de propiedad de los activos de generación en 2003 en el régimen ordinario del Mercado de Producción Español. Cálculos propios de datos fuente de (MINECO, 2003).....	136
<b>Figura 5-3.</b> Evolución mensual de la cuota de mercado de las empresas de UNESA. Fuente: OMEL. ..	137
<b>Figura 5-4.</b> Cuota de mercado de los agentes productores en los programas PBC y PVD. ....	138
<b>Figura 5-5.</b> Composición tecnológica de la Capacidad instalada del régimen ordinario del mercado Español. ....	145
<b>Figura 5-6.</b> Evolución de la producción de energía eléctrica en el sistema peninsular español 1998-2003. FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado.....	146
<b>Figura 5-7.</b> Curva de producción preliminar del régimen ordinario del mercado español, calculada con un factor de utilización de la capacidad instalada del 100% en el 2003. ....	148
<b>Figura 5-8.</b> Curva de producción preliminar en el régimen ordinario del mercado de las empresas pertenecientes a UNESA en el 2003. ....	150
<b>Figura 5-9.</b> Diagrama de flujo del proceso de estimación de los factores de carga de las centrales hidroeléctricas embalsadas y fluyentes que participan en el mercado español. ....	161

<b>Figura 5-10.</b> Curvas de producción preliminares en el régimen ordinario del mercado de producción de energía eléctrica español en enero de 2002 .....	165
<b>Figura 5-11.</b> Curvas de producción preliminares en el régimen ordinario del mercado de producción de energía eléctrica español en enero de 2003. ....	166
<b>Figura 5-14.</b> Evolución de las curvas agregadas de oferta- demanda, para la hora 5 del valle de los 2dos jueves de julio (Fuente OMEL).....	191
<b>Figura 5-15.</b> Programas preliminares de demanda del Mercado de Producción de Energía Español para el año 2003 arrojado por el modelo de demanda .....	195
<b>Figura 5-16.</b> Simulación de la casación de los programas de oferta y demanda preliminares en los periodos valle, semivalle, pico y pico extremo en el mercado diario. ....	197
<b>Figura 6-1.</b> Diseño de la pantalla de toma de decisiones de los sujetos generadores del experimento. ..	213
<b>Figura 6-2.</b> Diseño de la pantalla de resultados del generador. ....	214
<b>Figura 6-3.</b> Diseño de la pantalla de toma de decisiones del distribuidor durante el periodo valle de demanda. ....	216
<b>Figura 6-4.</b> Diseño de la pantalla de resultados del distribuidor durante el periodo valle.....	216
<b>Figura 6-5.</b> Diseño de la pantalla de toma de decisión del distribuidor durante el periodo pico de demanda (con posibilidad de interrupción de carga) .....	217
<b>Figura 6-6.</b> Diseño de la pantalla de resultados del distribuidor durante el periodo pico .....	217
<b>Figura 7-1.</b> Comportamiento de los precios medios en los periodos de demanda valle y semivalle por tratamientos T1, T2 y T3. ....	223
<b>Figura 7-2.</b> Comportamiento de los precios medios en los periodos de demanda pico y pico extremo por tratamientos T1, T2 y T3. ....	224
<b>Figura 7-3.</b> Gráfico de caja y bigotes de los precios por tratamiento. ....	225
<b>Figura 7-4.</b> Gráfico de caja y bigote de los precios del mercado experimental bajo la influencia de la estacionalidad, la hidráulica y la temperatura. ....	227
<b>Figura 7-5.</b> Comportamiento promedio de la cantidad de energía interrumpida (GWh) y el número de interrupciones por tratamiento. ....	228
<b>Figura 7-6.</b> Cantidad promedio de energía interrumpida (GWh) por cada tipo de agente, en cada tratamiento para los periodos pico y pico-extremo. ....	229
<b>Figura 7-7.</b> Número total de interrupciones y cantidad total de energía interrumpida (kWh) en el periodo pico, durante los tratamientos del experimento.....	229
<b>Figura A3-1.</b> Precios para periodos de demanda valle $D_{valle}$ y de demanda pico $D_{pico}$ .....	260
<b>Figura A3-2.</b> Precio fijo $\bar{P}$ para periodos de demanda valle $D_{valle}$ y de demanda pico $D_{pico}$ .....	262
<b>Figura A3-3.</b> Criterio eficiente de ampliación de la capacidad bajo precios tiempo-variantes. ....	264
<b>Figura A3-4.</b> Ampliación de la capacidad bajo precio-fijo $\bar{P}$ .....	266
<b>Figura A3-5.</b> Dispersión de precios cercanos a la capacidad nominal del sistema. ....	268



# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2-1.</b> Clasificación de las metodologías, modelos y herramientas evaluativas de los mercados eléctricos	41
<b>Tabla 3-1.</b> Matriz de caracterización de los clientes de un agregador de la demanda minorista	78
<b>Tabla 3-2.</b> Características de los clientes interrumpibles en tiempo real de tres agregadores.	91
<b>Tabla 4-1.</b> Tipos de experimentos económicos.	100
<b>Tabla 5-1.</b> Cuota de propiedad y cuota de mercado de las empresas de generación en noviembre de 2003. Fuente: OMEL.	138
<b>Tabla 5-2.</b> Capacidad instalada en el régimen ordinario del sistema peninsular, por zonas eléctricas y propietarios.	143
<b>Tabla 5-3.</b> Costes índices internacionales de instalación y producción de Energía Eléctrica de las tecnologías más frecuentes en el régimen ordinario del mercado español.	147
<b>Tabla 5-4.</b> Información fuente para la estimación del factor de carga de las centrales hidroeléctricas del régimen ordinario del mercado español. Fuente: El Sistema Eléctrico Español. Informes mensuales REE.	157
<b>Tabla 5-5.</b> Rangos de los factores de carga calculados y estimados de las centrales hidroeléctricas presentes en el mercado mayorista español.	162
<b>Tabla 5-6.</b> Calendario de elegibilidad del sector eléctrico en España.	168
<b>Tabla 5-7.</b> Relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España.	171
<b>Tabla 5-8.</b> Distribución del consumo para los grupos de consumidores del sistema peninsular (año 1998). Fuente: CNE. El consumo eléctrico en el mercado peninsular en los años 1998- 2003. <a href="http://www.cne.es">http://www.cne.es</a>	174
<b>Tabla 5-9.</b> Mapa de los niveles de demanda de energía eléctrica contratada en el Mercado Diario Español. (tomado de (Buriticá-Arboleda, 2004)).	182
<b>Tabla 5-10.</b> Relaciones entre los periodos de demanda eléctrica para diferentes resoluciones de tiempo. (tomado de (Buriticá-Arboleda, 2004)).	183
<b>Tabla 5-11.</b> Fechas resultantes de la aplicación de los filtros de estacionalidad, laboralidad y horario para del modelado del consumo de energía eléctrica en el mercado español en el periodo de 1998-2003.	183
<b>Tabla 5-12.</b> Correspondencia de las agrupaciones por grupos de consumidores y sectores de consumo de tarifas de acceso, reportados por la CNE	185
<b>Tabla 5-13.</b> Cuotas del mercado eléctrico peninsular por sector de consumo y empresas comercializadoras (Año 2003).	187
<b>Tabla 5-14.</b> Distribución del consumo de energía por grupos de usuarios, sectores de consumo y rangos de utilidad revelada en el Mercado de Producción de Energía Española.	193
<b>Tabla 5-15.</b> Composición del precio medio horario final mensual para los comercializadores y clientes cualificados del Mercado Diario en el año 2003.	196
<b>Tabla 6-1.</b> Plan experimental	203
<b>Tabla 6-2.</b> Coste de las interrupciones.	207
<b>Tabla 6-3.</b> Evolución del porcentaje de penetración de la interrumpibilidad en tiempo real	207
<b>Tabla 6-4.</b> Calificación de la intensidad de los ritmos de demanda.	210

<b>Tabla 6-5.</b> Influencia de las condiciones ambientales en el coste de producción de las centrales de generación.	
213	
<b>Tabla 6-6.</b> Comportamiento diario de la demanda para grupos de clientes. ....	215
<b>Tabla 7-1.</b> Estadísticos descriptivos del experimento. ....	222
<b>Tabla 7-2.</b> Prueba de Kruskal-Wallis. (agrupación por Tratamiento). ....	222
<b>Tabla A3-1.</b> Tipos de Elasticidad de la demanda. ....	269

## CAPÍTULO 1

# Introducción

### 1.1. Introducción

Asistimos a un proceso de transición hacia una nueva organización industrial del sector eléctrico, basado en los mercados competitivos; los cuales, vienen reemplazando a la organización impuesta por la planificación centralizada del sector; usualmente, de preeminencia estatal. En las dos últimas décadas del anterior siglo, tanto en Chile (1982), como en Inglaterra y Gales (1990) sucedieron los hitos pioneros de esta nueva tendencia; cuyo aspecto distintivo es la liberalización de los mercados y la parcial ó completa privatización de los derechos de propiedad de los activos de dicha industria. En España se acoge este cambio, de manera que, en 1998 entra en operación el Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español.

Se ha indicado que los mercados de electricidad “son inherentemente incompletos y competitivamente imperfectos desde el punto de vista de la teoría económica estándar” (Wilson, 2002; Stoft, 2002). Se argumenta que la calificación de “incompletos” es inevitable debido a que la energía eléctrica es un fluido (antes que un stock), y en la red se diluyen los derechos de propiedad. Además, existen restricciones de red, ambientales, de rampa de los generadores que limitan las posibilidades operativas. De tal manera, que el diseño del mercado eléctrico, está íntimamente ligado a las restricciones determinadas por el estado de desarrollo de la tecnología de la industria eléctrica. Se aduce además, que lo incompleto de los mercados eléctricos sería una dificultad menor, si la mayoría de los costes de transacción de la demanda no excedieran, tan abrumadoramente, a los costes de transacción del suministro; de manera que

esto, no diese lugar en el mercado, a gran número de componentes estocásticas y cíclicas de difícil percepción.

La causa principal de los costes de transacción de la demanda está relacionada con la asignada característica de inelasticidad de la demanda, originada como producto de su escasa o nula participación activa dentro de los mercados eléctricos; fenómeno este, heredado de la planificación centralizada de la anterior organización industrial del sector eléctrico; pues en ella el planificador-regulador actuaba como representante de los intereses de los consumidores.

Se coincide en identificar a la inelasticidad de la demanda, como la causa esencial de la crisis del año 2000 del mercado de California. Este fallo de la demanda, conjugado con problemas de diseño de mercado, originaron creciente poder de mercado, que a la postre, dio al traste con el desarrollo de este mercado (Faruqui, Chao, Niemeyer, Platt, & Stahlkopf, 2001; Green, 2003a; Hirst, 2001; S. Rassenti, Smith, & Wilson, 2001).

El divorcio que existía entre los mercados mayorista y minorista de electricidad, es considerado como un fallo del diseño del mercado de California. Esta situación originó que los consumidores no hicieran frente a los altos precios ocurridos durante la crisis, lo que llevó, en últimas, a la quiebra de las empresas eléctricas y a la carencia total del servicio. Los consumidores, que eran la demanda del mercado minorista, no urgían de la información de los precios del mercado mayorista para decidir su consumo, pues, la tasación de la energía a que estaban expuestos era de precio fijo. Así, el crecimiento de la demanda fue acompañado de un periodo de sequía, que originó precios altos como señal de escasez. Lo anterior, combinado con el ejercicio de poder de mercado de algunos generadores, devino en el sostenimiento prolongado de estos precios; que a la postre, llevaron al fracaso a la organización industrial del mercado eléctrico Californiano.

La actividad de la demanda es un problema esencial de los mercados, pues, en ella se afianzan los criterios de autorregulación de este tipo de organización económica; además, la inactividad de la demanda obstaculiza la apropiación de

los excedentes económicos necesarios para garantizar, de manera sostenible, las inversiones en las tecnologías de respuesta al precio por parte de los agentes que representan los intereses de la demanda.

Otro problema consiste, en que los programas, hoy existentes, de respuesta de la demanda, no son alternativas auto-sostenibles en el largo plazo; porque su diseño, está basado en una concepción de carácter asistencial del sistema, y no como una forma de ser de la demanda; donde su actividad sea motivada por el reconocimiento de sus propios intereses. Además, esta situación no permite la planificación de largo plazo de su actividad, la cual daría cuenta de su liquidez y capacidad de inversión. (Levy, Abbott, & Hadden, 2002).

La mayoría de los actuales representantes de la demanda en mercados mayoristas de electricidad (los comercializadores), proceden de la desintegración vertical manifiesta en separación financiera y/o organizacional (cuando ella ha tenido lugar), de las antiguas empresas monopolistas suministradoras de electricidad. Estos representantes, en su mayoría poseen remanente fidelidad a la marca de su empresa matriz.

Muchos de los fallos de los mercados eléctricos radican en la imposibilidad de los análisis económicos Ex-ante<sup>1</sup> para describir, con la conveniente fiabilidad, al mundo real de desarrollo de estos mercados en la práctica (Stoft, 2002); en consecuencia, hoy existen mercados que han funcionado de manera aceptable; y otros, que han sucumbido a causa de problemas no anticipados. Esta complejidad, evidenciada en el desarrollo de los mercados eléctricos, ha llevado a Richard Green a declarar que actualmente "... conocemos los ingredientes básicos para desarrollar un mercado, pero no cómo afinar su diseño. Conocemos que el poder de mercado es un problema; pero, no disponemos de modelos precisos de comportamiento estratégico de las empresas." (Green, 2003b).

---

<sup>1</sup> Análisis económicos apriorísticos fundamentados en argumentaciones teóricas y modelos de la economía ó experimentos económicos fundamentados en las teorías económicas tradicionales.

Además, también se constituye, como un problema adicional, la necesidad de inversión en la infraestructura tecnológica inteligente, que posibilite el ejercicio de la economía digital del lado de la demanda, sobre todo en los mercados minoristas de electricidad (EPRI, 2003).

En razón a tales dificultades y problemas, de la euforia inicial de calificar a los mercados emergentes con el apelativo de liberalizados, se ha pasado a nombrarlos como mercados de-regulados (en E.E.U.U) ó en transición.

De lo anteriormente expuesto, se puede concluir que los mercados eléctricos poseen fallos e imperfecciones originadas por:

- Fallos de diseño de mercado y de las metodologías y herramientas conceptuales de dicho diseño.
- Ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes encargados de producir y suministrar la energía eléctrica.
- Fallos de autorregulación y de estabilidad de los mercados.
- Desarticulación del mercado mayorista y minorista.
- Barreras a la participación activa de la demanda.

Estos fallos conllevan a alteraciones del precio de los mercados eléctricos por fuera del equilibrio competitivo, originando enorme volatilidad y el establecimiento de precios punta; los cuales, en ocasiones, obligan a la intervención regulatoria de los mercados.

## **1.2. Planteamiento y objetivos de la tesis**

El objetivo principal que orienta el desarrollo de esta tesis, es demostrar que la participación activa de la demanda puede elevar el autocontrol de los mercados mayoristas de electricidad y ayudar a mitigar las imperfecciones de los mercados; a la vez que, esta participación activa, abre nuevas posibilidades de desarrollos tecnológicos con características de gestión económica socialmente viables.

Esta participación debe ser de tal forma diseñada que posibilite su sostenibilidad económica en el largo plazo, de manera que por su actividad, puedan apropiarse de los excedentes del consumidor, que lleven a desarrollar inversiones en recursos de gerencia y tecnologías de respuesta al precio, incluidos la generación y almacenaje distribuido de energía. Tal participación, permitiría observar un comportamiento de precios, propio de un mercado autoregulado.

Para cumplir las condiciones de tal participación de la demanda, se considera ineludible, la introducción en la organización del mercado, de un agente con la especificidad de ser un gestor de la flexibilidad, de la eficiencia y de la tecnología de la demanda de energía. Agente que garantice la respuesta al precio del mercado y que logre agregar a clientes activos, con diferentes programas de gestión de riesgos a la exposición al precio mayorista. Este gestor debe estar comprometido con la actividad independiente de la demanda; es decir, referenciada únicamente a sus propios intereses económicos.

Así, surgiría el “agregador de la demanda”, como un tipo de comercializador del lado de la demanda y articulador entre el mercado mayorista y el minorista de energía eléctrica.

La economía experimental aporta una metodología válida para indagar sobre la participación activa de “agregadores” de demanda; de modo que puede establecerse la incidencia de su irrupción, en un mercado eléctrico mayorista experimental, sobre los precios y las diferentes ganancias de los agentes, que den cuenta del ejercicio de poder de mercado de los agentes y de las apropiaciones de los excedentes de los consumidores y clientes. Como modelo empírico de este mercado experimental se ha escogido al Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español ya que este mercado mayorista posee suficientes datos históricos (ex-post), que permiten desarrollar un prototipo de su ambiente técnico-económico.

Esta tesis intenta demostrar que la participación activa de la demanda, a través de la inclusión de “agregadores” de pequeña cuota de mercado, en el Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español, logra mitigar el poder de mercado

de las empresas tradicionalmente suministradoras de energía eléctrica, que poseen cuotas oligopólicas de mercado y remanencia de integración vertical.

### **Objetivo General:**

Demostrar, mediante la economía experimental, que la participación activa de la demanda logra mitigar eficientemente, el poder de mercado producido por la integración vertical y la alta concentración de la propiedad, manifiestas en las altas cuotas de mercado, existentes en los mercados mayoristas de electricidad.

### **Objetivos específicos:**

1. Fundamentar, teórica y de forma fáctica, la hipótesis de que la participación de la demanda en el Mercado Mayorista de electricidad podrá mitigar el poder de mercado producto de la alta concentración de mercado y la remanencia de la integración vertical de las empresas suministradoras de energía.

Este objetivo se particulariza en los siguientes propósitos:

- Establecer el estado del arte de la actividad de diseño de mercados eléctricos y de su relación con la participación activa de la demanda
- Determinar las imperfecciones y fallos de los mercados eléctricos; y entre ellas, identificar a la integración vertical y su remanencia perceptual en la marca, como una fuente de poder de mercado en los mercados mayoristas de electricidad.
- Ilustrar sobre las ineficiencias económicas incurridas por la carencia de la participación activa de la demanda en los mercados eléctricos
- Mostrar la evolución y el estado actual de la participación de la demanda, e identificar las barreras y las formas de participación de la demanda en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad.
- Describir y evaluar los mecanismos e incentivos existentes para el desarrollo de la participación de la demanda.



2. Identificar a la economía experimental como un método válido para el desarrollo del estudio de la participación activa de la demanda como una actividad conducente al afinamiento del diseño de los mercados de electricidad concretos.

Este objetivo se particulariza en los siguientes propósitos:

- Demostrar que la visión y el método aportado por la economía experimental es válido para el caso de las pruebas para el afinamiento y mejoramiento del diseño de mercados eléctricos concretos.
  - Identificar las imperfecciones relacionadas con el poder de mercado, las barreras y la potencialidad de participación de la demanda en el mercado específico del contexto experimental
  - Desarrollar una metodología para la construcción de prototipos de prueba experimental de los mercados eléctricos reales y aplicarla a un mercado concreto específico (el mercado mayorista de electricidad español).
3. Diseñar y desarrollar un experimento económico sobre el mercado concreto específico, utilizando el prototipo de prueba experimental, donde establecida la existencia de imperfecciones de mercado se pruebe el poder mitigatorio de la participación activa de la demanda sobre el poder de mercado.

Este objetivo se particulariza en los siguientes propósitos:

- Diseñar y desarrollar un experimento económico de participación activa de la demanda en el largo plazo, que ilustre el efecto de mitigación de poder de mercado, debida a la actividad de agregadores de la demanda. El poder de mercado es ocasionado por las altas cuotas de mercado, producto de la alta concentración de la propiedad y de la evolución de la desintegración vertical del mercado mayorista de electricidad español

- Demostrar la mayor eficiencia comparativa de la participación activa de la demanda frente a otros métodos de intervención de mercado para la mitigación del poder de mercado.
- Validar el prototipo de prueba experimental utilizado para el experimento de la participación activa de la demanda.

### **1.3. Motivación**

La Respuesta de la Demanda en los mercados eléctricos es el camino ineludible para alcanzar además, de la auto-organización de los mercados liberalizados de energía, la movilización de los consumidores de la energía hacia usos de mayor eficiencia energética, guiados por la certeza de su propio beneficio económico y ambiental.

Esta representa la convicción del Grupo de Nuevas Aplicaciones de Potencia del Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia. Durante las dos últimas décadas, el grupo ha desarrollado en compañía de otros grupos de I+D+i, la concepción, modelación, gestión de cargas; orientando esta actividad, desde la irrupción de los mercados liberalizados, hacia la actividad precio responsiva de la demanda.

La participación en diversos proyectos de orden nacional e internacional, dirigidos a la medición y la realización del potencial de la respuesta de la demanda han aportado base fáctica de apalancamiento de esta línea de investigación. Entre estos proyectos se pueden mencionar al proyecto EU-DEEP perteneciente al VI programa marco de la Unión europea; cuyo objetivo principal es desarrollar modelos de negocio, basado en los requerimientos de mercado para ampliar la penetración a gran escala de recursos energéticos distribuidos en Europa.

### **1.4. Organización de la tesis**

El contenido de esta tesis está concebida para partir, en lo posible, de lo general a lo particular y de lo abstracto a lo concreto; donde:

Inicialmente, en el Capítulo 2, se exponen las bases conceptuales de los criterios de diseño de mercados eléctricos orientadas a su modelación y la descripción de sus instituciones, de las imperfecciones y fallas acaecidas en la puesta en práctica de dichos diseños.

En el Capítulo 3 se profundiza en aspectos de la respuesta de la demanda, de la manera como se concibe hoy en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad, se describen sus limitantes y se finaliza con una propuesta hipotética de participación activa de la demanda a través de agregadores de demanda, quienes además de articular los mercados minoristas y mayoristas aportan el valor agregado de la gestión de la demanda guiada por sus propios intereses económicos.

En el cuarto capítulo se especifica el objeto y el método de la economía experimental, se exponen las bases de diseño de los mercados experimentales y sus aplicaciones. Se hace énfasis en la aplicación de la economía experimental a los mercados eléctricos, mediante experimentos orientados probar su diseño. Se desarrolla una propuesta metodológica con la finalidad de probar el funcionamiento de mercados reales basada en el desarrollo de prototipos de prueba experimental de mercados concretos aprovechando la existencia de datos históricos y estudios teóricos- empíricos del comportamiento de los mercados eléctricos reales.

En el Capítulo 5 se procede a la aplicación de la metodología anteriormente descrita mediante el desarrollo de modelos de conocimiento del mercado del mercado mayorista español y la construcción del prototipo de prueba a partir de ellos. Se establecen las imperfecciones y fallos del mercado y se plantea la hipótesis de participación activa de la demanda en el mercado mayorista concreto.

A continuación, en el Capítulo 6, se plantea el diseño del experimento de participación activa de la demanda dentro del ambiente económico e institucional proporcionado por el prototipo del mercado de producción español,

recogiendo el proceso histórico evolutiva de la desintegración vertical del mercado.

En el Capítulo 7 se expone la memoria de ejecución del experimento y sus resultados.

Por último, en el Capítulo 8 se enumeran las conclusiones y las aportaciones de esta tesis y se reseñan los trabajos futuros de investigación.

## **CAPÍTULO 2**

# **Modelado de los mercados eléctricos, imperfecciones y propuesta de mejoramiento**

Los actuales mercados eléctricos competitivos son mercados de diseño; es decir, son instituciones gobernadas por reglas; las cuales, son representadas por algoritmos; que seleccionan, procesan y ordenan los mensajes exploratorios de los agentes. Estos agentes están mejor informados sobre sus circunstancias individuales, que sobre las circunstancias de los otros. Así, estos mercados han alcanzado materialidad en la aplicación de la virtualidad; y sus algoritmos digitalizados son los soportes tecnológicos de la lógica de estas instituciones.

Los precios de la electricidad de estos mercados mayoristas tienen que ver con su diseño y posterior funcionamiento (desempeño) en el ambiente operativo de cada mercado particular.

### **2.1. El diseño de los mercados y la función de los precios**

Los mercados eléctricos liberalizados son un fenómeno emergente en el mundo. El primer mercado mayorista, de completo funcionamiento, entró en operación en 1990, en Inglaterra y Gales. El Acta de promulgación del mercado eléctrico de Victoria data de 1992. El mercado eléctrico en Colombia entró en funcionamiento en 1995. Los mercados de California y España entraron en operación en 1998. Aunque, en Chile y Noruega, de manera pionera, se adoptaron elementos de los mercados liberalizados, el mercado de Inglaterra y Gales se convirtió en el pilar de referencia de los mercados subsiguientes.

En este corto periodo de existencia operativa, los mercados eléctricos han sufrido, al parecer, los avatares de la corta edad de los organismos vivos: unos

superan la etapa de la niñez y son menos vulnerables y más estables (PJM, Nord pool); mientras que otros sucumbieron a vicisitudes (California); a la vez que otros se transformaron completamente (Inglaterra y Gales).

Tal dinamismo, pone en tela de juicio la concepción de considerar el diseño de mercados como una actividad de racionalidad infalible, donde existe el conocimiento suficiente para declarar anticipatoriamente y con precisión, sobre las futuras características de fiabilidad y estabilidad del objeto diseñado: el mercado eléctrico.

Existen varias corrientes de diseño de mercados que han tenido presencia en la corta historia de los mercados eléctricos liberalizados, entre ellas encontramos: la corriente de la “arquitectura de mercados”, la corriente de la “decisión automática” y la corriente de la “interacción humana”. Estas corrientes tienen en común la utilización de la teoría de juegos económica como herramienta de diseño; sin embargo, el enfoque de utilización de sus resultados difiere entre ellos; así tenemos:

1. **La Corriente de la “Arquitectura de mercado”** introduce el término de “Arquitectura” de mercado entendida con su doble significado en inglés: a) como una descripción de los principales elementos estructurales del mercado y, b) como una disciplina profesional que diseña elementos usando un cuerpo de criterios teóricos y criterios prácticos (Wilson, 2002).

Esta corriente afirma que la actividad de diseño de mercado está inmersa dentro de una actividad de “tono normativo”, que refleja “el papel incremental de la economía como una ingeniería”. Constituyéndose de esta manera, en una disciplina capaz de proveer una guía detallada del diseño de mercado. Se le asigna gran papel, en la fundamentación del diseño, a la teoría de juegos y a sus teorías derivadas de incentivos e información. Se asegura que, la teoría de juegos puede proveer un expandido herramienta; el cual, incluye metodologías para la predicción de tales aspectos de procedimientos que pueden influir en las estrategias de los participantes y afectar todo el diseño (Wilson, 1999).

En esta concepción a los experimentos les es asignado un rol ex ante, mientras que a los análisis empíricos un rol ex –post para la evaluación del diseño de los mercados.

En una aproximación al concepto de estructura se propone que la “estructura” se refiere a las propiedades de los mercados que están íntimamente ligadas a la tecnología y a la propiedad”; mientras que “la arquitectura del mercado es el mapa de sus submercados componentes”; además se agrega que la noción de estructura de mercado es desarrollada como parte del paradigma de organización industrial de los años cincuenta llamado “estructura- conducta- desempeño” (structure-conduct-perfomance) (Stoft, 2002, pp. 75–83).

- **La corriente de la “decisión automática”** está fundamentada en el desarrollo de modelos de simulación basados en “agentes inteligentes” los cuales buscan las estrategias de maximización de beneficios para sus firmas, cambiando algunas variables en el tiempo. Esto conlleva a la consideración de que si los “agentes inteligentes” cambian continuamente de estrategias es posible que estas estrategias no conduzcan a un equilibrio unívoco; sin embargo, las estrategias de los “agentes inteligentes” usualmente convergen en un rango pequeño. Así entonces, el promedio de ese rango es la mejor predicción de lo que ocurre con los precios del mercado diseñado. Este es el resultado que posee el diseñador para orientar su diseño del mercado eléctrico, los “agentes inteligentes” deben ser configurados como agentes racionales para poder cumplir las asunciones de la teoría de juegos y son diseñados para emular patrones de aprendizaje de las reglas de los mercados.
- **La corriente de la “interacción humana”** la constituye una rama de la economía experimental que utiliza el laboratorio como túnel de pruebas (test-bed) para examinar el desempeño de nuevas instituciones propuestas, modificar sus reglas y las características de la implementación; a la luz de los resultados de la prueba. Los experimentalistas fungen como diseñadores de mercado cuando corroboran las hipótesis emanadas de la teoría de juegos ó de los arreglos institucionales del mercado. Las hipótesis

comprobables en la teoría de juegos económica, se encuentran en las condiciones marginales que definen los puntos de equilibrio o en las funciones de estrategia que constituyen un equilibrio teórico. La Economía Experimental aplica métodos de laboratorio para estudiar la conducta de las decisiones interactivas y motivadas de los hombres, en contextos gobernados por reglas implícitas o explícitas

Las corrientes de diseño de mercados de “arquitectura de mercado” y “decisión automática” asignan la característica de racionalidad a los agentes del mercado. Esta racionalidad está definida también en la conducta esperada de los agentes dentro del mercado y tiene fundamentalmente que ver con las funciones objetivo de maximización de ganancias de los agentes en entornos de juegos interactivos. Esta racionalidad permite la predicción de los equilibrios competitivos (EC) y con ello los precios óptimos de mercado; sin embargo para lograr esto el diseñador de mercado necesita de todos los datos para calcular un EC y tiene dos posibilidades según la teoría económica tradicional:

- Poseer la información de los agentes pues, todos ellos deben tener la información completa sobre cada una de las preferencias individuales y las oportunidades de la producción en el mercado. Ya que se parte de que un EC es simplemente un estado ideal realizable solamente bajo plena información de los agentes. (Se resuelve el problema de procesamiento y utilización de la información en la economía).
- Calcular el EC bajo el supuesto de que todos los agentes son “tomadores de precio” y no tienen poder para modificarlo. (Se resuelve el problema de la formación de precios).

Estos acercamientos al diseño de los mercados eléctricos asignan cierto grado de inmutabilidad al mercado, pues la variación de las condiciones del cálculo conlleva a la obtención de resultados diversos del EC. Aunque ellos se constituyen en marco útil del análisis económico no resuelven el problema de la rápida adaptación a los cambios en las circunstancias particulares de tiempo y de lugar para la toma de decisiones. Esto acontece usualmente en los mercados eléctricos donde se pueden percibir cambios horarios de los precios en un mismo



día de manera que hasta pueden diferir hasta en 10 veces. Esto es debido a que el producto transable del mercado eléctrico no es almacenable en grandes cantidades y las condiciones de variación de la demanda pueden producir condiciones de abundancia y escasez de ciclo diario.

En consecuencia parece ser necesario que exista descentralización en la toma de decisiones, de manera que sean los humanos familiarizados con las circunstancias particulares quienes aseguren la aplicación del conocimiento de sus circunstancias y expectativas y así, tomen las decisiones puntuales necesarias. Sin embargo, el hombre individualmente no puede decidir exclusivamente, en base de su conocimiento limitado; aunque, íntimo de los detalles. Pues necesita información sobre la apreciación social, actual y futura, del bien a transar de un gran sistema económico. La solución al problema es que, toda la miríada de circunstancias de los otros individuos que le es relevante, está resumida y transportada en los precios que él ve.

En resumen, debemos mirar al sistema del precio como un mecanismo de comunicación de la información, el hecho más significativo sobre este sistema, es la economía del conocimiento con la cual funciona, o de cómo los individuos necesitan saber poco para tomar la acción correcta. Solamente la información más esencial es filtrada, y sólo llega a quienes les concierne; así, los precios son reclamados como los portadores de todas las necesidades individuales conocidas sobre otros, y de las restricciones sociales y físicas de todas las actividades subyacentes a esos precios (Hayek, 1984a).

Ante el paradigma de predicción de precios propuesto por la racionalidad cartesiana surge la interpretación de la competencia como un proceso de descubrimiento, más que un modelo de determinación del precio del equilibrio, se arguye que "... dondequiera que el uso de la competencia pueda ser racionalmente justificado, lo que es natural que ocurra cuando no conozcamos por adelantado los hechos que determinan las acciones de los competidores... la competencia es valorable solo si, y en razón a que sus resultados son imprevisibles; y en conjunto diferentes de los que cualquier persona tenga, o pueda tener, o haber tenido como objetivo deliberado... Es ésa la consecuencia

necesaria y la razón por la que utilizamos la competencia, estos son los casos, en los cuales resulta interesante.”(Hayek, 1984b). Este significado de motivación hacia la competencia, está por fuera, por el momento, de los atributos de las máquinas autómatas desarrolladas hasta ahora. Y deja entrever el profundo carácter social de la competencia; y, por ende de los mercados competitivos.

A mediados de la década de 1970, los estudios experimentales de mercado de subasta se habían automatizado, mediante las Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC), lo que significó que los mensajes de los participantes fueran comunicados mediante su digitalización por teclado; esos mensajes fueron exhibidos en las pantallas de los monitores; las reglas institucionales fueron codificadas como algoritmos aplicados a los mensajes; y los datos fueron marcados (sellados), mediante una impresión horaria y registrados según lo especificado. Tal desarrollo tuvo consecuencias de gran alcance; y, una de ellas fue la aparición de los mercados de diseño. Lo cual, no significó que se falseara la concepción de Hayek sobre el orden institucional espontáneo (no diseñado) de los mercados; sino, muy por el contrario, se puso de relieve la necesidad del desarrollo de experimentos y análisis para probar y aprender a través de ensayos de prueba y error, que tales mercados, una vez puestos en práctica en la economía, han servido para reforzar los principios articulados por Hayek, como ha sido demostrado expresamente por experimentos reportados en (Plott & Smith, 2008) (V. L. Smith, 1991).

De esta manera, se aporta una concepción de mercado de carácter institucional que ha sido utilizada ampliamente en el diseño de mercados eléctricos, la cual se resume de la siguiente manera: Los mercados son instituciones gobernadas por reglas; las cuales, son representadas por algoritmos que seleccionan, procesan y ordenan los mensajes exploratorios de los agentes; quienes están mejor informados sobre sus circunstancias individuales que sobre las de los otros. Muchas instituciones de mercado existen en la economía, y son un producto complejo de la evolución cultural; cada una, inventada por nadie, y con todo por cada uno; las cuales, exhiben la capacidad de producir un orden del intercambio a partir de información dispersa. Lo que emerge es una forma de "mente social"; la cual, soluciona problemas complejos de la organización sin la cognición

consciente. Esta "mente social" es nacida de la interacción entre todos los individuos, con las reglas de la institución. Aunque, las nuevas instituciones de "diseño" emergentes tienen diseñadores, ellas requieren modificaciones extensas, a la luz de la prueba de la experiencia; y, después, si son adoptadas en la práctica, tendrán una vida evolutiva propia. (V. L. Smith, 2001).

Aunque, se observe al mercado como institución auto-organizada, no puede minimizarse el papel de la conducta individual de los agentes; así, aunque, podamos pensar en un mecanismo de asignación, como procedimiento institucional; el cual, permita que las preferencias de los individuos sean trazadas como asignaciones finales (quizá utilizando autómatas), esta formulación abstracta no tendría en cuenta, explícitamente, el hecho de que las preferencias son privadas e inobservables, y que las instituciones tienen que confiar en los mensajes divulgados por los agentes, que además, pueden no ser sus verdaderas preferencias.

Por ejemplo, aunque partamos de que ninguna mente posee, en forma conjunta, toda la información conocida por todos en el mercado, surge un problema teórico estándar; el cual, plantea la posibilidad de que un agente afecte a los precios; y, a los resultados de un mercado, mediante reportes de sus preferencias alterados estratégicamente, (lo que es conocido como subrevelación). Esto se puede ilustrar con el ejemplo de un comprador, que posee una máxima disposición-a-pagar de \$10, \$7 y \$4, respectivamente, para tres unidades de un bien, y que cree que los vendedores están dispuestos a vender por menos, puede estratégicamente pujar, para todas las tres unidades, en \$3, como una tentativa de bajar el precio de compra de las tres unidades.

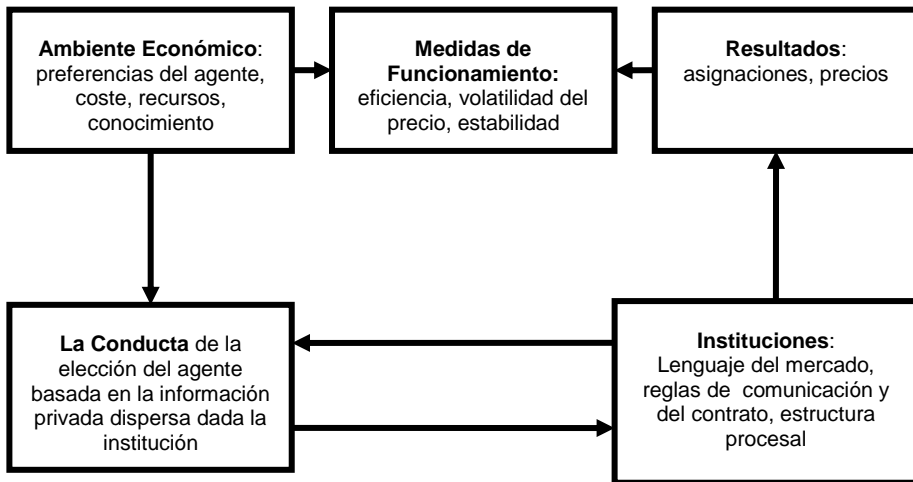
Los mecanismos de asignación son realmente mapas de preferencias, y de información o creencia de cada agente sobre los otros agentes, y sobre las asignaciones. Aunque, es posible que un agente pueda obtener alguna ventaja estratégica, subrevelando su demanda u oferta; el resultado de tal acción dependerá de las acciones de los otros (en un caso específico, posiblemente la valoración del contrario). Este fenómeno se presenta en los mercados experimentales y reales que tienen lugar en el sector eléctrico. La comprensión

teórica del ¿porqué? y del ¿cómo? esto ocurre es débil según Smith, y representa uno de los problemas sin resolver de la economía/teoría de juegos.

La concepción de Hayek, sobre la función de los precios; posteriormente recogida por Vernon Smith y aplicada a los mercados de “diseño” utilizados en los mercados eléctricos, guiara como referente conceptual fundamental, de presencia permanente, el desarrollo de esta tesis. Al tenor de esta concepción, la actividad de diseño de mercado es entendida como una actividad interactiva e iterativa entre la experiencia práctica de los mercados, la evolución cultural y la concepción del diseñador. Con esta luz se desarrollarán los argumentos principales de acción para el estudio de los mercados, de los precios y de la participación activa de la demanda.

## 2.2. El modelado de los mercados

La actividad de diseño tecnológico<sup>2</sup> se distingue por la posibilidad de desarrollar explícitamente un modelo replicable del objeto a diseñar. En consecuencia V.Smith con la concepción anteriormente expuesta propone el modelo representado en la Figura 2-1.



**Figura 2-1.** Los componentes de todo mercado: Ambiente, institución y conducta.

<sup>2</sup> El concepto de Tecnología se adopta, en lo básico, como el uso del conocimiento científico para especificar modos de hacer las cosas de una manera reproducible.

Describiremos los componentes de todo mercado:

### 2.2.1. El ambiente económico

La gente comercia porque existen (las expectativas de) ganancias del intercambio. Es decir, qué las ventas del vendedor valen más para el comprador que para el vendedor, y por lo tanto la transferencia puede ser la mejor partida. El término "ambiente económico" será utilizado para describir el sistema de todas las circunstancias individuales en un mercado que definen las ganancias potenciales totales del intercambio.

Cuando se establecen y valoran las circunstancias individuales de un mercado, el "ambiente económico" se convierte en la demanda y en la oferta efectiva del mercado. Esto sucede cuando ordenamos todos los valores de los compradores desde el más alto al más bajo (demanda) y todos los costes de los vendedores desde el más bajo al más alto (oferta) sin importar la identidad de la "propiedad". Así la "demanda" es el programa de la máxima disposición-a-pagar en el mercado, así como la "oferta" es el programa de la mínima disposición-a-aceptar. La suma total de toda esta información no es conocida, en ningún mercado verdadero, ni a ningún individuo participante.

### 2.2.2. Las instituciones

Todos los mercados funcionan por reglas formales y explícitas como las reglas de los pool de los mercados mayoristas de electricidad; o por normas informales e implícitas como el intercambio social entre dos personas. Las instituciones definen la lengua - los mensajes - del mercado, así como las pujas, las ofertas y las aceptaciones, las reglas que gobiernan el intercambio de mensajes, y las reglas que definen las condiciones bajo las cuales los mensajes conducen a las asignaciones y a los precios. Si hay  $n$  agentes,  $i = 1, 2, \dots, n$ , y cada  $i$  elige un mensaje  $m_i$ , entonces la asignación  $x_i$  al agente  $i$  es definida por la institución como una regla, que podemos expresar en la forma funcional genérica

$$x_i = h(m_1, \dots, m_i, \dots, m_n)$$

Cuando la institución reconoce diferentes clases de agentes sujetos a diferentes reglas, se notará como  $x_i = h_i(\bullet)$  indicando por medio del subíndice  $i$ , que la regla de asignación que también depende de la clasificación de  $i$ . Así, los especialistas en una bolsa de acciones están sujetos a reglas diferentes que las de aquellos que son miembros comerciantes.

Como ilustración de tales reglas institucionales definitorias, se tomará una subasta de puja ascendente ("subasta inglesa") donde cada nueva puja (mensaje) debe ser más alta que la que ha sido puesta por una puja anterior, y la concesión será adjudicada al último pujador (licitador), a un precio igual a la última puja, cuando no hay nuevas ofertas presentadas. Así, las reglas de la subasta inglesa son:

$$x_i = h(m_1, \dots, m_i, \dots, m_n) = 1; \quad x_k = 0, \text{ para todo } k \neq i,$$

Aquí, se ha ordenado a los pujadores (licitadores) de modo que,  $m_1 > m_2 > \dots > m_n$  lo que quiere decir que el agente  $i=1$  tiene la puja más alta. Por lo tanto el único artículo para la venta se concede al Sr.1. y todos los demás no reciben nada. Es necesario observar la importante distinción entre los mensajes y las concesiones: durante la subasta, cuando el Sr.1 anuncia la oferta  $m_1$ , nadie sabe con certeza a quién será concedido el artículo. Posteriormente, todos se enteran de que ningún otro agente,  $k$ , está dispuesto a levantar la puja, de modo que, entonces y solo entonces, las reglas de la institución nos dicen que  $x_1=1, x_k=0$ . De esta manera, el Sr.1 no elige comprar el artículo. Él solo elige levantar la puja. Posteriormente la institución es la que lo declara a él, como el comprador en virtud de las reglas, bajo las cuales se ha descubierto que no hay otro pujador (licitador) dispuesto a hacer una oferta más alta.

### 2.2.3. La Conducta

La conducta conecta la motivación en el ambiente con la institución para producir las decisiones, y los resultados. Los agentes con circunstancias diferentes tienen urgencias diferentes (máxima disposición a pagar) para adquirir bienes/servicios, y prioridades diferentes (mínima disposición de aceptar) para renunciar a bienes/servicios. El proceso de negociación está

conformado como aquel, en el cual la gente elige entre los mensajes basados en sus circunstancias, y conociendo el lenguaje y las reglas del mercado. Así, si las circunstancias de un agente  $i$  en el ambiente económico se representan por  $E_i$  y el sistema de reglas institucionales es  $I$ , entonces la conducta se puede expresar como:

$$m_i = \beta \langle E_i | I \rangle, i = 1, 2, \dots, n$$

La conducta es el trazo en mensajes de las circunstancias individuales, condicionadas a las reglas del mercado. La institución elige resultados mediante la aplicación de sus reglas a los mensajes, según lo indicado arriba como  $x_i = h(m_1, \dots, m_i, \dots, m_n)$ . Esto se ilustra en la Figura 2-1. Cada agente tiene un estado de información, preferencias, costes, recursos, conocimiento, y, conociendo las reglas institucionales, elige mensajes. La institución procesa los mensajes para determinar asignaciones y precios. Este camino, en la Figura 2-1, desde el ambiente económico hacia abajo a través de la elección y de la institución, hasta volver arriba a los resultados, representa la operación del mercado.

Es de notar que dentro del paradigma de modelación del mercado como una Arquitectura de Wilson, la estructura se ve reflejada en lo que para Smith constituye el ambiente económico; mientras que la arquitectura refleja a las instituciones involucradas en la transacción. Es, entonces, evidente que la conducta de los agentes del mercado está exógenamente definida por una teoría predictiva de dicha conducta; ya sea por la teoría económica de juegos, o, por la teoría económica clásica; pues, existen instituciones de mercado de electricidad que no son regidas exactamente por lo predicho por la teoría de juegos económica.

#### **2.2.4. Los resultados de los mercados**

Los resultados de los mercados surgen en términos de precio y asignaciones de los bienes del mercado; como producto de la interacción, entre la conducta de la elección de los agentes del mercado, bajo la influencia de la institución de

mercado dada (la conducta estratégica), y las características de la institución de mercado; la cual, define el lenguaje del mercado, las reglas de comunicación y del contrato, y la estructura del proceso de formación del precio y asignación de los recursos del mercado.

Los efectos de la conducta de unas empresas en la de otras es un tópico estudiado en economía. Los modelos de la conducta estratégica de las empresas se pueden clasificar en tres grupos:

1. Los modelos del paradigma estructura-conducta-desempeño, entre los que se pueden destacar los de (Robinson, 1933), (Manson, 1939), ó,(Chamberlin, 1965). Según este paradigma, el poder de mercado de una empresa, su cuota de mercado y sus beneficios mantienen una relación de causalidad.
2. Las teorías del oligopolio con apoyo de la teoría de juegos. Estos modelos, entre los que pueden destacarse a (Cournot, 1838), (Bertrand, 1883), (Von Neumann & Morgenstern, 1944) y (Shubik, 1959) hacen hincapié en la interacción estratégica entre las empresas. Estas teorías sostienen en general que es la interacción estratégica y no la estructura de mercado lo que genera el poder de mercado<sup>3</sup> de las empresas. Unos modelos parten de empresas fijadoras de cantidades y otros de empresas fijadoras de precios.
3. La Escuela de Chicago considera que la clave es la eficiencia de las empresas. Según esta escuela, la libertad de entrada y salida de las empresas y la tecnología determinan la estructura del mercado. Así por ejemplo, según (Baumol, Panzar, & Willig, 1982), el temor de las empresas ya establecidas en el mercado a la competencia potencial hace que las empresas sean eficientes y se comporten de manera competitiva.

---

<sup>3</sup> Es la divergencia que existe entre el precio de un bien o servicio y el coste marginal del producto Tirole 1988. La habilidad de un vendedor particular, o grupo de vendedores, de influir en los precios de un producto en su beneficio, durante un período sostenido de tiempo. Rudkedvich y otros 1998.



Estos tres paradigmas explican conceptualmente los tipos o modelos de mercado existentes con sus previsible resultados.

Así, siguiendo el paradigma estructura-conducta-desempeño, Se pueden distinguir, básicamente, cuatro tipos de mercado, en función del número de intervinientes y, relacionado con ello, de la capacidad de los mismos de influir en el precio. Es decir, donde la característica estructural de distribución de propiedad y cuota de mercado sería la principal causa de explicación de los precios. Estos tipos de mercado son a) la competencia perfecta, b) El monopolio, c) el oligopolio y d) el mercado monopolímicamente competitivo.

En el segundo paradigma se definen las características del mercado en función de la interacción competitiva y conductual de sus agentes, sobre la base de que estos agentes son racionales, y participan de un juego que consiste en anticipar la reacción de las compañías competidoras ante cambios en las condiciones del mercado; y así, pueden planificar la política a seguir, para conseguir la máxima rentabilidad posible. La racionalidad consiste en que los agentes toman decisiones coherentes con los óptimos individuales; de manera que pueda emerger un óptimo de la interacción.

La teoría de juegos no considera, por ende, que la acción monopolista pueda ser descrita por una interacción; ya que el monopolista puede fijar unilateralmente el precio sin atender a la acción de otros agentes. En consecuencia, existen diferentes modelos emanados de la teoría económica de juegos desde la competencia perfecta, pasando por los modelos duopolistas, hasta llegar a los modelos oligopólicos de mercado; los cuales, podrían considerarse como generalizaciones de los modelos duopolistas, entre los cuales se pueden destacar los modelos de Cournot, Bertrand, Stackelberg y Friedman.

Por lo general, para cada estrategia que adopta un jugador o empresa, existen varias estrategias (reacciones) abiertas para el otro jugador. El resultado de cada combinación de estrategias empleadas por los dos jugadores se conoce como rendimiento. Al rendimiento de todas las estrategias se le conoce como matriz de rendimiento.

## **2.2.5. Las medidas de funcionamiento (desempeño) de los mercados**

### ***La Eficiencia***

La eficiencia de cualquier modelo de mercado, ya sea bajo el paradigma de estructura-conducta-desempeño, ó, de la teoría de juegos, se puede medir a través del beneficio que obtienen compradores y vendedores. Para comparar la eficiencia de estos modelos de mercado hay que ver con cuál de ellos se maximiza este beneficio.

En el análisis económico se denomina óptimo de Pareto a aquel punto de equilibrio en el que ninguno de los agentes involucrados podrá mejorar su situación sin reducir el bienestar de cualquiera de los otros agentes.

Como criterio tradicional de la eficiencia es considerado al óptimo de Pareto; el cual, ofrece un mecanismo para definir en calidad de teoría formal o modelo del equilibrio de la conducta de los agentes, quienes maximizan su utilidad y ganancias dados los precios y la institución, con la cual se producen los precios de aclaración del mercado.

Un concepto importante en la evaluación de un sistema microeconómico es su “compatibilidad al incentivo”. Así, cuando se afirma que las reglas de la institución son “compatibles al incentivo”, es porque la información y las condiciones del incentivo son tales, que las reglas producen el que los agentes individuales sean compatibles con (o, realicen) el logro de resultados socialmente preferidos, como el óptimo de Pareto. Específicamente en la literatura teórica de economía, un mecanismo de asignación es compatible al incentivo, si el produce como resultado un equilibrio de Nash; el cual, a su vez es un óptimo de Pareto.

Esto significa que las reglas especificadas en las instituciones, en conjunción con la conducta de maximización de los agentes, producen una elección de mensajes que constituyen un equilibrio de Nash cuyos resultados son un óptimo de Pareto. Este resultado animó a los diseñadores de mercado a confiar en la infalibilidad de la conducta racional de los agentes, descrito en la teoría de

juegos y a depositar en el diseño de instituciones las claves de la eficiencia de los mercados.

Sin embargo, la Teoría de Juegos no nos da a priori una indicación única sobre el tipo de conducta estratégica seguido por los agentes. Además, en los juegos a una sola etapa, el equilibrio de Nash puede surgir en un mercado tipo Cournot; y por el contrario, en el marco de los juegos repetidos, el posible equilibrio de mercado no sea único. Los mercados mayoristas de energía eléctrica no son juegos a una etapa, son a veces juegos repetidos o multijuegos.

Por tanto, mientras que uno de los individuos incluidos en el sistema de distribución, producción o consumo pueda mejorar su situación sin perjudicar a otro nos encontraremos en situaciones no óptimas en el sentido paretiano. El óptimo paretiano no es sensible a los desequilibrios e injusticias en la asignación de recursos, factores, bienes y servicios, o en la propiedad de éstos, ya que una situación en la que se distribuyan 10 unidades de un bien para su consumo entre dos individuos permite obtener 10 óptimos distintos de Pareto con independencia de la justicia de tal asignación. Serían óptimos de Pareto tanto una distribución del tipo 10 a 0, como otra del tipo 5 a 5, ya que una vez asignados, en ambos casos, para mejorar la situación de un individuo irremediamente se empeoraría la situación del otro al tener que ceder una de las unidades del bien o servicio (aunque el primero parta de 0 y el último de 10). Esto quiere decir que el óptimo de Pareto es sensible a las condiciones iniciales de la asignación

El mercado perfectamente competitivo es un sistema de asignación eficiente. Por paradójico que resulte, aunque el punto de equilibrio se alcance como resultado de miles de decisiones de compradores y vendedores que buscan exclusivamente su propio beneficio, el resultado obtenido logra maximizar el beneficio de la sociedad. Su resultado constituye un óptimo de Pareto, el cual puede entenderse como el modelo de mercado ideal, que logra la mayor eficiencia al lograr vaciar todo el mercado y lograr el máximo beneficio para los agentes.

Sin embargo, existen otros óptimos de Pareto que atañen a cada uno de los modelos de mercado hallados por la teoría del oligopolio, basada en la teoría de juegos; pues, para ellos es identificable un equilibrio de Nash que corresponda a su vez a un óptimo de Pareto, que surja como resultado del conducta de los agentes descrito por el modelo.

Bajo el paradigma de estructura-conducta-desempeño donde el poder de mercado, las cuotas de propiedad y de mercado y los beneficios poseen una relación de causalidad; así, la eficiencia del mercado es explicada a partir de la medición de la cuota de propiedad y mercado, las cuales serían la causa de poder y concentración de mercado. La medición de la estructura causal es llevada a cabo, a través de los siguientes índices, diferenciados de la siguiente manera:

a. *Índices de medición de poder de mercado*

El poder de Mercado puede generalmente ser definido como la habilidad de un vendedor particular, ó, un grupo de vendedores, para influir en el precio de un producto para obtener ventaja sostenida durante un periodo de tiempo.

El índice de Lerner (L) mide el grado de poder de mercado de una empresa. Se determina mediante la razón de la diferencia entre el precio P y el costo marginal CM respecto al precio, o mediante el inverso multiplicativo del valor absoluto de la elasticidad precio de la demanda. Matemáticamente:

$$L = \frac{P - CM}{P} = \frac{1}{e} = \frac{\Delta P}{\Delta Qd} \cdot \frac{Qd}{P}$$

El valor de L puede oscilar desde cero, para una empresa de competencia perfecta, hasta uno, para una empresa de monopolio puro.

El índice de Precio-Costo Marginal (PCMI- Price-Cost Marginal Index) cuantifica el grado en que el precio P del producto en que el mercado es desviado del precio P<sub>cp</sub> que se obtendría de un mercado de competencia perfecta. El índice PCMI se define matemáticamente como sigue:

$$PCMI = \frac{P - P_{cp}}{P_{cp}} \times 100\%$$

Si el índice PCMI toma un valor de cero, implica la presencia de un mercado de competencia perfecta. Mientras que un valor del 100% del índice PCMI significa que la diferencia del precio de mercado excede en doble del valor que se esperarí para tener un mercado de competencia perfecta.

(Rudkevich et al. 1998) informan que el Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de los Estados Unidos, considera competitivo aquel mercado que no excede su nivel de competencia perfecta en un 5%.

b. *Índice de medición de la concentración de mercado*

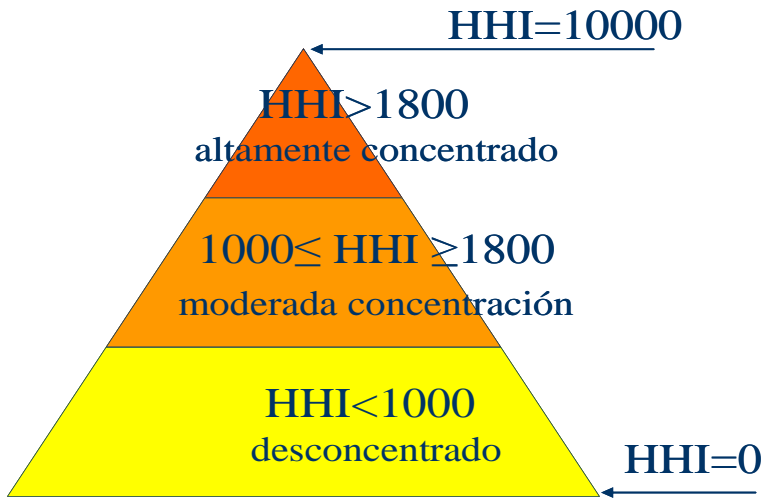
La concentración del mercado es una medida del número de firmas que tiene un mercado. El grado en que puede darse el ejercicio del poder de mercado puede estar fuertemente relacionado de manera funcional con la concentración del mercado; sin embargo, el poder de mercado también depende de la estructura del mercado, de la naturaleza particular que será vendida en el mercado, de la tasa de entrada de nuevas firmas al mercado y de la elasticidad al precio de la demanda por ese producto.

El índice de Herfindahl (H) o Herfindahl-Hirschmann HHI es una medida de la concentración de la participación de las firmas de una industria en conjunto. H se determina mediante la suma de los cuadrados de los valores de las participaciones en las ventas del mercado de todas las empresas de la industria. Matemáticamente:

$$H = \sum_{i=1}^n S_i^2 = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_n^2$$

Donde  $S_i$  es la participación en el mercado de la  $i$ -ésima empresa de las  $N$  empresas que conforman la industria. Mientras más grande sea el valor de  $H$ , mayor será el poder de monopolio de la industria.

$$HHI = \sum S_i^2 \quad \sum S_i = 100\%$$



**Figura 2-2.** Rangos de medida de la concentración del mercado según el índice HHI.

### ***La Volatilidad del precio***

La volatilidad del precio es una medida de la oscilación con respecto de un valor medio de referencia. Normalmente se habla de la volatilidad de los precios de cualquier activo, que es la desviación típica del porcentaje de variación diario de los valores correspondientes al último año.

Una unidad de medida estadística que indica la tendencia a tener cambios bruscos en un determinado periodo de tiempo; por tal razón, se refiere al grado de fluctuación y capacidad de predicción de un precio en el mercado. Se convierte entonces en una medida del riesgo de un activo.

### ***La Estabilidad***

La estabilidad del mercado se conoce como la capacidad para permanecer en un estado de equilibrio de Pareto, o entre distintos equilibrios paretianos; siempre y cuando no se afecte la liquidez del mercado.

La liquidez de un mercado se refiere a la capacidad que posee un activo para ser convertido fácilmente mediante un acto de compra o venta sin causar un movimiento significativo en el precio y con pérdida mínima de valor. El dinero, o el efectivo en caja, es el activo más líquido. Un acto de cambio de un activo menos líquido por un activo más líquido es llamado liquidación.

La liquidez, entonces, se refiere a que tan rápido y barato puede un activo ser convertido en dinero efectivo.

Los activos que generalmente sólo pueden ser vendidos después de una búsqueda exhaustiva y larga de un comprador son conocidos como ilíquidos.

### **2.3. Las instituciones de los mercados eléctricos**

Los mercados eléctricos liberalizados poseen diversas instituciones de mercado. Esto debido a que se han desarrollado diferentes formas de transacción, en la medida en que se han diferenciado los productos a intercambiar; ya sea, para el intercambio de energía, reserva de energía, capacidad, restricciones; además, estos productos se transan diferenciados en el tiempo: en el mercado spot (tiempo real o cercano a él), opciones, futuros, contratos por diferencia, contratos bilaterales, etc. También, se diferencian por los mecanismos de coordinación de los agentes: centralizado (pool) ó descentralizado (transacciones bilaterales).

Esta diversidad es, conceptualmente, atenuada por la teoría de subastas. Aunque el uso de las subastas se remonta a la antigüedad, el desarrollo de la Teoría de Subastas es relativamente reciente: comienza a mediados del siglo XX; sin embargo, solo hasta la última década de ese siglo es cuando se consolida su reconocimiento e influencia práctica. La Teoría de Subastas suele asumir que las normas del proceso de venta están fijadas, son conocidas y existe la certeza de que se van a aplicar (este es un supuesto extendido en la Teoría de Juegos; de la cual, la Teoría de Subastas se puede considerar una aplicación).

(McAfee & McMillan, 1987) definen una subasta como una institución de mercado, que cuenta con un conjunto explícito de reglas, las cuales determinan

la asignación de recursos y los precios del mercado, basándose en las pujas y/o ofertas presentadas por los participantes. A partir de la concepción expuesta en (Vickrey, 1961), se han considerado principalmente cuatro tipos de subastas básicas. Estas son las subastas más antiguas y de mayor estudio; en las cuales, se vende un único bien entre un número elevado de compradores o vendedores. En los mercados eléctricos, esto puede ocurrir cuando una compañía comercializadora adquiere su energía, mediante un proceso licitatorio para escoger candidatos a firmar contratos de largo o mediano plazo, para lo cual existe un grupo de oferentes generadores disponibles. En el Anexo 2.1 se realiza una breve descripción de cada uno de estos tipos.

A continuación nos centraremos en el estudio de la subasta doble de precio uniforme (UPDA), a la cual se le dispensará profusa atención en el cuerpo de esta tesis.

**La institución de subasta doble de precio uniforme (UPDA)** es un mecanismo de retroalimentación continua en tiempo real en la que se aclaran todas las negociaciones en un solo precio en cada período de negociación. Este es un "mercado de diseño" inventado por los experimentalistas, quienes se preguntaron, "¿Se pueden combinar las ventajas de la retroalimentación continua de información de la subasta doble con las ventajas del precio uniforme (volatilidad cero) de la subasta de puja-oferta sellada?". Pues, con la puja a ciegas de la subasta de puja-oferta sellada se requieren varias repeticiones de las interacciones para alcanzar el óptimo, con el coste de muchos periodos de negociación perdidos durante el proceso. ¿Se podría acelerar el descubrimiento del precio, procesando continuamente la información de retroalimentación sobre el estado tentativo del mercado, y permitiendo que las pujas (peticiones) sean ajustadas dentro de cada período? La UPDA es una institución que fue posible gracias a la alta velocidad de las actuales Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC). Esta subasta se desarrolla en varias formas experimentales dependiendo de si hay una regla fija del tiempo, o si existe una regla endógena de cierre (el mercado se cierra si no hay una nueva transacción comercial después de un período pre-especificado); también si se efectúa a "libro abierto" ó "libro cerrado"; es decir, si la lista de todas las pujas y las ofertas se exhiben o



no; y por último, si las pujas aceptadas gozan de una prioridad condicional de tiempo (una puja u oferta mejor no puede desplazar a una aceptada, a menos que resuelva los términos de una puja o de una oferta en el otro lado). En el capítulo de (K. McCabe, Rassenti, & Smith, 1991, p. 311) se expone un informe de 49 experimentos de UPDA donde se comparan diversas versiones con la subasta doble continua. Todas estas versiones producen aún más subrevelación de la demanda y de la oferta que la subasta bilateral a ciegas; pero, la eficiencia tiende a ser mayor, especialmente en los primeros períodos, e incluso en una de sus variantes (con cierre endógeno, con libro abierto, y con la regla del "otro lado" con prioridad condicional de tiempo) su eficiencia es mayor que la de la subasta doble continua. Además, un resultado especialmente importante de experimentos realizados con la última variante de esta subasta es el efecto de que cada lado se erige una barrera sólida en contra de la manipulación del otro lado.

De la experiencia experimental de estos tipos de subastas se desprenden las siguientes afirmaciones que contradicen las creencias tradicionales del saber económico:

- En estas instituciones algunos son tomadores de precio, algunos hacedores de precio, algunos ambos. Por lo tanto, la idea de que todos deben ser tomadores de precio no es ni necesaria ni suficiente para producir un orden cooperativo ampliado del mercado.
- El conocimiento del participante de las circunstancias de los otros, no es condición necesaria ni suficiente para producir un orden ampliado de la cooperación.
- Ambos mercados, el de la subasta doble y el de diseño UPDA, proporcionan una adaptación rápida a los cambios dinámicos aleatorios en las circunstancias individuales.

La subasta doble de precio uniforme (UPDA) halló enorme profusión en los mercados eléctricos desde que fue aplicada por primera vez al mercado de Inglaterra y Gales, debido a su enorme transparencia y a la sencillez de su

algoritmo de asignación (casación); el cual, solo consiste de la ordenación ascendente de las ofertas y descendente de las pujas en un mismo periodo de casación y la posterior determinación del precio y la cantidad de energía casada mediante la intersección de la curvas de demanda agregada y oferta agregada como se muestra en la Figura 2-2. Además de las ventajas anteriormente anotadas, se dieron variantes de enorme flexibilidad como la hibridación con transacciones de contratos bilaterales por diferencia, los cuales se liquidaban con referencia al precio de aclaración de la subasta pero permiten cierto manejo del riesgo de exposición al precio en el largo plazo. La resolución de la subasta usualmente se asumió horaria; sin embargo en Inglaterra y Gales se aclaraban precios cada media hora.

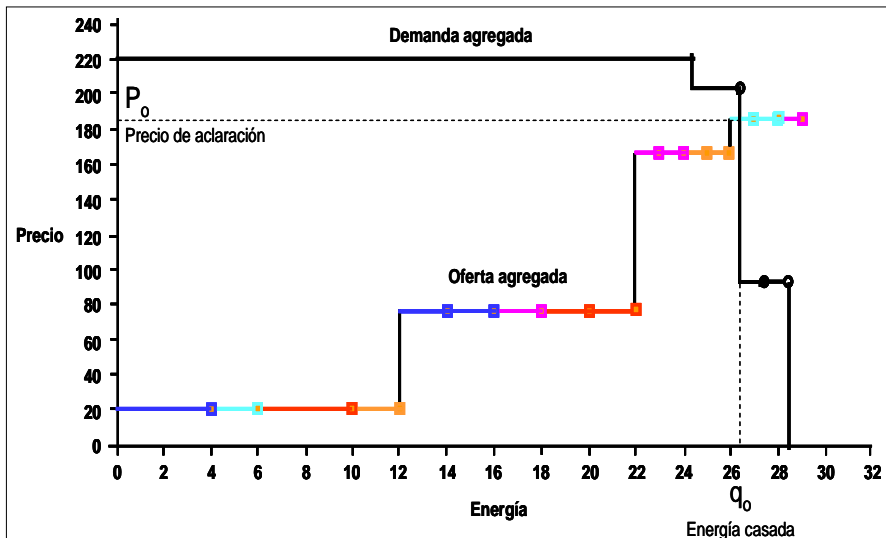


Figura 2-3. Casación simple de una subasta doble de precio uniforme.

**Las Instituciones de subasta con acoplamientos entre sí** son utilizadas cuando su objetivo es el de coordinar la negociación de varios productos no homogéneos, cuyas valoraciones están ligadas entre sí. En principio cuando los bienes son distintos, debería realizarse una subasta para cada uno de ellos; sin embargo los productos no pueden ser fácilmente transados por separado ya que existen condiciones que ligan los resultados de las transacciones de un bien con los resultados de las transacciones del otro.

Las subastas de energía eléctrica pueden ser subastas con acoplamientos intertemporales si dentro del ambiente económico existen tecnologías de generación o demanda, con restricciones de “deber operar” o “deber consumir” en forma continua, estas restricciones hacen que los resultados de los distintos periodos de subasta dejen de ser independientes entre sí. Entre las restricciones de los generadores se puede enumerar a los límites de rampa, mínimos técnicos, acoplamientos hidráulicos etc. Adicionalmente a las restricciones, también pueden incidir costes no lineales como los costes de arranque, costes de acoplamiento, etc. (Vazquez, Rivier, & Perez-Arriaga, 1999).

Cuando se quiere reconocer las restricciones de los agentes la UPDA puede modificarse en tal sentido en varias vías que afectan la complejidad del algoritmo de casación:

- a) Mediante la interiorización de las restricciones en el algoritmo; donde se aumentan las variables que son enviadas y procesadas en los mensajes; sin embargo esta solución tiende a nublar el proceso de casación y a desconocer a las restricciones tecnológicas como parte del ambiente económico y de las circunstancias individuales de los competidores. El algoritmo resultante de esta práctica se ha denominado como **algoritmo de casación compleja**.
- b) Mediante subastas sucesivas no vinculantes; las cuales, permiten a los clientes modificar sus ofertas una vez que han visto el resultado de la casación, de modo que puedan corregir los errores que hayan cometido. Este proceso, de “libro abierto”, continúa en forma iterativa, con la aplicación de reglas que progresivamente aseguran la convergencia y limitan el margen de maniobra de los agentes, hasta que ningún agente tiene motivos para modificar su mensaje; entonces, la institución resuelve la asignación. De esta manera solo la última iteración tiene el carácter de vinculante para los agentes. Esta subasta fue propuesta para California; sin embargo no se aplicó por dificultades de tipo práctico. El algoritmo emanado de este tipo de subasta es conocido como **algoritmo de Casación Iterativa**.

- c) Mediante subastas sucesivas vinculantes, que consisten en establecer un conjunto de mercados con diferentes horizontes temporales que se vayan sucediendo a través del tiempo con un efecto telescópico o zoom; en los cuales los agentes puedan ajustar sus mensajes desde el mercado de mayor resolución temporal a la menor; de tal manera que logren evadir los sobrecostos de sus restricciones. A diferencia de la anterior modalidad cada mercado concluye con la asignación efectuada por la institución, la cual tiene connotaciones vinculantes para los agentes. Esta institución posee entonces un **algoritmo de casación sucesiva**.

## **2.4. El funcionamiento de los mercados eléctricos**

### **2.4.1. La evaluación de los mercados eléctricos**

Los modelos tradicionales de operación y evaluación de la industria eléctrica, pobremente se ajustan a las nuevas circunstancias introducidas por los mercados liberalizados de electricidad; tales como, la conducta de mercado, las nuevas fuerzas motrices que intervienen en las decisiones operativas. En consecuencia, la modelación evaluativa del funcionamiento y operación de los mercados eléctricos, ha irrumpido como un área de alto interés investigativo dentro de la industria eléctrica.

Así entonces, la modelación de la evaluación de los mercados eléctricos se desenvuelve desde las diferentes posturas metodológicas de las comunidades científicas de la economía; las cuales, poseen cada una asunciones apriorísticas para poder reducir la variedad de los mercados reales; es decir, cada escuela o paradigma es consecuente en plantear sendos modelos de evaluación de los mercados eléctricos en función del objetivo y utilidad de dicha evaluación, así, podemos agrupar las siguientes metodologías en función del herramental utilizado como énfasis de sus estudios:

- a) **La metodología analítica y de programación matemática y/o heurística**, la cual se basa fundamentalmente en la teoría de juegos y plantea la evaluación de los precios y asignaciones de los mercados ya sea ex-ante, o ex-post, para verificar el cumplimiento o ajuste del mercado a diseñar, o

del mercado real, a algún modelo oligopólico que alcance el equilibrio predicho por Nash. Este enfoque tiene un sesgo conductual; pues se basa en la evaluación de la interacción racional de los agentes.

- b) **La metodología empírico-estadística**, la cual desarrolla modelos de descripción evaluativa y de pronósticos basados en los datos empíricos de los precios y asignaciones de los mercados. Por lo general la medida base de estos estudios es la volatilidad; aunque, se conocen evaluaciones de liquidez de los mercados, basados en la percepción de los agentes. En este enfoque prevalece el carácter histórico o econométrico del comportamiento de los precios
- c) **La metodología experimental**, mediante la cual, se crea un prototipo (ex-ante, ó, ex-post) del mercado a evaluar, donde el experimentador posee toda la información del mercado y del equilibrio competitivo experimental y puede utilizarla para computar las ganancias máximas de intercambio. Esto permite que los resultados observados sean utilizados para calcular las características de funcionamiento: la eficiencia (porcentaje de ganancias de un posible máximo obtenidas por los agentes), y la volatilidad o la estabilidad de precios observados referentes al equilibrio competitivo. En este enfoque el investigador puede elegir el sesgo; ya que las reglas del mercado afectan a los incentivos, se espera que los resultados dependan de la esencia de las instituciones, de la conducta observada y de los ambientes económicos; entonces, el experimentador puede diseñar su experimento para evaluar la preponderancia de alguna de estas variables mientras mantiene estables las otras.

Esta correspondencia metodológica con la economía no es ni mucho menos de aplicación lineal en los mercados eléctricos; pues, muchos modelos puros económicos y financieros de otros sectores económicos no son aplicables a los mercados eléctricos, sobre todo a los mercados mayoristas o de generación eléctrica. Existen características tecnológicas específicas que contradicen las asunciones de los modelos económicos puros, como la no convexidad de la curva de oferta de generadores cuando emergen condiciones de deber-operar, para algunas tecnologías de generación como la nuclear o la hidráulica fluyente.

Por otro lado emerge, complejidad adicional cuando se requiere modelar características tecnológicas de la electricidad como bien no acumulable; ó, la necesidad de contar con enlace físico para su transporte.

Estas metodologías poseen modelos y herramientas de cálculo distintivas, orientadas al cumplimiento del objetivo central de la metodología. En la Figura 2-4 se muestran las metodologías, modelos y herramientas de evaluación utilizadas para la evaluación de los mercados eléctricos. Como se puede observar, en la figura se han omitido los modelos y herramientas utilizados en la metodología de evaluación experimental; ya que, ellas serán objeto de detallado estudio en los Capítulos 4 y 5 de esta tesis.

La metodología empírico-estadística propone modelos que basados en la experiencia real de los mercados eléctricos elaboran desarrollos a la medida de dichos mercados; bien sea, por un método de híbrido de pronóstico-econométrico empírico como el descrito en (Anderson & Davison, 2008); donde utiliza pronósticos basados en series de tiempo y modelación de restricciones del sistema para calcular resultados financieros y de gerencia de riesgos; basados en información histórica del mercado; o, por modelos estadísticos como el propuesto en (Karakatsani, 2008) para revelar las características del mercado Inglés, en el periodo intradiario, de manera que utilizando el régimen de interrupción, puede emerger capacidad de manipulación estratégica de los precios del mercado.

Un método de tratamiento empírico de medición de la eficiencia del mercado eléctrico de reserva de California es aportado por (Metaxoglou, 2007) al examinar sistemáticamente la diferencia entre los precios del día-anticipado y la hora-anticipada. El autor descubre un significativo premio en el mercado del día-anticipado, el cual es atribuible a las características de diseño de los mercados.

Aunque los modelos de la metodología empírico-estadística poseen resultados de interés para el diseño de mercados eléctricos, depende en gran medida de la historia de ellos. En virtud a que la participación de la demanda no tiene presencia histórica, estos métodos son de escasa utilidad para el objetivo de

estudiar su incidencia en la eficiencia de los mercados mayoristas de producción de electricidad.

En (Ventosa, Baílo, Ramos, & Rivier, 2005) se propone la clasificación de los modelos y herramientas para la metodología Analítica, de programación matemática y/o heurística con que se elaboró la Figura 2-4; se identificaron tres grupos de modelos: los modelos de optimización, los modelos de equilibrio y los modelos de simulación.

Los modelos de optimización se clasifican en función de su estructura matemática en dos tipos:

- a. Optimización del problema de una firma; en la cual, se posee solo una función objetivo de optimización, sujeta a un conjunto restricciones tecnológicas y económicas.
- b. Optimización multiobjetivo de varias firmas (Modelo de Equilibrio); en la cual se maximiza simultáneamente el beneficio de cada firma.

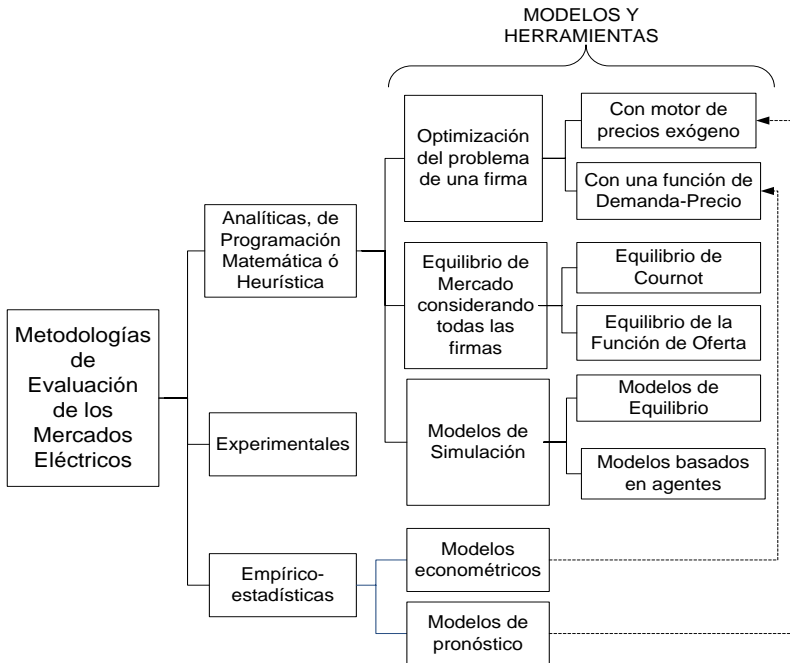
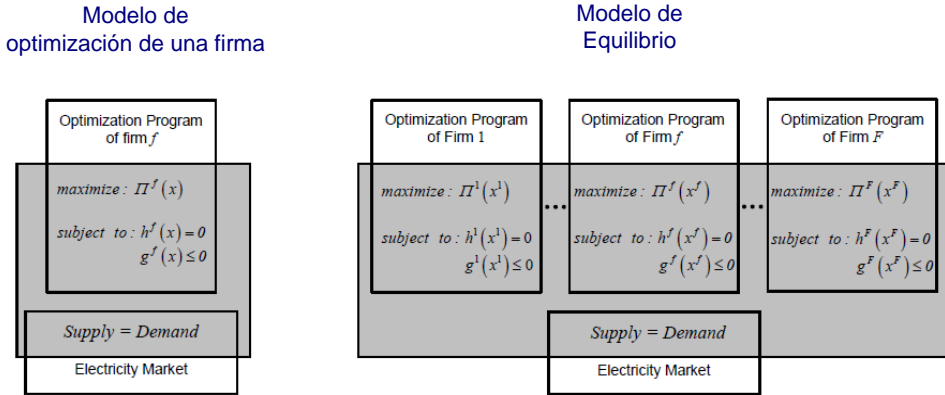


Figura 2-4. Metodologías, modelos y herramientas de evaluación de los mercados eléctricos.

Estos tipos de optimización están representados esquemáticamente en la Figura 2-4; donde,  $\Pi^f$  representa el beneficio de cada firma  $f \in \{1, \dots, F\}$ ;  $x^f$  es una variable de decisión de la firma  $f$ ; y  $h^f(x), y, g^f(x)$  representan las restricciones de las firmas  $f$ .



**Figura 2-5.** Estructura matemática de los modelos de optimización de una firma y del modelo de optimización multi-objetivo basado en el Equilibrio (tomado de (Ventosa et al. 2005) pp. 899).

En los modelos de optimización de una firma existen modelos donde el precio de aclaración del mercado se obtiene exógenamente; el interés de la optimización radica en determinar la conducta de una firma para unas condiciones de mercado exógenamente determinadas. La variante de una función demanda-precio, acerca al estudio a una situación de competencia perfecta de los agentes, esta función podría estar determinada previamente por un modelo econométrico, como es mostrado en la Figura 2-5 por medio de la línea discontinua. Las técnicas de optimización que se utilizan en tales modelos son la Programación lineal (PL) y la Programación Lineal Entera Mixta (PLEM o MILP por su sigla en idioma inglés).

Una expresión de tales modelos es expuesta en (Angarita, Usaola, & Martínez-Crespo, 2009), donde reporta los resultados de la optimización de las ofertas combinadas de hidroelectricidad y eolo-electricidad en el pool, bajo un ambiente estocástico de disponibilidad del recurso eólico. Del lado de la demanda en (Asano, 2008) se expone la optimización del funcionamiento económico anual de una micro-red; mientras que (Hawkes & Leach, 2009) modelan la participación de una micro-red dentro del comisionado de unidades. Estos



modelos aunque son de utilidad para los agentes en particular no se aproximan a la resolución del problema planteado en esta tesis, donde se examinará la eficiencia del mercado en su conjunto ante la inclusión de la participación activa de la demanda.

Los modelos de equilibrio y de simulación basada en agentes poseen la potencialidad para plantear los temas de mejoramiento del diseño de mercado hacia el interés de la elevación de la eficiencia del mercado; en virtud, a que poseen “motores” de precios basados en la conducta estratégica y competitiva de los agentes.

Los modelos de equilibrio más utilizados en la evaluación de los mercados eléctricos son los modelos de Cournot, donde las firmas compiten basadas en las cantidades, y el modelo de equilibrio de la función de Oferta (SFE- Supply Function Equilibrium), mediante el cual, las firmas compiten bajo una estrategia de una curva de oferta estratégica. Aunque estas aproximaciones difieren en la variable estratégica a estudiar: cantidades vs: curvas de oferta; las dos están basadas en el concepto del equilibrio de Nash.

Una comparación aplicativa entre estos dos modelos de equilibrio para idénticas condiciones del mercado eléctrico alemán se encuentra en (Willems, Rumiantseva, & Weigt, 2009). Ellos concluyen que los resultados son similares; sin embargo, recomiendan el uso del modelo de Cournot para análisis en el corto plazo; ya que este modelo puede acomodar detalles adicionales del mercado, como las restricciones de red. Los modelos SFE se recomiendan para análisis de largo plazo por su propiedad de ser menos sensibles a la calibración de parámetros.

Existe una crítica reiterada en los trabajos de (Johnson, Oren, & Svoboda, 1997; Sioshansi, 2008) en torno a la fiabilidad de la medición de la eficiencia de los mercados eléctricos, cuando son empleados algoritmos de optimización con relajación Lagrangiana (RL) ó de Programación Lineal Entera Mixta (MILP), para el cálculo de comisionado de unidades con que se basa el Operador del Sistema para determinar el despacho óptimo; pues, se obtienen diferentes

resultados de despacho para condiciones similares de costos totales del sistema, donde pueden resultar diferentes ganancias para las unidades individuales. Esta crítica atañe entonces, a las condiciones de equidad y transparencia del mercado que rinden estos algoritmos. Ahora bien, desde el punto de vista investigativo su utilización debe considerar, si estas deficiencias no alteran los resultados, sobre todo, cuando se trata de medir la eficiencia de los mercados, durante la participación de la demanda mediante la inclusión de nuevos agentes de pequeña cuota de mercado, como es lo propuesto por esta tesis.

Los modelos de equilibrio, para evaluar el poder de mercado, se hibridan con los tradicionales índices de Lerner y de Hirschman-Herfindahl (HHI) del paradigma estructura-conducta-desempeño como es expuesto por (Rudkevich, 2005; Rudkevich, Duckworth, & Rosen, 1998). Esto debido a que la base comparativa de la eficiencia de mercado es desarrollada a través de optimización multiobjetivo basada en el óptimo de Pareto; el cual, es muy sensible a las condiciones iniciales de la asignación. En consecuencia, la robustez de la medición de la eficiencia no es conseguida por los modelos puros de equilibrio.

Por otra parte, los modelos de equilibrio son duros de calcular con la condición de interrumpibilidad de los agentes de la oferta o de la demanda, en múltiples periodos, cuando el agente plantea una conducta de encendido-apagado de su unidad o carga. Conducta esta, además, que puede tener elementos de decisión inter-periodos. Ejemplo de tal modelo de equilibrio es tratado por (García-Bertrand, Conejo, & Gabriel, 2005), bajo condiciones de modelación multiperiodo de la decisión de interrumpir, considerada solo para la oferta rinde soluciones solo cercanas al equilibrio. Tal acercamiento a la modelación de la toma de decisión de los agentes, no considera la información interperiodo que usualmente tiene ocurrencia en los agentes humanos; esta particularidad es anotada por (Ventosa et al., 2005) como una de las deficiencias de los modelos de equilibrio multiperiodo desarrollados para los mercados eléctricos.

Otro de los problemas de los modelos de equilibrio basados en los algoritmos de optimización, consiste en que son incapaces de observar las diferencias en las eficiencias que se producen; ya no, por el comportamiento estratégico de los

agentes de conducta racional; sino, por causa de la influencia de las reglas de las instituciones de mercado. Pues, para cada institución puede hallarse un óptimo de Pareto distinto a pesar de mantener similar las condiciones del ambiente económico del mercado y el modelo de conducta estratégica de los agentes.

Este tipo de indagaciones, sobre la influencia de las instituciones en la eficiencia de los mercados, solo están en capacidad de desarrollarla los modelos de simulación centrada en agentes y los modelos de la economía experimental. En efecto, un estudio comparativo de las eficiencias del mercado Inglés anteriores y posteriores al NETA, en virtud del cambio de la institución de subasta doble de precio uniforme UPDA, por la institución de subasta discriminatoria, obtuvo idénticos resultados; tanto, para la economía experimental, reportados en los trabajos de (S. Rassenti, Smith, & Wilson, 2003a; T. Mount, Schulze, Thomas, & Zimmerman, 2001); como, para la simulación basada en agentes reportada en el trabajo de (Bower, Alba, & Bunn, 2001; Bower & Bunn, 2000). El resultado es que la subasta discriminatoria, aunque morigera la volatilidad del precio, impone mayores niveles de precios al mercado, así, la UPDA crea mejores condiciones para el logro de la eficiencia.

Objetivo de la evaluación	Metodología o teoría aplicable	Modelos y herramientas	Aplicación al corto / largo plazo
Conductas de los agentes racionales	Teoría de juegos	Modelos de equilibrio Optimización Modelos de simulación basada en agentes	Corto plazo
Comportamiento de las variables integrales del mercado y pronósticos	Econometría Estadísticas económicas Paradigma estructura-conducta-desempeño	Modelos econométricos Modelos de pronósticos	Corto y largo plazo Con limitaciones de la historia de los datos
Conducta cultural de los agentes	Economía experimental (prueba de teorías económicas)	Modelos de diseño experimental	Corto y largo plazo

**Tabla 2-1.** Clasificación de las metodologías, modelos y herramientas evaluativas de los mercados eléctricos.

En resumen, podría esperarse la aplicación de los modelos bajo los objetivos de la evaluación, mostrados en la Tabla 2-1.

La organización y clasificación de las metodologías utilizadas para la evaluación de los resultados y funcionamiento del mercado eléctrico expuesta en la Tabla 2-1, se rige por el objetivo evaluativo, lo cual deja al descubierto los rangos de aplicación de las diversas metodologías y herramientas, así como las especificidades de las teorías fuentes que las nutren; así no se pierde de vista las asunciones, limitaciones o ventajas emanadas de sus teorías fuentes según el problema a investigar. Por otra parte, inserta al modelo como fuente de conocimiento dependiente de un programa de investigación de las teorías económicas. En consecuencia los modelos y herramientas de modelación son útiles en dependencia del sesgo teórico evaluativo, las condiciones de investigación y los propósitos de la investigación.

Para cumplir el objetivo de esta tesis, se ha considerado que la metodología de mejor aplicabilidad es la economía experimental, ya que la participación activa de la demanda en mercados mayoristas de electricidad a través de agregadores es un comportamiento deseado a futuro (sin historia); sin embargo, se posee la historia de actuación del mercado concreto que daría patrones de actuación del mercado con posibles enlaces de causalidad. Además, los mercados han sido diseñados con arreglo a la conducta de agentes racionales de la teoría de juegos. En consecuencia, la premisa con que se pretende la utilización como modelo evaluativo al emanado de la economía experimental, es el de explorar la posibilidad de introducir modelos experimentales incluyentes de la riqueza conceptual de las otras metodologías y de la información factual del mercado a través de la construcción de modelos de diseño experimental que deriven en prototipos de prueba experimental de mercados concretos específicos. Esto con el objetivo de tomar partido de la flexibilidad de la economía experimental con miras a cumplir el propósito del mejoramiento de los mercados eléctricos reales.

### **2.4.2. Los fallos de los mercados eléctricos**

La electricidad es un producto que, en muchas de sus características, es particular. Ella tiene un conjunto de propiedades que la hacen marcadamente diferente de los productos manufacturados y vendidos en otros mercados:

1. Ella no puede ser almacenada en grandes cantidades en la mayoría de sistemas eléctricos.
2. Ella no posee realmente un sustituto, especialmente en el corto tiempo.
3. Ella solo puede ser transportada a lo largo de líneas de transporte existentes (las nuevas líneas de transmisión requieren para ser construidas, de largos periodos de tiempo y de costosos recursos).
4. Las unidades de generación son bienes intensivos de capital, con lo cual se incrementan los riesgos para los nuevos entrantes a un mercado competitivo.

Las implicaciones de estas propiedades, hacen pensar que los generadores fácilmente desarrollarán una conducta competitiva, proclive hacia el ejercicio del poder de mercado, en comparación con otros productores y vendedores de otros mercados competitivos.

Sin embargo, podemos encontrar justificaciones, ó, causas a tal actividad de los productores no solo en las propiedades de la electricidad, pues los mercados mayoristas de electricidad usualmente evidencian los siguientes fenómenos de desviación de la teoría económica estándar en:

- a. La demanda está ampliamente desconectada del mercado.
- b. Los detalles de los costos de oferta violan las presunciones de la economía competitiva, pues las restricciones tecnológicas desdican de la presunción de convexidad de la curva de oferta.

Además, si se examinan las características estructurales de los mercados concluimos que en su mayoría son mercados de alta concentración de propiedad y de cuota de mercado. Añadido a esto, encontramos remanencia de integración vertical en muchos de los mercados eléctricos; como quiera que, bajo el

paradigma anterior de organización industrial, toda la cadena de valor fuera considerada como monopolio natural, y por ende se rigiera por eficiencias de escala que llevaban a su integración vertical.

Aun cuando, estos elementos eran conocidos en el momento de dar el paso al cambio de la estructura organizacional del sector, desde la una organización centralmente planificada a una organización de mercados competitivos, se hacía bajo la premisa, convincente, de la experiencia de otros mercados de redes como el de telefonía, o, mercados de capital intensivo de tecnologías como el de aviación. Las previsiones de la época auguraban un desarrollo de mercados eléctricos, que conllevaran a una mayor eficiencia económica y tecnológica del sector.

Se desarrollaron importantes estudios ex-ante de las condiciones económicas de los mercados eléctricos; tanto analíticos (Hunt & Shuttleworth, 1996; Joskow, Tirole, & Centre for Economic Policy Research, 1998; Newbery, 1997a, 1997b; Perez-Arriaga & Meseguer, 1997), así como experimentales (V. L. Smith, 1996; S. Rassenti, Smith, & Wilson, 2002); sin embargo, estos estudios, aunque aportaron una plataforma de inicio de los mercados eléctricos, no tenían capacidad predictiva, de tipo absoluto, del comportamiento de los mercados; pues la complejidad es un atributo inherente a ellos.

En consecuencia, nos encontramos que los entes reguladores de estos mercados han estado preocupados en replantear su diseño original en razón a los fallos que han repercutido en el comportamiento de los precios. Así, a causa de la debacle del mercado eléctrico californiano, la FERC (Federal Energy Regulatory Commission) desarrolló un extenso proyecto de estandarización de los mercados eléctricos mayoristas de los Estados Unidos. En esta estandarización definió que el mecanismo de subasta que utilizaría era el de la UPDA, además, que se debía implementar un tratamiento económico multi-nodal basado en los costes marginales de localización a las restricciones de red que producían poder de mercado; añadió además, la necesidad de desarrollar la respuesta de la demanda como un mecanismo de autorregulación de los mercados.

El mercado de Inglaterra y Gales también planteó y llevó a cabo un rediseño de su mercado. En el año 2006 la comisión de regulación del mercado de Nueva Zelanda emprendió el rediseño de su mercado eléctrico. Una de las causas que aduce esta comisión, es precisamente la evolución a la alza de los precios de la electricidad, como se muestra en la Figura 2-6, la que motivó este proyecto de revisión del mercado eléctrico.

El poder de mercado ha acompañado a la conducta de productores. Un reciente estudio de percepción, que se desarrolló en la mayoría de países de la Unión Europea sobre los riesgos de la futura liquidez y eficiencia actual de los mercados mayoristas de electricidad, encuestados reguladores y participantes de los mercados, opinaron sobre la alta injerencia que tienen las firmas dominantes en la fijación del precio.

La conducta de poder de mercado ha sido detectada en muchos mercados eléctricos, los cuales, se han evaluado bajo la óptica de las diversas metodologías expuestas en el apartado anterior.

Así, pues hemos asistido, en la mayoría de los mercados mayoristas de electricidad establecidos, a un incremento de precios, en ocasiones a alta volatilidad de precios y a inestabilidad en algunos casos.

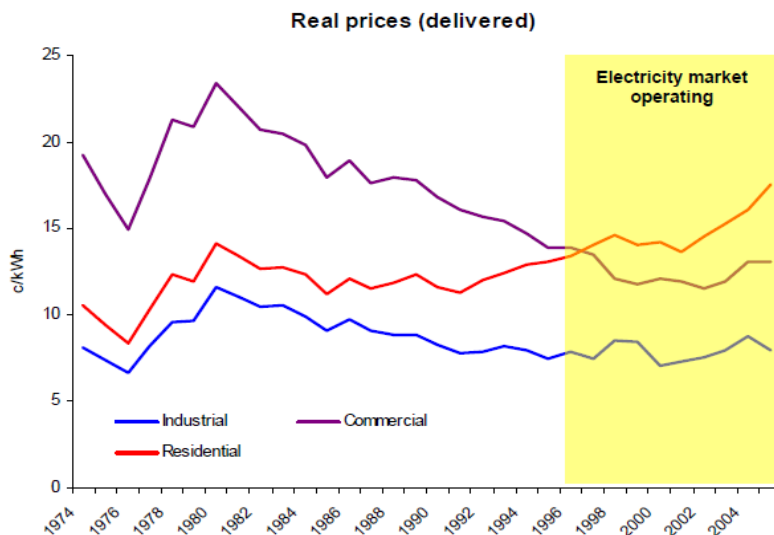


Figura 2-6. Evolución de los precios reales de electricidad en Nueva Zelanda (tomado de (Electricity Commission New Zealand 2006)).

	Number of active traders	Volume of trading	Number of new entrants	Demand and supply transparency	Influence of dominant market incumbent(s)	Representative spot market price	Ability to trade forward
Austria	Weak	Weak	Weak	Weak	Moderate	Moderate	Weak
Belgium	Weak	Weak	Weak	Moderate	Moderate	Moderate	Weak
Bulgaria	Weak	Weak	Moderate - Weak	Weak	Strong	Weak	Weak
Cyprus							
Czech Republic	Moderate	Weak	Moderate	Moderate	Moderate - Strong	Moderate	Moderate
Denmark	Moderate - Strong	Weak	Moderate	Strong	Neutral	Strong	Moderate - Strong
Estonia							
Finland	Strong	Strong	Strong	Strong	Weak	Strong	Strong
France	Moderate	Moderate	Weak	Moderate	Strong	Moderate	Moderate
Germany	Strong	Strong	Moderate	Moderate	Moderate	Strong	Strong
Greece	Weak	Weak	Weak	Weak	Strong	Moderate - Weak	Weak
Hungary	Moderate	Moderate	Weak	Weak	Moderate - Strong	Weak	Weak
Ireland							
Italy	Weak	Weak	Moderate	Weak	Strong	Moderate - Weak	Weak
Latvia							
Lithuania							
Luxembourg							
Malta							
Netherlands	Moderate	Moderate	Moderate - Weak	Moderate	Moderate	Strong	Moderate
Norway	Strong	Strong	Strong	Strong	Moderate - Weak	Strong	Strong
Poland	Moderate	Weak	Weak	Weak	Strong	Moderate	Weak
Portugal	Weak	Weak	Weak	Weak	Strong	Weak	Weak
Romania	Moderate	Strong	Moderate	Moderate - Weak	Moderate	Moderate - Strong	Weak
Slovakia							
Slovenia	Weak	Weak	Moderate	Moderate	Strong	Weak	Weak
Spain	Moderate	Weak	Weak	Strong	Strong	Strong	Moderate
Sweden							
United Kingdom	Strong	Moderate	Weak	Strong	Moderate	Moderate - Strong	Moderate - Strong

Tabla 2-2. Percepción de reguladores y participantes sobre los rangos de liquidez y eficiencia de los mercados mayoristas de los países de la Unión Europea (tomado de (Moffatt Associates, 2009, p. 39)).



De lo anteriormente expuesto, se puede concluir que los mercados eléctricos poseen fallos e imperfecciones originadas por:

- Fallos de diseño de mercado y de las metodologías y herramientas conceptuales de dicho diseño.
- Ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes encargados de producir y suministrar la energía eléctrica.
- Fallos de autorregulación y de estabilidad de los mercados.
- Desarticulación del mercado mayorista y minorista.
- Barreras a la participación activa de la demanda.

## **2.5 Conclusiones**

Este capítulo ha mostrado que el diseño de mercados eléctricos es una actividad compleja, de carácter evolutivo, que se encuentra en etapa embrionaria; pues, son reconocidos diversos vacíos de conocimiento que dificultan el afinamiento del diseño de los mercados eléctricos existentes. El afinamiento de los mercados existentes se va desarrollando por cada mercado en diversas vías, en dependencia, de las necesidades del ambiente económico, la conducta de sus agentes y las instituciones concretas de mercado. Es decir, aunque, existen estandarizaciones, también subsisten diferencias adaptativas del diseño de los mercados para lo cual se requieren de metodologías de evaluación de mercado que den cuenta de estas adaptaciones evolutivas.

El poder de mercado, impuesto por los productores y suministradores de los mercados mayoristas de energía, por medio de diversas estrategias, ya sea, mediante la subrevelación de la disponibilidad tecnológica de las unidades de generación, o, bajo el aprovechamiento de restricciones tecnológicas de la red, así como, mediante la ejecución de contratos bilaterales verticales de las empresas recientemente desintegradas, ó, imponiendo barreras de entrada a sus competidores, o, de salida a sus clientes, generan un ambiente embotado a los mercados eléctricos competitivos. Este ambiente impide que la apropiación de

los excedentes ocurra de forma óptima del lado de la demanda, mediante la imposición de precios supracompetitivos.

Sin embargo, el fallo de mayor protuberancia del mercado consiste en que la demanda de los mercados mayoristas posee escasa o nula participación activa; de manera que pueda desarrollar su papel de fuerza de equilibrio del mercado, de manera que con su actividad, coherente con sus intereses económicos pueda servir para elevar la auto-organización de los mercados eléctricos.

### **2.5.1. Aportaciones del capítulo**

Uno de los principales aportes de este capítulo, consiste en poder ofrecer al lector, una visión comprensiva del diseño de los mercados eléctricos, bajo un modelo de conocimiento incluyente de su medio ambiente económico, la conducta de sus agentes, las instituciones económicas que tienen presencia en su diseño; así como, del tratamiento que dan a sus resultados diferentes programas de investigación de las ciencias económicas. Con ello mostrar los sesgos con que se resuelven los diferentes estudios evaluativos de los mercados eléctricos; lo que da cuenta de la inexistencia de un estatuto único de la teoría que apalanca el diseño de los mercados eléctricos.

Otro aporte de este capítulo consiste en la introducción de la clasificación de las metodologías de evaluación de los mercados eléctricos, descrita en la Tabla 2-1, pues con ella se amplía el espectro de lo que otros autores consideran el modelado de los mercados, y además se agregan los atributos de ámbitos de aplicación y sesgos evaluativos de estas metodologías.

## CAPÍTULO 3

# La participación de la demanda en los mercados eléctricos liberalizados: estado actual e hipótesis de mejoramiento

### 3.1. La respuesta de la demanda en los mercados eléctricos

Los fallos de los mercados eléctricos han destruido, por lo pronto, la promesa de una mayor eficiencia y estabilidad de los mercados. Aunque el debate sobre las causas y razones de estos fallos continúa; existe notable acuerdo, por lo menos, en el esquema general de la respuesta: el lado de la demanda de la industria eléctrica debe desempeñar un papel más activo, recibiendo incentivos económicos para ayudar al balance de la oferta y la demanda. La manera por la cual esta respuesta se debe poner en ejecución, sin embargo, sigue siendo un tema de mucha discusión.

Para evaluar los métodos de procura de los incentivos económicos del lado de la demanda en los mercados de electricidad, es importante entender algunos de los fundamentos de la economía de estos mercados; así:

- La electricidad no es económicamente almacenable y la producción tiene rígidas restricciones de capacidad a corto plazo.
- Puesto que la demanda es altamente variable, significa que habrá épocas en que hay un exceso de capacidad, y los únicos costes incrementales de producir electricidad, serán los costes de combustible y algunos costes de operación y mantenimiento (O&M).

- En otras ocasiones, surgirán las restricciones de capacidad, haciendo que el coste incremental aumente en gran medida, y con ello aumenten los precios del mercado mayorista.
- Las restricciones de la oferta son aún más probables, si los vendedores pueden ejercer poder de mercado.

El resultado de esta estructura, es que el precio mayorista de la electricidad varía constantemente reflejando, la interacción de la oferta/demanda. En la mayoría de los mercados, el precio mayorista cambia cada media-hora u hora. Sin embargo, el cliente de uso final de la electricidad, ve el precio minorista constante por meses. El precio minorista no refleja la variación de hora-en-hora del coste mayorista subyacente de la electricidad. Esto es debido a que la institución mediante la cual se transa la electricidad en la mayoría de mercados minoristas es la de precio fijo, explicada en el Capítulo 2 de esta tesis. El soporte teórico de la eficiencia económica de la inclusión de precios tiempo-variantes en el mercado eléctrico se encuentra en el Anexo 3-1.

Así, la participación activa de la demanda en los mercados eléctricos liberalizados, ha demostrado ser el garante teórico (Borenstein, Jaske, & Rosenfeld, 2002) y experimental (S. Rassenti, Smith, & Wilson, 2003b) apropiado para posibilitar la auto-organización del mercado; es decir, sin ella los mercados están propensos al abuso de situación dominante de parte de la oferta a través de la imposición de precios supra o infra-competitivos, de acuerdo a la conveniencia estratégica de los agentes. Esto conlleva a que el resultado del mercado se distancie del equilibrio competitivo y devenga en un mercado ineficiente, que conlleva a la ineficiencia energética, en razón a que el mercado no emitirá las señales correctas de precios, que incentiven la utilización óptima de los recursos para el suministro y uso de la energía eléctrica.

La participación activa de la demanda surge como consecuencia de ejercer una conducta precio-responsiva, que se articule con motivaciones emanadas de los incentivos de mercado, que sea coherente con los intereses económicos del lado de la demanda. En consecuencia, dicho de otro modo, la participación activa de la demanda en los mercados liberalizados se materializa en la Respuesta de la

Demanda (DR- Demand Response); la cual, se refiere a tal conducta de los clientes del uso final de la energía eléctrica, que se manifiesta en un conjunto de estrategias que son usadas en los mercados de electricidad liberalizados, para el control de los precios de aclaración del mercado.

La respuesta de la demanda puede ser definida como los cambios en las pautas normales de consumo y de uso de la electricidad de los clientes de uso final, en respuesta a cambios en el tiempo del precio de la electricidad (Albadi & El Saadany, 2008). Además, la DR también puede ser definida como los incentivos económicos diseñados para inducir a un consumo más bajo de electricidad, en el momento en que los precios del mercado mayoristas son altos o cuándo la confiabilidad del sistema está en peligro (US DOE, 2006). La DR incluye todas modificaciones intencionales de los patrones de consumo de electricidad efectuadas por los clientes del uso final, las cuales, son previstas para alterar el momento del consumo, el nivel de demanda instantánea, o el consumo total de la electricidad (Jones, 2003). Una definición más instrumental la ofrece (US DOE, 2006) cuando define a la Respuesta de la demanda como una tarifa o un programa establecido para motivar el cambio de consumo eléctrico en los clientes de uso final, en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en todo momento, o, para merecer los pagos de incentivos, diseñados para inducir un menor consumo de electricidad en los momentos en que los precios del mercado sean altos, ó, cuando la confiabilidad del sistema esté en riesgo.

La respuesta de la demanda se clasifica de diferente manera; algunos autores los clasifican según como son comprados los cambios de carga del cliente, lo que corresponde a la definición instrumental de ella. (US DOE, 2006; Albadi & El Saadany, 2008). Esta clasificación distingue:

- *La Respuesta de la Demanda.* Basada en el precio que se refiere a los cambios en el consumo realizados por el cliente en respuesta al cambio en el precio. Los clientes adscritos ó inscritos a este tipo de programas de respuesta demanda reaccionan a los altos precios mediante reducción, enteramente voluntaria, de consumo o sustitución de fuente de suministro.

- *Programas de Respuesta de la demanda.* Basada en Incentivos son establecidos por las empresas de servicio, las entidades de servicio de carga, o los operadores del sistema. Estos programas dan al cliente incentivos por su reducción de carga (consumo), los cuales son separados o adicionales a su tasación minorista; ya sea de precio fijo (basada en precios promedios) o en precios tiempo-variantes. Las reducciones de consumo son necesarias y requeridas, para y por el operador del sistema, cada vez que él considera que las condiciones de confiabilidad son comprometedoras o cuando los precios están muy altos.

Cuando los clientes son expuestos, de alguna manera, a los precios en tiempo real, pueden responder así, a) cambiando el momento del día en el que ellos demandan energía hacia un periodo valle, y/o b) reduciendo su demanda total en el pico, mediante medidas de eficiencia energética o con auto-generación. Alternativamente los clientes pueden elegir no responder en absoluto, y a cambio pagar el precio del mercado electricidad. En la medida en que los clientes respondan a los precios, el perfil de la demanda en el mercado se aplanará, lo que, a su vez, incidirá en los precios, reduciendo significativamente los picos y, en un menor grado, bajará el precio medio.

El efecto neto de la Respuesta de la Demanda es el de aliviar las restricciones del sistema y generar seguridad y beneficios económicos para el mercado en su conjunto.

Las estrategias para aumentar la participación de lado de la demanda tienen como finalidad el reconocimiento del valor económico y financiero de los recursos de la demanda. Los recursos del lado de la demanda son las cargas variables creadas como resultado de que los clientes ajustan su demanda en Respuesta a las señales de precios. Estas estrategias se materializan en Programas de Respuesta de la Demanda combinadas con las tecnologías que posibilitan la participación de la demanda. En la Figura 3-1 se ha elaborado un mapa conceptual de la Respuesta de la demanda como expresión conductual de la participación activa de la demanda en los mercados liberalizados.

### 3.1.1. Programas de respuesta de la demanda al precio

Se distinguen dos tipos de Programas de Respuesta de la Demanda (DRP- Demand Response Program) según la procedencia de las señales para la toma de decisión de los clientes: Los Programas Guiados por el sistema y los programas guiados por el mercado; los cuales, operan de la siguiente manera:

- **Guiados por el Sistema** (Basados en incentivos). El operador del sistema, o una entidad de servicio de carga o agente del mercado mayorista, señala a los clientes del lado de la demanda que existe un requerimiento de reducción o desplazamiento de carga. Éstos son a menudo programas basados en la fiabilidad donde los precios son fijados por el mercado o el operador del sistema (mercados mayoristas).
- **Guiados por el Mercado** (Basados en los precios). El cliente (usuario final) o un agregador de la demanda responde directamente a la señal de precio del mercado, causando el cambio del consumo conductual o sistemático. Los precios son determinados por mecanismos de mercado (interacción entre mercados mayorista y minorista).

Los programas guiados por el sistema son:

- **Programa de Control Directo de Carga (LDC- Load Direct Control)**, son implementados por los operadores del sistema y se activan en respuesta a volatilidad de la tasación mayorista, o a las restricciones del sistema y de la red. El control directo difiere en el tiempo el desplazamiento de la carga; donde, el tiempo de las reducciones es gobernado por el operador del sistema, con poca o ninguna obligación de solicitar la complacencia, en tiempo real, del consumidor. El programa es diseñado para el sector residencial y se enfoca a reducir la carga a través del comportamiento cíclico de los equipos. Los sistemas de calefacción y refrigeración se conmutan y se operan los ciclos a un ritmo pre-acordado de antemano.
- **Cargas Interrumpibles**. Aunque no se diferencian funcionalmente de los programas de Control Directo, este término se usa para referirse a grandes usuarios industriales que pueden verter porciones más grandes de carga.

Los llamados contratos interrumpibles tienen lugar con compañías que operan procesos industriales flexibles, en término de los tiempos de funcionamiento. Los ejemplos típicos incluyen a programas de irrigación de empresas de agua, plantas de producción química y grandes hornos o procesos de calderas.

- **Los Programas de Emergencia de Respuesta de la Demanda (EDRPs Emergency Demand Response Programs)** se han desarrollado, como un portafolio de medidas diseñadas para tratar con emergencias declaradas; durante las cuales, la operación controlada y continuada de la red está en riesgo y son probables un apagón parcial y/o un apagón completo. El detonante para un “evento” de emergencia es definido por las normas de fiabilidad y de seguridad de la red, publicadas de antemano por el operador del sistema. Los participantes son típicamente notificados con 24 horas de anticipación de cualquier evento de emergencia esperado, además, se proporciona una notificación de confirmación cercana al tiempo real por teléfono, fax o e-mail.
- **La Puja del Lado de la Demanda (DSB Demand Side Bidding)** es un término que se refiere a la oportunidad, ofrecida por algunos de los mercados de negociación de electricidad, para la elección de cuándo y cómo participar en los mercados del día anticipado y en tiempo real por parte de los consumidores de uso final. El proceso permite pagar al consumidor, a precio de mercado, por retirar su carga, cuando es requerido por el operador del mercado, de una manera similar a la que se paga a los generadores para proporcionarla. Los consumidores pujan para una reducción especificada, en duración y disponibilidad, después de lo cual las pujas son ordenadas y se escogen según el requerimiento del mercado. Todos los postores, típicamente, son pagados por la puja aceptada más alta; o, en el caso de ciertos mercados de DSB en desarrollo, a la tasa techo mínima. Se han introducido mercados de DSB para apoyar muchos aspectos del mantenimiento de la eficiencia y fiabilidad de los mercados de electricidad, entre los que se cuentan los siguientes mercados:



- *Servicios de restricción de red.* Proporciona el alivio de la congestión del mercado; donde, los precios del mercado se segmentan para reflejar el valor de localización del requerimiento de la demanda.
- *Seguridad de suministro / servicios auxiliares.* Estos mercados pueden ofrecer requerimientos de reserva de corto o largo plazo.
- *Mercados de Balance (equilibrio).* Estos mercados pueden proporcionar margen de capacidad de reserva en el corto plazo y/o un alivio de la red, donde el término balanceo se usa para implicar un papel cercano al tiempo real, el balanceo de mercados típicamente opera en mercados de día-anticipado, como los mercados intradiarios de las instituciones de subastas de tipo zoom.
- *Mercados Económicos<sup>4</sup> (tomador de precio).* Los mercados económicos son aquéllos que permiten a los consumidores expresar su valoración del precio de la energía basados en mercado real de aclaración de precios. Esta transferencia puede ocurrir en momentos cuando el mercado es irrestricto; pero, donde la valoración de los consumidores simplemente está por debajo de la prevaleciente aclaración del precio.

La Respuesta de la demanda guiada por el mercado generalmente es un acuerdo bilateral entre el cliente y un minorista, emprendido para beneficio financiero mutuo. En el curso normal de eventos, los minoristas contratan con los clientes la provisión de energía a un cierto precio minorista; y entonces, acuerdan comprar energía y servicios auxiliares en el mercado mayorista para cumplir esos contratos. Los Minoristas enfrentan un tema determinante al decidir cómo tasar sus productos a varios tipos de clientes – cómo manejar el riesgo financiero asociado con la incertidumbre sobre las cargas futuras de los clientes y los precios mayoristas de energía. Es decir, mirando un periodo de tiempo futuro,

---

<sup>4</sup> En la medida de que los mercados económicos de DSB son optativos por parte de los consumidores para enfrentar los precios del mercado, puede considerarse que estos programas son de Respuesta de la Demanda Guiadas por el Mercado. Los operadores del sistema acostumbran la práctica de DSB para procurar recursos controlables del sistema, utilizando al proceso de puja como un mecanismo de mercado abierto y transparente

los minoristas no conocen exactamente cuánta electricidad consumirá cada uno de sus clientes, ni a lo que estarán los precios mayoristas para esa energía en el momento que ellos tengan que proporcionarla. Por tal razón, los programas de Respuesta de la Demanda se diferencian fundamentalmente por la estructura de tasación de la energía eléctrica acordada entre el minorista y el cliente de uso final.

Entre los programas guiados por el mercado tenemos:

- **Tasación por Tiempo-de-Uso (TOU- Time Of Use).** Los programas tradicionales de tiempo-de-uso varían el precio según la hora, día o estación de consumo, han sido usados mucho tiempo por las empresas de servicio como una herramienta para balancear la demanda. La evidencia empírica ha demostrado que ellos pueden proporcionar una significativa eficiencia económica, ganancias para el consumidor y para el proveedor. La tasación por Tiempo-de-Uso requiere que ambos, el proveedor, o minorista, y el consumidor, determinen un “valor” de antemano, para la electricidad proporcionada durante una hora específica del día, día de la semana o estación. Este proceso da lugar a modelos de tasación que incorporan las llamadas ratas de precio pico, o ratas de precio valle, junto con cualquier número de precios intermedios. Los productos de la tasación por Tiempo-de-Uso proporcionan a los minoristas una manera eficaz de usar al precio para controlar la demanda, y por consiguiente manejar el riesgo. Aquí, también existen beneficios adicionales al ser aumentada la amenidad del cliente. Un estudio de 1992 dirigido por la Asociación Eléctrica en el Reino Unido, mostró que la mayoría de los clientes escogieron la tarifa con ratas por Tiempo-de-Uso y además, ajustaron su uso de la electricidad. Como se esperaba, el uso se reasignó a los periodos valle menos caro, mientras que el consumo mensual global permanecía relativamente constante.

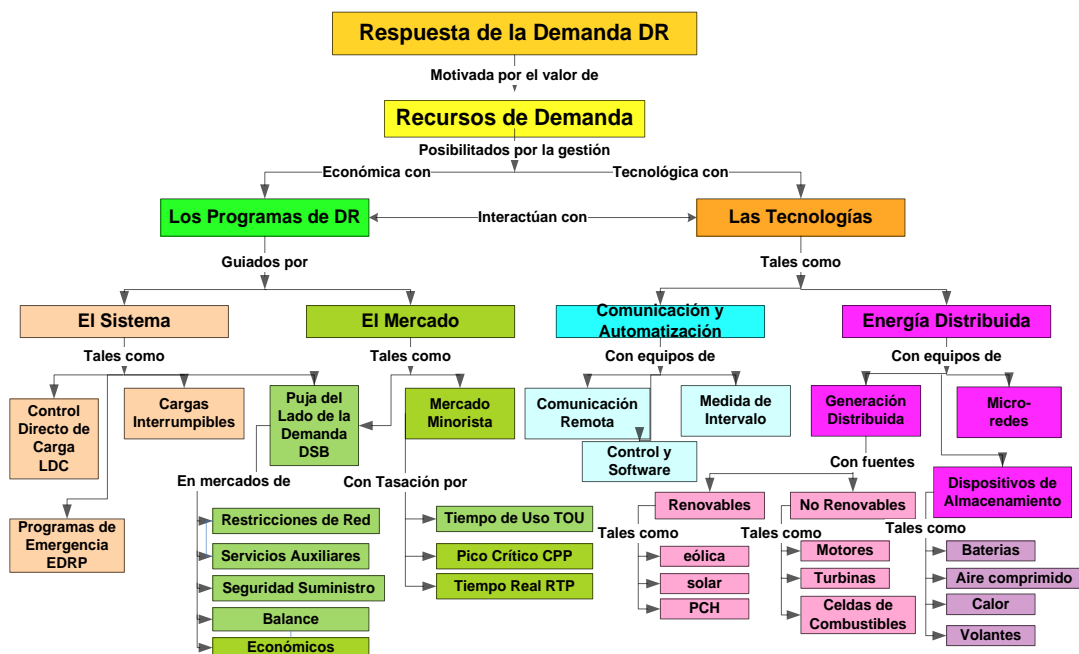


Figura 3-1. Mapa conceptual de la Respuesta de la Demanda en los mercados liberalizados de energía eléctrica.

- La Tasación en tiempo Real (RTP Real-time Pricing)**, es la forma más avanzada de tasación, diseñada para incrementar la transparencia entre los mercados mayorista y minorista. El principio básico es que el precio del usuario final se relacione, directa o indirectamente (con cubrimiento), al precio de aclaración del mercado mayorista. También es conocida como tasación dinámica; la cual, desarrolla productos que se refieren a cualquier tarifa de electricidad donde la duración y los precios no son conocidos o definidos de antemano. Los productos de la tasación en tiempo real ofrecen un rango de opciones al re-balance del riesgo, y dan premios repartidos entre el proveedor y el consumidor, por medio de una combinación de precios fijos, de precios de mercado y de contratos de opciones de futuros. El análisis económico de este tipo de producto, indica que la tasación dinámica en tiempo real proporciona, muchos mayores beneficios económicos que la tradicional tasación por tiempo-de-uso (Adilov, Schuler, Schulze, & Toomey, 2004; Borenstein, 2003; Faruqui, 2002).

- **La Tasación por Pico Crítico (CPP Critical-Peak-Pricing)** es un híbrido de las tasaciones en tiempo real y por tiempo-de-uso; un diseño típico de esta tasación, ofrecerá una rata tradicional por tiempo-de-uso que tendrá efecto todo el año, salvo para un número contratado de días pico, cuya duración es desconocida, donde tendrá efecto, un precio mucho más alto. El número de estos días de pico críticos es de antemano conocido; pero, el precio y la duración del precio de ellos, no lo es. Se señalan días de precio críticos a los consumidores con algún adelanto notificado, típicamente se notifica el día antes del evento; usando comunicaciones automatizadas. En Francia, Electricité de Francia (EDF) tiene lo que es, actualmente en funcionamiento, el programa de tasación por pico crítico más grande del mundo (10 millones de clientes). Bajo el nombre de programa Tempo; simples e intuitivas “señales” (días rojos, blancos y azules) son usadas para comunicar los días de tasación por pico crítico. La experiencia de estos programas indica, que doblando el precio en-pico, conduce a reducciones en la carga pico de hasta un 20%. La elasticidad de la demanda al precio generalmente ha sido medida en un 30% (un 15% de aumento del precio rinde un 5% de reducción en el consumo).

### 3.1.2. Tecnologías de respuesta de la demanda al precio

La tecnología desempeña un papel clave en el acceso y realización de los recursos de la demanda. El costo, funcionalidad y grado de automatización del proceso, serán los principales determinantes en el crecimiento futuro de la capacidad de respuesta de la demanda en el mercado. Las opciones tecnológicas para la respuesta de la demanda, pueden agruparse ampliamente en dos clases de equipamiento:

- **Energía Distribuida:** los equipos electro-energéticos conectados directamente a la red de distribución y/o en el lado “cliente” del medidor (Ackermann, Andersson, & Soder, 2001).
- **Comunicación y Automatización de negociación:** los equipos de medición, de comunicaciones y control automático que posibilitarán la transferencia de información crítica en el caso de los negocios –tal como

precios, señales de control de carga, medidas, y datos para ajustes y facturación –entre las partes contratantes.

- **La Energía Distribuida** se compone de la generación distribuida, más las tecnologías de almacenamiento y las micro-redes autónomas de los usuarios finales de la energía eléctrica<sup>5</sup>.
- **La Generación Distribuida** posee una gama de tecnologías que van desde las tradicionales turbinas a gas o vapor simples, pasando por las versiones mejoradas de las micro-turbinas a gas, hasta turbinas a vapor en ciclos combinados y regenerativos de calor o cogeneración alimentadas por biomasa o calor remanente de celdas de combustible. Entre los motores se destacan los motores de combustión interna de carburación o Diesel; aunque, el motor de combustión externa tipo Stirling ha cobrado realce gracias a su mayor eficiencia energética y posibilidades de recuperación de calor remanente. Entre las tecnologías renovables tenemos las tradicionales Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) hasta los rejuvenecidos molinos eólicos y celdas fotovoltaicas. La generación distribuida posee una amplia gama de posibilidades de negociación en los mercados de Respuesta de la Demanda.
- **Las Tecnologías de Almacenamiento** tales como los volantes, los equipos de almacenamiento o regenerativos de calor, o los almacenamientos de aire comprimido. etc.. pueden utilizarse para el desplazamiento de la carga en horas pico.
- **Las Microredes (MicroGrid)** son una evolución autónoma de los sistemas locales de potencia, que incorporan calor y energía eléctrica combinados (CHP- Combined Heat and Power) en forma de energía distribuida y suministran apoyo crítico de carga para clientes individuales. Las microredes de potencia representan una nueva estrategia práctica para asegurar energía continua, proporcionando seguridad y protección a fallas

---

<sup>5</sup> Los Recursos Energéticos Distribuidos (DER- Distributed Energy Resources) son definidos en (IEA, 2002) como la energía distribuida más las políticas del lado de la demanda.

de la empresa de servicio y a otras anomalías de la malla eléctrica. Las microredes de potencia pueden hallar aplicación en algunos usuarios finales de energía, como complejos industriales y comerciales, campus universitarios y hospitalarios.

Las tecnologías de comunicación y automatización, en la visión de futuro del EPRI, conformarán lo que ellos han llamado “Electrinet” (EPRI, 2003); la cual muy seguramente estará al servicio de la respuesta de la Demanda, en estos campos:

- **Medición.** El medidor sigue siendo uno de los medios primarios de medición de los ingresos para el proveedor de energía. La funcionalidad del medidor variará según la aplicación, la unidad básica de registro será el vatio-hora (típicamente kWh o MWh). La medición moderna puede soportar medidas adicionales de funcionalidad; tales como, la habilidad para almacenar consumo, de acuerdo a periodos de tiempo-, registro y/o despliegue de la información del uso instantáneo; en variables diversas como vatios, voltio-amperios, potencia reactiva, amperaje, voltaje y factor de potencia.
- **Equipo de comunicación remoto.** Responde a la importante necesidad de conectar el equipo de medición y de control utilizados por las empresas de servicios públicos, operadores del mercado, intermediarios y consumidores. La comunicación remota también, puede incluir el equipo de comunicaciones directas del consumidor, utilizando rutas de comunicación, múltiples y amigables para el usuario; con el fin de notificar a los clientes de los eventos de acortamiento de carga.
- **Equipo de control y software.** Las nuevas tecnologías están proporcionando grados más altos de control y automatización del proceso, a los diseñadores de programas de respuesta de la demanda. Los circuitos de aire acondicionado y control de calefacción, el despacho remoto de carga y los sistemas de control de iluminación avanzados, sirven para disminuir la necesidad de intervención humana en la necesidad de responder a las señales del precio.

El término “Respuesta de la Demanda” no es intercambiable con el término “Eficiencia Energética”<sup>6</sup>. La introducción de la Respuesta de la demanda al precio tiempo-variable necesariamente no lleva a una reducción global del consumo de electricidad. Los programas de Respuesta de demanda convencionales son enfocados a desplazar en el tiempo, la carga pico al valle; generando beneficios económicos, considerando que los programas de eficiencia energética generalmente buscan reducir las cargas, sin tener en cuenta el tiempo-de-uso. Por esta razón, la Respuesta de la Demanda no ha sido considerada como baluarte importante en los programas tradicionales de eficiencia de energía.

Sin embargo, la respuesta de la demanda requiere algún examen adicional. Pues, al crear el conocimiento del precio, el consumidor establece una relación de valor entre el precio pagado y el producto de uso final<sup>7</sup>. El incremento del flujo de información entre el consumidor y el minorista aumenta el conocimiento de los consumidores del momento del uso final de la energía, del valor del trabajo de la electricidad y del valor económico resultante de su negociación. Ya que, se incrementa el conocimiento de la capacidad del consumidor para valorar la electricidad, los programas de tasación podrán ser redefinidos; de manera que puedan usarse las señales de precio para animar a los consumidores a malgastar menos la electricidad. Las estimaciones actuales sugieren, que además del desplazamiento de la carga pico, los beneficios derivados de la introducción de la tasación tiempo variable, en los programas residenciales típicos, entregan también aproximadamente el 2% de reducción en energía consumida.

---

<sup>6</sup> La eficiencia energética tiene, así, un sentido más amplio que lo que normalmente se entiende como sólo con una referencia implícita a la eficiencia tecnológica: abarca todos los cambios que se producen al disminuir la cantidad de energía producida para una unidad de actividad económica (Ej. la energía utilizada para una unidad de PIB o valor agregado) o para reunir los requisitos de energía para un nivel dado de confort. Se asocia la eficiencia energética a la eficiencia económica e incluyen los cambios en lo tecnológico, en lo conductual y en lo económico.

<sup>7</sup> El producto de uso final suministrado a un edificio, fábrica o vivienda y convertido en calor, luz o fuerza motriz.

### **3.2. Mercados minoristas, tasación minorista y libertad de elección**

Los mercados minoristas de electricidad se han liberalizado paulatinamente, mediante la inclusión de una agenda de libertad de elección posterior a la implementación del mercado mayorista y/o de la adhesión de grandes consumidores al mercado mayorista. Sin embargo, las crisis tempranas de los mercados eléctricos, tales como las sufridas en California y el cambio del diseño de mercado de Inglaterra y Gales, Nueva Zelandia y otros, han conducido a replantear, de mejor manera la articulación entre los mercados mayorista y minorista de electricidad.

La tasación de la electricidad en los mercados minoristas se puede agrupar según su dinamismo (cambio en el tiempo) en dos grandes bloques.

- Tasación Estática entre las cuales aparecen en orden de estatismo:
  - 1) Tarifa plana, que funciona con una institución de mercado de precio fijo; es decir el precio minorista no cambia en el tiempo
  - 2) Tarifas interrumpibles: funciona a precio fijo a excepción de un periodo declarado de escasez por el operador del sistema
  - 3) Tasación por Tiempo de Uso TOU: funciona a precio fijo por bloques de tiempo; en ocasiones combinadas con precio variable en función de la carga demandada.
- Tasación Dinámica, que funciona con arreglo a las señales de precio tiempo-variante que producen las instituciones de subastas del mercado mayorista. Estas tasaciones en orden de dinamismo son:
  - 1) Exposición dentro del mercado minorista a precios del mercado mayorista
    - a. Tasación en Tiempo Real RTP
    - b. Tasación de Pico Critico CCP



- 2) Exposición directa de clientes a precios mayoristas: funciona con los precios tiempo-variantes del mercado mayorista; ya que ellos son agentes de este mercado.

La tasación de tarifa plana y la tasación producto de la exposición directa del cliente a los precios del mercado mayorista son las tasaciones extremas del vector de dinamismo de la tasación minorista; correspondiendo la tarifa plana a la situación de extrema inmovilidad de precio fijo, cuya institución es explicada en el Anexo 2.1 de esta tesis. La tasación producto de la exposición directa a precios mayoristas de los clientes se constituye en el extremo de mayor dinamicidad en el seguimiento por parte de la demanda al comportamiento de los precios del mercado mayorista. Las implicaciones económicas de estos dos extremos de tasación a clientes de la demanda son explicadas en el Anexo 3.1 de esta tesis; sin embargo, uno de los postulados fundamentales de esta tesis consiste en evaluar la influencia de la actividad de la demanda en los precios del mercado mayorista; para ello nos interesa estudiar la correlación del vector de dinamismo de las diferentes tasaciones con la actividad de la demanda; de manera que se pueda construir una hipótesis de participación activa de la demanda en un mercado concreto.

Los programas de respuesta de la demanda (precio-responsivos) expuestos en la Figura 3.1 obedecen a la transacción de distintos productos; pues no toda la energía que requiere un sistema eléctrico va destinada a satisfacer las necesidades de energía para uso final de los clientes del mercado. Existen necesidades de energía (activa o reactiva) o potencia de otros usuarios; como por ejemplo:

- Los transportadores y distribuidores necesitan energía para superar las pérdidas ocasionadas por el transporte de la energía de los usuarios; por tal razón pueden surgir mercados segmentados o mercado único de restricciones de transporte. Estos costes son trasladados a los clientes conjuntamente con los costes de inversión, operación y mantenimiento de las redes, lo que es monitoreado por algunos clientes para la toma de decisión de implementar la gestión y energía distribuidas.

- Los operadores del sistema necesitan energía para mantener los niveles de seguridad y confiabilidad del sistema; tal necesidad da lugar a diseñar instituciones económicas de negociación de reservas y/o servicios auxiliares. Usualmente esta necesidad puede ser considerada de tipo social; y el producto a transar, ser considerado como bien público; en cuyo caso, la definición del producto y la formación de su precio poseen mecanismos y reglas diferentes a los discutidos en esta tesis.
- Para resolver las restricciones de transporte existen dos visiones de productos, una como bien público y otra como bien transable; así:
  - En algunos mercados de nodo único; es decir, que considera a la red sin restricciones topológicas para la formación del precio de mercado; se posee una institución de mercado adicional que se encarga de negociar dichas restricciones, a través de una segmentación del mercado. Usualmente dicho mercado toma el nombre de mercado de restricciones. Estas restricciones pueden ser consideradas como una necesidad de inversión pública, al ser considerada la red como un monopolio natural.
  - La otra visión, consistente en mirar a las restricciones, como un problema de localización; donde, tanto la oferta como la demanda exponen sus preferencias de localización; en cuyo caso surge un costo marginal de localización y el mercado se subdivide en nodos de distinto peso de costo marginal de localización; Así la formación del precio depende de la localización del nodo en función de las leyes de Kirchhoff, formando así, un precio de localización marginal (LMP). Esta resolución de la tasación de la energía es multimodal y se realiza mediante mecanismos de mercado donde la demanda puede participar mediante Pujas de demanda (DSB), en mercados económicos.

Como hemos visto los programas de Respuesta de la demanda de mercados complementarios al mayorista, tales como el mercado de reserva , de seguridad y/o confiabilidad, mercado de restricciones de nodo único, pueden ser considerados como mercados de productos diferentes al producto energético

transado en los mercados mayoristas principales. Por otra parte, la energía destinada a superar las pérdidas de transporte, es tenida en cuenta dentro de los costes regulados de transporte y distribución; por tal razón son transparentes para la formación de precio que ocurre en el mercado mayorista. En consecuencia el estudio de los precios de los mercados complementarios descritos anteriormente no está dentro del alcance de esta tesis. En contraposición el mercado de balance o de equilibrio transa el mismo producto del mercado mayorista, lo que quiere decir que su precio puede estar en estrecha relación con el mercado mayorista.

La anterior consideración limita nuestro estudio a la tasación que ocurre entre los extremos del vector de dinamismo de tasación, antes mencionados. Aquí se encuentran las tasaciones que tienen lugar en los programas de Respuesta de la demanda de RTP, TOU, CPP, Cargas interrumpibles y en los programas de Reducción de Demanda; tales como los Programas de Emergencia de Respuesta de la Demanda (EDRP) y el de Control Directo de Carga (LDC).

La tasación en tiempo real de la electricidad (RTP) puede describirse como un sistema que arroja diversos precios minoristas de electricidad a diversas horas del día y en diversos días. El precio para cada hora, digamos el precio de la hora 4-5 p.m. del 21 de junio, puede diferir del precio a cualquier otra hora, por ejemplo a las 3-4 p.m. del mismo día 21 de junio, ó, a la misma hora 4-5 p.m., del día siguiente, 22 de junio. En la mayoría de mercados, de sectores industriales que poseen precios mayoristas altamente volátiles, tales como frutas, vehículos, pescados frescos, gasolina, o chips de computadora, los precios minoristas se ajustan muy rápidamente para reflejar los cambios en el precio mayorista del bien. La RTP no significa que los clientes deben comprar toda su energía con el precio mayorista en tiempo real. El cubrimiento al riesgo de la volatilidad del precio, que se practica mediante la compra de energía a través de un contrato a largo plazo, antes de un período donde la tensión del sistema sea evidente, permite que los clientes estabilicen su factura total, mientras se “inmoviliza” el precio en tiempo real, para efectuar un consumo incremental, como se expondrá más adelante.

La tasación del tiempo-de-utilización (TOU) se ha utilizado extensivamente en los Estados Unidos de América. Bajo la TOU, el precio minorista varía de manera preestablecida dentro de ciertos bloques de tiempo. Por ejemplo, un plan de tasación típico de TOU por días laborables durante las cargas de verano es:

- de 5,62 US¢ por kilovatio-hora (kWh) de 9:30 p.m. a 8:30 a.m.,
- de 10,29 US¢ por kWh para 8:30 a.m. hasta el mediodía y de 6 p.m. a 9:30 p.m., y
- de 23,26¢ por kWh desde el mediodía hasta las 6 p.m.<sup>8</sup>
- Usualmente, las tarifas del fin de semana y del día de fiesta son iguales a la tarifa del valle del día laborable.

Las tarifas para bloque de tiempo (generalmente llamados pico, hombro, y valle) se ajustan con poca frecuencia, usualmente solo dos o tres veces por año. Consecuentemente, el precio es igual en un momento dado del día (en un día laborable) a través del mes o de la estación para los cuales se fijan los precios. Así, por ejemplo, la señal del precio minorista es igual en una tarde muy caliente del verano, cuando la demanda puede estar en su pico anual, al de una tarde suave del verano en que la demanda es mucho más baja.

En España las tarifas que aplican las empresas distribuidoras para la venta de energía eléctrica obedecen a un sistema de tasación por TOU (Ministro de Industria, 2007). Para la península se definen temporadas eléctricas y tipos de días, así:

- Temporadas
  - Alta con pico de mañana y tarde: diciembre, enero y febrero
  - Alta con pico de mañana: 2ª quincena de junio y Julio
  - Media con punta de mañana: 1ª quincena de junio y septiembre

---

<sup>8</sup> Esta es la tarifa TOU comercial y del verano de Pacífico & Gas Electric.

- Media con punta de tarde: noviembre y marzo
- Baja : abril, mayo, agosto y octubre
- Tipos de días
  - Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta con pico de mañana y tarde
  - Tipo A1: de lunes a viernes no festivos de temporada alta con pico de mañana
  - Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media con pico de mañana
  - Tipo B1: de lunes a viernes no festivos de temporada media con pico de tarde
  - Tipo C: de lunes a viernes no festivos de temporada baja, a excepción de los días de agosto
  - Tipo D: sábados, domingos, festivos y agosto

Debido a que las tarifas de TOU no capturan la variación del precio dentro de un bloque del precio, ellas se combinan a menudo con una tarifa separada a la carga del consumo pico. Estas "cargas demandas" son cobradas a un precio mayor por kilovatio de consumo del cliente, durante el período de facturación (generalmente un mes). Las cargas demandadas se basan en el consumo pico del cliente (durante un intervalo de 15 minutos); sin importar, si ese consumo ocurre en un momento en que el sistema, en su totalidad, esté en un precario equilibrio de la oferta y la demanda, o no. La mayoría de los medidores instalados para la facturación de la carga del consumo pico de la demanda, no están capacitados para almacenar información que indique la fecha y la hora exacta, en las cuales, ocurre ese consumo pico<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup> Los clientes con medidores de TOU hacen frente generalmente a las demandas pico y valle, con el mismo consumo máximo en pico, acarreado un precio mucho más elevado. Dentro de

En España este tipo de combinación, resulta en una regla tarifaria binómica, que contiene un componente de energía y otro componente de potencia consumidos. Así entonces, se generan tipos de discriminación horaria, para los cuales se determinan periodos horarios pico y valle, en las estacionalidades de invierno y verano, en dependencia de una zonificación eléctrica predeterminada.

En el extremo opuesto del espectro precio-responsivo de la demanda a la RTP, se encuentran las tarifas interrumpibles de la electricidad. Estas tarifas son constantes casi todo el tiempo. Cuando el operador de sistema declara cierta escasez potencial, entonces, el llama a estos clientes a cesar el consumo de la electricidad. A pesar del nombre, generalmente, el servicio a estos clientes no se interrumpe físicamente de manera real. Aunque, el precio, al que estos clientes hacen frente, aumenta dramáticamente. En un programa de California, se requirió a los clientes con tarifas interrumpibles, durante varios periodos de escasez declarada, con la finalidad de que dejaran de consumir o pagaran US\$9,00 por kWh para continuar su consumo, lo que constituía un incremento de la tarifa en 30 veces su precio normal.

Una innovación, de reciente data, en la tasación tiempo variante (dinámica), es la tasación del pico crítico (CPP); la cual, posee algunas cualidades de RTP y otras de los programas interrumpibles. Los programas de CPP se diseñan, generalmente, con una estructura tarifaria de TOU; a la cual se agregan una tarifa adicional, que se aplica a las horas picos "críticas", de manera que la empresa de servicio pueda llamar con un corto aviso. Los programas CPP usualmente limitan los llamados a los clientes, por parte de la empresa de servicio, entre 50 o 100 horas picos críticas al año. La CPP es una mejora clara de la TOU con carga demandada, porque el consumo de las cargas adicionales de demanda se condicionan cuando el sistema está realmente restringido, en vez de que sea cuando la demanda del cliente este en su pico particular. La CPP tiene algunas de las ventajas de la RTP, porque los precios minoristas varían con

---

un período de máximo precio TOU (por ejemplo de 9 a.m.-7 p.m. en los días laborales), los medidores no indican en qué momento o día ocurrió el consumo máximo.

el mercado mayorista. Por supuesto, la CPP es mucho más restringida que la RTP; pues, el precio pico de la CPP se fija por adelantado y el número de las horas sobre las cuales puede aplicarse es limitado. Una modificación de la tasación con único pico CPP expuesta anteriormente, es la CPP con dos precios minoristas picos accesibles, tales como US50¢ o US\$1,00 por kWh, los cuales, son impuestos para propiciar que la empresa de servicio pueda disponer de incentivos extremadamente fuertes dentro del precio minorista, durante algunas horas del año en que el precio mayorista pueda ser extremadamente alto.

Mientras que todos los acercamientos de tasación expuestos anteriormente, determinan el precio del servicio de suministro de energía al cliente; los Programas de Reducción de la Demanda (DRPs) pagan al cliente el servicio de reducir su consumo ocasionalmente. El cliente firma para incluirse en un DRP como elegible para ser contactado por el operador de la empresa de servicio o del sistema con una oferta de pago como retorno, para que el cliente reduzca la consumición. Estos programas deben primero determinar una línea de base con la cual la reducción de la demanda pueda ser medida. Una vez que se fije la línea de base, el precio ofrecido para la reducción de la demanda determina el nivel del incentivo económico para reducir la demanda cuando el operador del sistema llama.

### **3.2.1. La libertad de elección de la demanda activa**

Dentro del mercado eléctrico la libertad de elección es actualmente entendida como la capacidad que tiene el cliente o el consumidor de escoger al proveedor del servicio.

En economía, un **consumidor** es una persona u organización que demanda bienes o servicios proporcionados por el productor o el proveedor de bienes o servicios. Es decir es un agente económico con una serie de necesidades y deseos, que cuenta con una renta disponible con la que puede satisfacer esas necesidades y deseos a través de los mecanismos de mercado.

Ya que el modelo de gestión económica de planificación centralizada creó un monopolio de la cadena de suministro, los consumidores de la energía eran

consumidores obligados de las compañías suministradoras, que por lo general tenían el monopolio geográfico de suministro de la energía para el uso final.

El termino cliente denota cierta afiliación voluntaria de un consumidor a un proveedor determinado; por tal razón, este término se ha empleado para caracterizar aquel consumidor que ha pasado de la situación de consumidor avasallado por el monopolio geográfico existente a poseer la libertad de elegir proveedor.

En muchos mercados eléctricos, entre ellos el de España, la libertad de elección de los consumidores se desarrolló mediante una serie de hitos de liberalización, generalmente ordenados por la magnitud de la energía y/o potencia consumida. Una de las alternativas de esta libertad de elección consistía en no elegir y quedarse con tarifas a precio fijo reguladas centralmente. Inclusive en España, se creó un fondo estatal que suplía la diferencia financiera producida por precios altos que se producían en el mercado mayorista ante la inmovilidad de precios de la tarifa regulada.

Cuando el mercado mayorista y el mercado minorista están de esta manera desarticulados, es posible calcular una suma global de dinero producto de las transacciones previstas aguas abajo del mercado mayorista. Si simultáneamente opera la libertad de elección; es posible que las compañías de comercialización-distribución tradicionales utilicen tal libertad de elección para el “descreme” del mercado; es decir, para convertir en sus clientes a los consumidores de menor población y mayor envergadura, por concentración del consumo ó por sus características de flexibilidad, ofreciéndoles mejores tarifas, que incluso podrían llegar a estar por debajo del precio mayorista, a costa de dejar altas o subir las tarifas reales de los consumidores de menor envergadura y mayor población. Tal diferenciación discriminatoria de clientes en función de su capacidad de negociación en un juego de suma cero, permite que unos clientes ganen a expensas de la pérdida de otros consumidores, sin que realmente exista un valor agregado económico del ejercicio.



Por tal razón, la libertad de elección debe ser diseñada para permitir que la demanda logre diferenciarse por el valor agregado que puede deparar, al mercado eléctrico en conjunto, su actividad precio responsiva y de gestión económica y/o tecnológica.

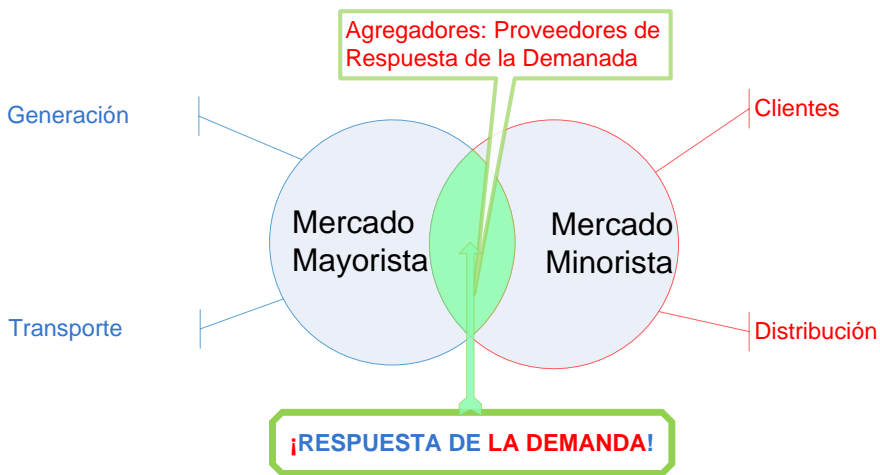
Los programas de Respuesta de la demanda pueden introducir esta diferenciación de los clientes, ya que consideran su flexibilidad al consumo, como un recurso económico. La flexibilidad al consumo de los clientes de uso final es diversa y alguna de ella debe ser gestionada mediante dispositivos tecnológicos de control y comunicación. Es posible plantear que la generación distribuida sea considerada, más como un recurso de flexibilidad al consumo que como un recurso de generación de emergencia o respaldo.

Los recursos de generación distribuida podrían, a la vez de ser recursos de confiabilidad para clientes diferenciados como hospitales y centros comerciales etc..., convertirse en recursos de flexibilidad al consumo responsivo al precio; es decir, podrían operar cuando el precio del sistema supere sus costos marginales de operación y mantenimiento. Tal configuración daría paso a las microredes no aisladas, pero con definición de fronteras comerciales bien establecidas (Bouffard & Kirschen, 2008). De tal suerte, que sus recursos de flexibilidad puedan ser gestionados usualmente para responder al precio tiempo variante y en ocasiones de riesgo particular, para garantizar la confiabilidad de los clientes de la microred, cuando ella no esté garantizada por el sistema.

### **3.3. Articulación de los mercados mayorista y minorista: rol del agregador de la demanda**

La articulación de los mercados mayorista y minoristas de electricidad es una necesidad importante a satisfacer para el mejoramiento de la organización del mercado liberalizado. Es claro que los recursos de la demanda no logran ser gestionados por los distribuidores-comercializadores habitualmente gestores del servicio de transporte y distribución de la energía, y quienes usualmente, poseen lazos económicos del lado de la oferta de energía. La respuesta de la demanda está basada en recursos de la demanda que requieren de gestión para su concentración y aprovechamiento de sus costes de oportunidad como sustitutos

de la generación centralizada de energía. Las tecnologías de la información y la comunicación actualmente posibilitan esta respuesta. Sin embargo se requiere de la introducción de un agente del lado de la demanda que logre gestionar los recursos de flexibilidad y energía distribuida que poseen los usuarios de la energía eléctrica. Este requerimiento podría ser satisfecho por los agregadores de la demanda, una especie de comercializadores de la energía con valor agregado de Gestión de la demanda e identificado con los intereses económicos del lado de la demanda (independiente de los intereses económicos del lado de la oferta).



**Figura 3-2.** Articulación de los mercados mayorista y minorista de electricidad a partir de la respuesta de la demanda.

Un agregador de la demanda es un agente de muchos roles: tanto participa activamente en la formación del precio del mercado mayorista; como a la vez, comercializa en el mercado minorista, la energía a clientes de uso final y comercializa productos de valor agregado de respuesta de la demanda ante estos y otros mercados complementarios, ver Figura 3-2. De esta manera, el agregador propuesto puede ataviarse de tecnologías de soporte para la gestión de la demanda incluidos los de tipo de energía distribuida, con los cuales agregaría valor a la cadena de suministro de energía; sin embargo, la razón diferenciadora del origen de sus réditos, a diferencia de los comercializadores-distribuidores

habituales; cuyos réditos se originan de la actividad del transporte y de la intermediación comercial del producto; residiría en la actividad de Gestión de la demanda desde el punto de vista económico y/o tecnológico.

La Gestión de la demanda incluye la gestión de las puntas de precio del mercado mayorista de energía, esta gestión es del interés particular de la demanda, pues a los generadores no les interesa la morigeración de las puntas de precio, ya que como se puede apreciar en el Anexo 3.1, ellas le facilitan la imposición de precios supracompetitivos en el mercado mayorista de energía- poder de mercado.

Este agregador de la demanda debe estar expuesto directamente al precio mayorista de la energía, de manera que se convierta en tomador de precio de dicho mercado y además, pueda participar en los programas económicos de respuesta de la demanda, y simultáneamente transferir las señales de precios a los clientes del uso final, con diferentes programas de cubrimiento al riesgo del precio.

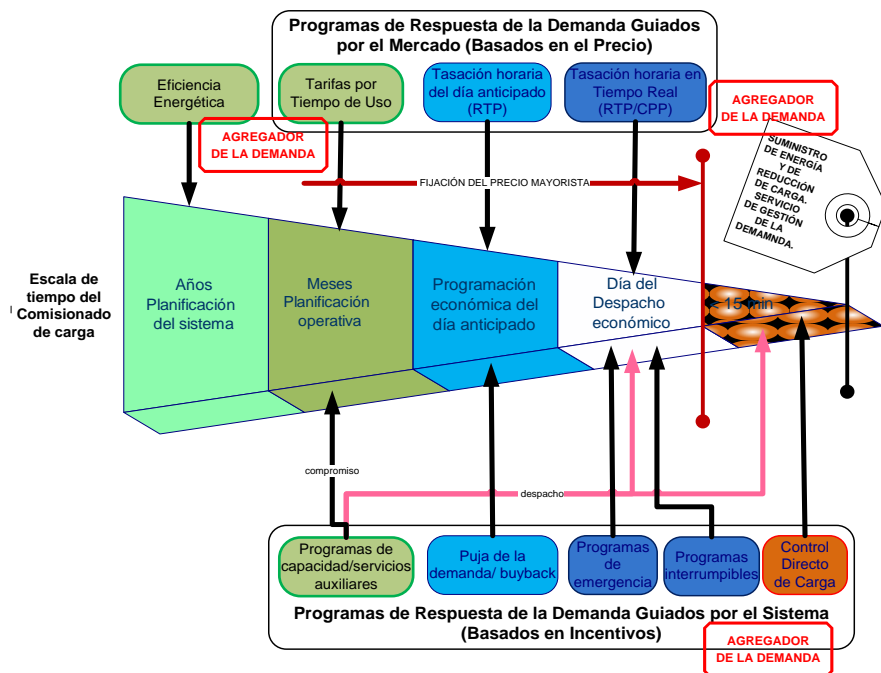
Las ganancias del agregador de la demanda se verían dinamizadas por la acción del servicio de gestión de la demanda; en virtud de su gestión en la eficiencia económica (respuesta a los precios punta y otros mercados de participación de la demanda) y/o de su gestión en la eficiencia tecnológica de sus clientes, en diversas resoluciones de tiempo de negociación dentro de los mercados eléctricos, como se observa en la Figura 3-3; pues, al ser tomador de precios de un mercado mayorista, el agregador de la demanda podría obtener rentabilidad extraordinaria de los mercados abiertos a su participación, al poder ofrecer menores precios de la energía a suministrar a sus clientes en función de la transacción de sus recursos de flexibilidad.

En la Figura 3-3 se observa la diversidad de actuaciones que pueden existir en el mercado eléctrico para los recursos de flexibilidad al consumo gestionados por el agregador de la demanda. La gráfica de la Figura 3-3 está construida en la misma escala de tiempo en que son valorados, comprometidos y despachados los recursos de la oferta. Ya que la electricidad no es almacenable, su suministro a los consumidores -el cual es el objetivo, a cuyo alrededor gira la construcción y

la gestión de los sistemas eléctricos- ocurre en el tiempo real, independientemente de cuándo fuera comprometido y valorado el recurso.

Las opciones de la respuesta de la demanda que posee un agregador de la demanda pueden ser desplegadas en todas escalas de tiempo de gestión del sistema de electricidad (ver Figura 3-3) y pueden ser coordinadas con los mecanismos de valoración y compromiso apropiados para la apreciación de la escala de tiempo de su compromiso o de su despacho. Por ejemplo, los programas de respuesta de demanda que administre el agregador, diseñados para poner en alerta a los clientes acerca de las oportunidades de respuesta de demanda del día anticipado, deben ser coordinados con la actuación del agregador de la demanda en el mercado del día-anticipado.

La eficiencia energética es un recurso del lado de la demanda que puede ser integrado y puede ser valorado por el agregador de la demanda como parte de su actuación; bien sea, en mercados de capacidad de largo plazo (incluyendo ofertas de energía distribuida), o en programas guiados por la planificación integrada de recursos de eficiencia energética. La eficiencia energética es parte del proceso de la planificación del sistema y coincide con su horizonte de tiempo como se aprecia en la Figura 3-3. Aunque las medidas de eficiencia energética no son aptas para el despacho, a menudo crean impactos permanentes de reducción de demanda, así como ahorros de electricidad.



**Figura 3-3.** Rol del agregador de la participación de la demanda en las diferentes resoluciones de negociación de los mercados mayorista y minorista de electricidad, determinadas por la planeación y operación del Sistema Eléctrico.

### 3.3.1. Tipificación de los clientes del mercado eléctrico y rol del agregador de la demanda en el mercado minorista

Los programas de la respuesta de la demanda rinden elasticidades al precio de la demanda, que están en relación de la mayor o menor flexibilidad que tengan los clientes y al número y peso específico de ellos en el mercado. De las características anteriormente expuestas de los programas de demanda podemos elaborar la siguiente clasificación de los clientes y consumidores de un mercado eléctrico según la utilización económica de sus recursos de flexibilidad:

- **Consumidores:** son los usuarios de energía final de un mercado eléctrico que se acogen a tarifa plana regulada por el Estado. Su actividad es nula. El Estado provee el cubrimiento del riesgo al precio mayorista. Para los consumidores no tiene lugar la existencia de ningún programa de respuesta de la demanda.

- **Clientes inactivos:** son los usuarios de energía final que han elegido un proveedor de energía y servicios de gestión de la demanda y este les administra sus recursos de flexibilidad, sin la necesidad de seguimiento y toma de decisión por parte del cliente del uso final sobre su carga y patrones de consumo. Estos clientes se ajustan a programas como los de Control Directo de Carga (LDC), o, algunos programas de EDRP, usualmente sujetos a tarifa plana con cubrimiento del riesgo al precio mayorista
- **Clientes semiactivos:** son los usuarios finales de la energía eléctrica que han elegido un proveedor de energía y servicios de gestión de la demanda en programas que les permiten hacer cierto seguimiento de precios y su propio consumo y efectuar la toma de decisiones de algunos patrones de consumo de cara al precio minorista, en una resolución de tiempo de semanas o meses; donde necesitan además cierto cubrimiento al riesgo del precio mayorista.
- **Clientes activos:** son los usuarios finales de la energía eléctrica que han elegido un proveedor de energía y servicios de gestión de la demanda en programas que les permiten hacer seguimiento a los precios minoristas y/o mayoristas y efectuar la toma de decisiones sobre sus patrones de consumo en tiempo real o con cercanía al tiempo real, y que pueden necesitar o no cubrimiento al precio mayorista.

Esta clasificación de clientes en razón a su elasticidad-flexibilidad al precio en arreglo con los tipos de tasación minorista clasificados según su dinamismo en el numeral 3.2 y los criterios desprendidos de su crítica expuesta en el Anexo 3-2, y añadiendo al arreglo la clasificación de los programas de respuesta de la demanda expuesta en el numeral 3.1.1, nos arroja una matriz que recoge la complejidad de tipificación de los clientes esperados por un agregador minorista y su caracterización, ver Tabla 3-1.

Las columnas de la Tabla 3.1 están ordenadas mediante variables categóricas con escala ordinal, que representan los vectores de dinamismo de la tasación (dos primeras columnas de izquierda a derecha), en el vector seguimiento a

precio mayorista por parte de los programas de respuesta de la demanda (columna 3), en el vector de liberalización de la gestión (columna 4), en el vector de actividad del agente de la demanda que indica el grado de conducta de seguimiento y respuesta al precio por parte del agente. Como se muestra en la tabla se ha encontrado correlación entre estos vectores entre sí y con la elasticidad al precio reportada por la experiencia de implementación de los programas de respuesta de la demanda.

Si existe un agregador de los recursos de flexibilidad de la demanda con capacidad de participación en el mercado mayorista, que pueda reunir a estos clientes en función de sus intereses económicos, desarrollará una valoración de la disponibilidad de los recursos de flexibilidad de sus clientes agregados que podría diferir ostensiblemente de la valoración y diferenciación de clientes que se efectúa durante el “descrime” del mercado desarrollado por la tradicional empresa de comercialización distribución. Pues aquí ya no se mediría únicamente, la concentración de la carga de los clientes como factor determinante sino, la disponibilidad de los clientes al recurso económico de la flexibilidad al consumo, en el tiempo y espacio. Se podrían hallar sorpresas donde clientes del sector residencial resulten mucho más flexibles que otros clientes ante convocatorias meritórias, o estén más dispuestos a permitir el control continuo de sus consumos hogareños. La diferencia aquí radicaría en la capacidad de penetración de las tecnologías habilitadoras de la respuesta de la demanda.

Tipo de Tasación		Respuesta de la demanda		Tipo de agente de la demanda	Elasticidad al precio
		Programas	Ámbito de gestión		
1. Dinámica	1. Exposición directa al precio mayorista tiempo-variante	1. Económicos	mayorista	1. Guiado por el mercado (Basada en precio)	1. Clientes activos
	2. Exposición minorista al precio mayorista tiempo-variante	2. RTP 3. CPP			
2. Estática	3. Precio fijo por carga demandada y bloques de tiempo	4. TOU carga demandada	minorista	2. Guiado por el sistema (basada en incentivos)	2. Clientes semiactivos
	4. Precio fijo por bloques de tiempo	5. TOU por bloque			
	5. Precio fijo interrumpible	6. Carga interrumpible	3. Planificación centralizada	3. Clientes inactivos	0%
	6. Precio fijo por Reducción de demanda	7. EDRP 8. Control Directo de carga LDC			
	7. Precio fijo tarifa plana	X	4. Consumidor		

**Tabla 3-1.** Matriz de caracterización de los clientes de un agregador de la demanda minorista

Si el agregador de los recursos de la demanda basa su actividad en una buena apreciación de cómo sus clientes responden a cambios en el precio de la electricidad, las opciones de respuesta de la demanda basadas en el precio; es decir, guiadas por el mercado, pueden ser integradas en la planificación del sistema en diferentes resoluciones de tiempo, así:

- Las tarifas de TOU, que reflejan variaciones diurnas y estacionales en los costes de electricidad; pero son fijadas con meses de anticipación, pueden ser valoradas e integradas como parte de la programación operativa con resolución mensual. Los clientes semi-activos de este rango responden a precios con flexibilidad de resolución mensual
- La tasación RTP proporciona los precios horarios a clientes activos con día-anticipado o cerca del tiempo real, en dependencia del diseño de la tarifa.



En los mercados mayoristas de E.E.U.U. que cuentan con ISOs/RTOs, los precios de RTP son típicamente indexados, basados en la localización y de forma transparente, a los precios horarios de los mercados de energía del día-anticipado o del mercado en tiempo real (intra-diario). Los clientes de estos programas reaccionan permanentemente a los precios del mercado, en virtud a sus recursos de flexibilidad del consumo.

- Las tarifas de CPP son en esencia tarifas TOU con la adición de un precio máximo crítico. Los clientes reaccionan a estas tarifas con recursos de flexibilidad de corto plazo; sin embargo de corta prolongación en el tiempo de exposición al precio crítico, como se aprecia en la Figura 3-5.

El papel del agregador en los programas basados en el mercado consiste en organizar su propio mercado minorista, de manera que se articule con las señales de precio del mercado mayorista.

El agregador de la demanda que posea y participe de programas de respuesta de la demanda Guiados por el sistema (basados en incentivos) tendrá la posibilidad de participar virtualmente, en todas escalas de tiempo de gestión del sistema eléctrico, así:

- Los Programas de Capacidad implican compromisos de reducción de carga hechos con anticipación (por ejemplo, meses), así, el operador del sistema tiene la opción de llamar cuando sea necesario. La opción de la llamada es ejercida generalmente con dos o menos horas de notificación, dependiendo del diseño específico de programa. Los participantes reciben pagos abiertos (up-front) de la capacidad, ligado a precios de mercado de capacidad, por parte de entidades que de otro modo necesitarían comprar niveles comparables de generación para satisfacer obligaciones de reserva de capacidad.
- Los Programas de Servicios Auxiliares también implican compromisos de carga de cliente que se establecen con anticipación. Los clientes, cuyas pujas en los mercados de reserva son aceptadas, deben ser "llamados" a

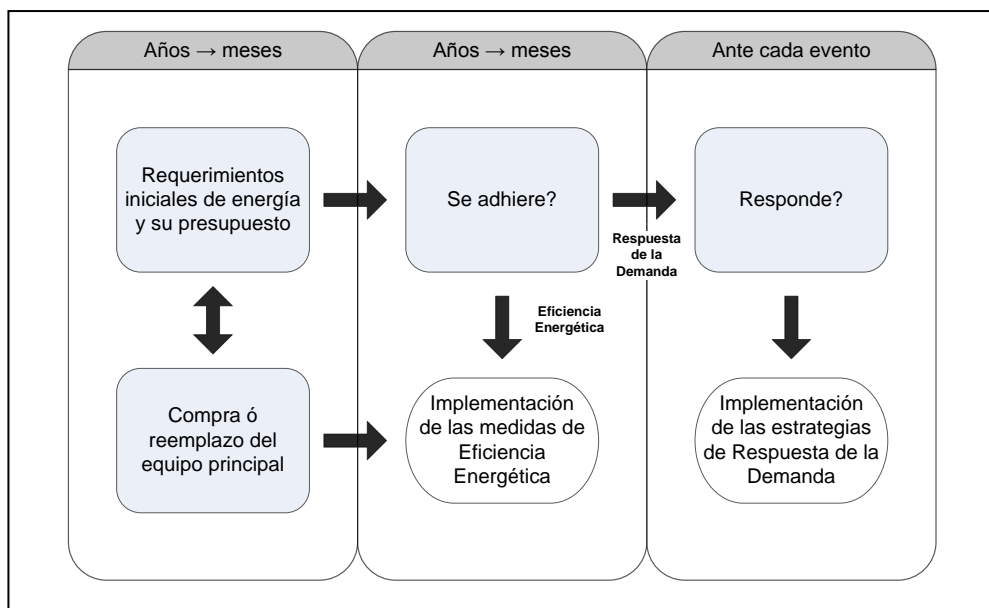
proporcionar reducciones de carga, a menudo con una notificación inferior de una hora.

- Las Reducciones de Carga de recompra de demanda o de programas de puja de la demanda son planificados típicamente para el día-anticipado, y los incentivos económicos son valorados y son coordinados con mercados de energía del día-anticipado.
- Programas de Emergencia son basados en la confiabilidad, y los pagos para las reducciones de carga a menudo son ligados a los precios de mercado de energía de tiempo real (en regiones con mercados mayoristas organizados) o los valores que reflejan coste de la falla de cliente o el valor de carga perdida. Los eventos del programa son declarados generalmente dentro de los 30 minutos a 2 horas anticipados al suministro de la energía.
- Programas de Control Directo de Carga DLC son usualmente basados en la confiabilidad y pueden ser desplegados en un margen de pocos minutos, ya que el agregador de la demanda provocaría la reducción directa y unilateral, sin esperar una respuesta inducida del cliente.

El papel del agregador en los programas guiados por el sistema depende del diseño de la captura de incentivos por parte del gestor particular del programa; pues esta captura de incentivos puede provenir del comportamiento del agregador ante señales de precios (diseño de mercado) o de tasas fijadas por el gestor (diseño de incentivos). No hay que olvidar que el propio agregador de la demanda podría ser el mismo, el gestor de programas para sus propios clientes

Por otra parte, el agregador que gestione una mezcla diversa de patrones de consumo de sus clientes, tendrá mayores alternativas de negociación de energía en los diferentes espacios de transacción que ofrecen dichos mercados, ya sea a través de las subastas mayoristas, o contrataciones privadas de energía distribuida a clientes con concentración geográfica de microredes. No obstante su rentabilidad dependerá de las características particulares de cada mercado que determinará las necesidades de recursos flexibles de la demanda.

Al agregador de los recursos de la demanda le interesa conocer como los clientes logran desarrollar la actividad y optar por alguno de los programas de respuesta de la demanda. En los E.E.U.U. el Departamento de la Energía (US DOE, 2006) ha estudiado las decisiones de los clientes norteamericanos llegando a la conclusión de que “existen significativos desafíos al cotejar las preferencias de los clientes a los programas de respuesta de la demanda con las características de los mecanismos del sistema de creación de valor. Desde la perspectiva de cliente, las inversiones en respuesta de la demanda y de eficiencia energética son ambas estrategias de Gestión del lado de la demanda (DSM- Demand Side Management) que pueden ser utilizadas para administrar los costes de la energía. La participación en programas de DSM (o efectuar inversiones en DSM) implica una serie de decisiones (ver Figura 3-4).



**Figura 3-4.** Las decisiones de los clientes para con la Gestión del lado de la Demanda (DSM).

Primero, los clientes determinan explícita o implícitamente un presupuesto inicial de energía basado en su expectativa actual y futura, de precios medios de

electricidad y de sus necesidades de energía; bien sea, doméstica o productiva (ver Figura 3-6). El marco de tiempo para esta decisión (o el horizonte) es usualmente mensual o anual, y las decisiones acerca de comprar o reemplazar el equipo de uso energético principal pueden ser tomadas al mismo tiempo. El proceso decisorio puede ser un tanto diferente para los pequeños clientes residenciales y comerciales, quienes usualmente tienen una noción menos formalizada de sus necesidades de uso y presupuesto, que para las grandes empresas industriales o comerciales, quienes puede que incluyan los costes de energía, como parte de su presupuesto operativo específico.<sup>10</sup> Los clientes más grandes con demanda-monitorizada son también los más probables gestores de su demanda pico en respuesta a la porción tarifaria por carga demandada.

La participación del cliente en las opciones de respuesta de la demanda implican dos decisiones secuenciales importantes: inscribirse voluntariamente o no, a un programa o a un sistema de tasación y su tarifa (o quedar como agente responsivo opcional en el caso de conservar una tarifa predefinida) y, posteriormente, responder o no, ante un programa de eventos o ajustar el consumo en respuesta a como ocurren los precios (ver Figura 3-5). Esta secuencia de decisiones entra en contraposición con los programas tradicionales de eficiencia energética; en los cuáles, los clientes invierten en equipo de alta-eficiencia energética en respuesta a un programa ofrecido por una empresa de servicio, o una agencia del estado, o por un administrador beneficiario del público, quienes proporcionan información, ayuda técnica y/o estímulos financieros. En la mayoría de los casos, las medidas de eficiencia energética, una vez implementadas, continúan reduciendo el consumo del cliente con una vida económica multianual. Comparativamente, la decisión inicial de consumo de energía y su presupuesto, es relativamente más sencilla y familiar a los clientes, que las decisiones que deben adoptar para inscribirse a programas de respuesta

---

<sup>10</sup> Esta caracterización del proceso de decisión de los clientes es más aplicable a los grandes y sofisticados clientes. Existe una porción grande de clientes, especialmente en su mayoría clientes residenciales y de la pequeña empresa que tienen una limitada comprensión de sus patrones de consumo de energía y de las tarifas existentes.

de la demanda; así, el proceso de responder ante eventos puede ser bastante complejo.

La decisión de adherirse a las opciones de respuesta de la demanda implica evaluar las características ofrecidas por un programa o tarifa y sopesar los costes y los beneficios esperados (ver Figura 3-5). Un programa de respuesta de la demanda debe especificar parámetros claves del interés de los clientes (por ejemplo, número máximo de acontecimientos de emergencia, el pago si es llamado ante el evento), aunque exista una incertidumbre significativa acerca de la probabilidad y el tiempo de los eventos de emergencia para el cliente.

Por último, las incertidumbres en los costes y beneficios de participación en el programa les representan riesgos a los clientes, que pueden traducirse en el surgimiento de significativas barreras a su adhesión. Por ejemplo, el comportamiento incierto del futuro de los precios horarios bajo la RTP, hace que los beneficios de participación sean de difícil predicción.<sup>11</sup>

Los participantes potenciales de los programas de emergencia de respuesta de demanda también se enfrentan a la incertidumbre acerca del número de eventos de respuesta de la demanda, en los que ellos podrían lograr los beneficios de su participación y acerca del monto de los pagos que recibirían cuando ocurran los eventos. Sólo en los programas de respuesta de demanda relacionados con la capacidad los pagos son usualmente conocidos de antemano mediante un acuerdo de retribución a cambio de la reducción del cliente, cuando es notificado con poco tiempo de antelación.

La certeza relativa del beneficio futuro puede ser tan importante como los incentivos económicos en sí mismos. Mientras los montos de las inversiones,

---

<sup>11</sup> Aunque, la forma más popular de RTP, la de dos-partes de RTP (two-part RTP), proporciona alguna protección financiera contra precios inesperadamente altos, y contra la probabilidad de precios medios más bajos que la tarifa plana estándar; pues ello afectaría al motor primario de la participación. La Experiencia de algunos programas exitosos (por ejemplo, Georgia Power and Duke Power Company) ha mostrado que algunos clientes reducen carga sustancialmente durante horas de precios altos. Así, los clientes de RTP tienen la posibilidad de lograr ahorros de facturación por ambos lados: cuando los precios están más bajos en términos generales, y cuando responden a precios altos.

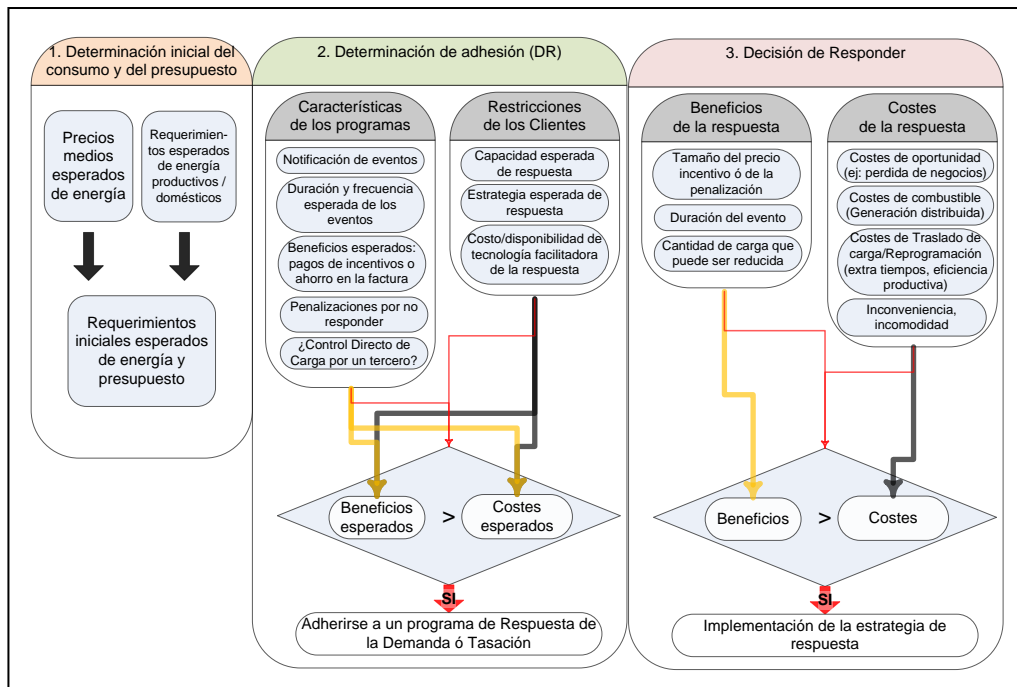
como termostatos programables, sistemas de gestión de energía o generación distribuida, se pueden aclarar más fácilmente; las incertidumbres acerca de los beneficios de responder pueden hacer que las decisiones invertir sean difíciles de justificar.

Una vez inscritos, los clientes deben decidir si responden o no ante los eventos que surjan (ver Figura 3-5). Los beneficios de responder son dependientes del incentivo económico financiero real que se aplique al evento dado (inclusive la penalización para no responder), el número de horas que el evento se extienda para, la cantidad de carga al cliente deba reducir, y también puede incluir tales consideraciones como el deseo de ayudar otros en el manteniendo de la seguridad del sistema eléctrico.

Los recursos de flexibilidad de los clientes pueden manifestarse mediante conducta de respuesta al deslastre de carga en tres formas estratégicas posibles:

- **Renunciando:** implica la reducción del consumo en los momentos de precios altos o en los eventos determinados por los programas de respuesta de demanda. Por ejemplo, un cliente residencial quizás apague las luces o accione el termostato de un aire acondicionado durante un evento, o una entidad comercial apague el equipo de oficina. En ambos casos, como resultado se obtiene una pérdida temporal de servicio o de comodidad.
- **Cambiando:** implica la reprogramación del consumo, alejado de los momentos de precios altos o de los eventos determinados por el programa de respuesta de demanda. Por ejemplo, un cliente residencial quizás postergue encender un lavaplatos, o una industria quizás re programe un proceso de producción por lotes a horas nocturnas o al día siguiente. El servicio o la comodidad perdidos son obtenidos antes del evento o en un momento posterior.
- **Generando en el sitio (generación distribuida):** algunos clientes pueden responder encendiendo un generador de respaldo o de emergencia en el sitio, para suministrar parte o toda su electricidad necesaria. Aunque el

cliente pueda tener una pequeña o ninguna interrupción de su consumo eléctrico, su carga y los requisitos netos en el sistema de energía se reducen.



**Figura 3-5.** Factores que afectan las decisiones de los clientes ante la Respuesta de la demanda.

Los clientes pueden adoptar una o varias de las tres estrategias básicas de respuesta de carga antes mencionadas y valorarán los costos reales de responder en una situación específica. Los costes de responder dependen en parte del tipo de estrategia de respuesta emprendida. Por ejemplo, los clientes que renuncian al consumo sin realizarlo más tarde, contraen costes debido a la pérdida de productividad o de un servicio inevitable. Los clientes que cambian o reprograman su consumo de energía pueden incurrir en los costes de reprogramar el trabajo, o de pérdidas por pagos de horas extras o por productividad al ajustar sus procesos de producción. Si para responder es utilizada generación distribuida, se incurre en costes de combustible y de mantenimiento. Para cualquier estrategia de respuesta, los inconvenientes o las molestias a los ocupantes o arrendatarios de las edificaciones pueden constituirse

en factores importantes de la decisión de coste-beneficio; inclusive cuando ellos no sean expresados directamente en dinero.

Los clientes de mayor actividad y concentración de carga de cierta diversidad, que participan por si mismos en los programas económicos de respuesta de la demanda (guiados por el mercado), pueden tener una mezcla de las conductas antes expuestas en función de la diversidad tecnológica y económica de su carga. Una metodología para valorar los recursos de flexibilidad está expuesta en (Alvarez, Gabaldon, & Molina, 2004); donde un consumidor individual construye la valoración de sus “Paquetes de Respuesta de la Demanda” basado en el costo interno de la interrupción del servicio y la calificación de la flexibilidad tecnológica de la carga. Este procedimiento diferencia entre las cargas de un cliente y no las engloba a través de una tarifa.

Esta valoración se constituye en la base de la construcción del programa de la máxima disposición-a-pagar por la energía que el cliente de uso final necesita del mercado, así como es la base para construcción del programa de la mínima disposición-a-aceptar por los recursos de flexibilidad que el cliente de uso final posee y que pueden ser negociados en distintos mercados de Respuesta de la demanda, ya sea directamente en el mercado mayorista, o con un agregador de recursos de Demanda, que tenga interés en mantener el precio mayorista en niveles competitivos.

Por lo expuesto en este aparte, la complejidad de la decisión para lograr la respuesta de la demanda de los clientes tiene factores de incertidumbre que se manifiestan en una cadena de decisiones secuenciales que impiden que el proceso de activación de los clientes de los programas de respuesta de la demanda sea menos expedito que los procesos de activación de clientes para la eficiencia energética. Esta característica justifica la existencia de un agregador de los recursos de la demanda que logre generar el valor de conocimiento para la decisión del cliente de inclusión y respuesta de la demanda a niveles de participación activa.



### **3.3.2. La participación activa de la demanda en el mercado mayorista de electricidad: rol del agregador de la demanda**

El agregador de la Demanda que disponga de los recursos de flexibilidad al consumo de sus clientes, podrá utilizarlos de manera estratégica en los diferentes mercados de la electricidad. Para efectos del alcance de esta tesis nos interesa estudiar la utilización estratégica que un agregador de estos recursos desarrollaría en el mercado mayorista; donde se transa la energía que directamente abastece a las necesidades de uso final y en últimas fija el precio de la energía mayorista que sirve de base al mercado minorista.

La fijación del precio del mercado mayorista es un proceso que ocurre fundamentalmente en el corto plazo, (ver Figura 3-5), atañe al mecanismo de fijación del precio que estipule la institución de mercado del día anticipado y del mercado en tiempo real. Para poder plantear el comportamiento hipotético de un agregador de la demanda que, participa de forma activa en la fijación del precio del mercado mayorista, nos enfocaremos con las posibilidades de transacción que posee el agregador para la negociación de sus recursos de la demanda en la resolución de tiempo de programación operativa, lo que se corresponde a la programación económica del día anticipado y del día del despacho económico, como se muestra en la Figura 3-5. Esta resolución en algunos mercados eléctricos corresponde a la ejecución de las subastas del día anticipado y del mercado intradiario (por ejemplo: el Mercado de Producción de Energía Español).

Para pujar por parte de un hipotético agregador de la demanda, en un mercado mayorista con una institución de subasta de precio uniforme de nodo único, como existe en el mercado de producción de energía español, cuando se prevén circunstancias de tensión en el equilibrio oferta/demanda, es necesario disponer de recursos de flexibilidad con capacidad de interrupción y/o traslado del momento de consumo de la carga en el corto plazo (horas), o en el mediano plazo (días). Este tipo de flexibilidad puede provenir de cualquier usuario de uso final de la energía eléctrica siempre y cuando posea la tecnología de comunicación, monitoreo y control que lo habilite.

En una etapa inicial del mercado, los clientes de mayor atractivo transaccional, desde el punto de vista del agregador de demanda, para este tipo de recursos son los que disponen de él con mayor concentración; sin embargo en un futuro crecimiento de la penetración de la respuesta de la demanda y su tecnología, el atractivo podría cambiar a los clientes que permitan mayor frecuencia de cortes o cambios del momento del consumo. Esto podrá suceder con el advenimiento de mercados masivos; donde, aquellos clientes que permitan un mayor número de cortes en un periodo determinado y en una zona determinada, podrían contar con gran atractivo transaccional por parte del agregador de la demanda. Sin embargo, a estos clientes tendrían elevado costo de gestión de su recurso en virtud a la necesidad de establecer cierta línea de base.

Una introducción de los mercados masivos con capacidad de respuesta de la demanda da como resultado una negociación de lo que se ha denominado como “negawatio”, podría incluso ser objeto de transacción en otros mercados como el de emisiones, como el desarrollado para Europa y reportado por (Bertoldi & Huld, 2006; Steinberger, van Niel, & Bourg, 2009) cuando se refiere a la apertura de los certificados transables para ahorro energético.

Para el desarrollo del proceso de negociación que opera en el mercado mayorista de electricidad del día anticipado, regido por una institución de subasta de tipo UPDA, al agregador del mercado le interesa la construcción de su programa de disposición a pagar por la energía transada para sus clientes; sin embargo, como el resultado de esta institución es un precio único que rige para todos los adherentes al mercado, ya sean de la demanda o de la oferta; el agregador de la demanda, puede disponer de este programa de disposición a pagar, afectado por las interrupciones de carga a tranzar en virtud de lo comprometido que esté el equilibrio de oferta/demanda; esto quiere decir, que los programas de disposición a pagar para los picos del sistema será complementado con un programa de costos por recursos flexibles de demanda que produzcan una interrupción de una carga comprometida con algunos clientes; con quienes ya previamente ha tranzado su compromiso de respuesta de la demanda para esta resolución (apreciación temporal) de mercado.

Ahora bien, para construir su programa de puja de la demanda al mercado mayorista de electricidad, tanto para el día anticipado; como para el tiempo real, al agregador no le interesa la procedencia de la carga sino su disponibilidad y su costo para la resolución apropiada, para tomar la decisión de interrumpir o no para conservar o aumentar el nivel de rentabilidad de su empresa al pujar por un menor precio único del mercado. En conclusión tendrá una canasta de clientes a quienes puede interrumpir y que poseen costes de interrupción conformados por la valoración que hagan los clientes de su interrupción en dependencia del programa de la demanda a que pertenezcan o de un mecanismo de mercado minorista de interrupciones cercano al tiempo real que podría impulsar el agregador de la demanda, por ejemplo: una subasta de recursos interrumpibles en tiempo real, donde puedan participar clientes adheridos a este tipo de programa.

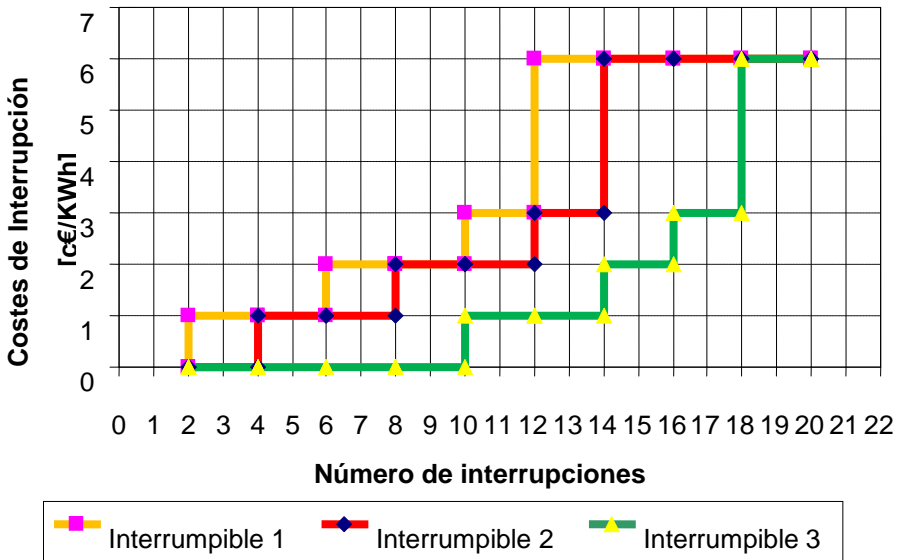
En últimas, una gráfica de costes de las interrupciones de carga para un agregador de recursos de demanda, después de haberlos adquirido de tres tipos de clientes de diferente costo marginal de sus interrupciones de carga, podría lucir como se muestra en la Figura 3-6.

En la Figura 3-6 se exponen tres tipos de clientes con cargas interrumpibles, los cuales, tienen costos marginales de interrupción diferentes, según el número de interrupciones que estén dispuestos a soportar. En esta gráfica, quizá para este agregador no le es rentable adquirir de sus clientes interrupciones por encima de los 6c€/kWh, pues, dispondría de sustitución para sus interrupciones en el mercado mayorista a partir de la generación de energía con recursos de energía distribuida.

Estos tres tipos de clientes interrumpibles cercanos al tiempo real son una nueva clase de clientes, emanados de la voluntad de los clientes y de la administración de recursos de flexibilidad de la carga a negociar por un agregador, son entonces clientes Interrumpibles en Tiempo Real ITR; quienes son habilitados para esta función en virtud a su propia actividad de respuesta de la demanda y a la actividad de respuesta de la demanda del agregador. De esta manera emerge

un nuevo tipo de Cliente producto de la interacción de el con el agregador de la demanda mediante la organización de un mercado minorista de clientes activos.

Para explicarnos las decisiones de los agregadores de la demanda que posean clientes Interrumpibles en Tiempo Real examinaremos una situación de un mercado hipotético del día anticipado, que posee tres agregadores de la demanda con diversa capacidad de respuesta a precios en tiempo real. Como se muestra en la Figura 3-9, el mercado sufre una situación de tensión a su equilibrio oferta/demanda ya que su demanda se encuentra en el pico extremo (28 unidades de energía) a causa de una ola de calor que ha subido de manera extraordinaria el consumo de los equipos de aire acondicionado.



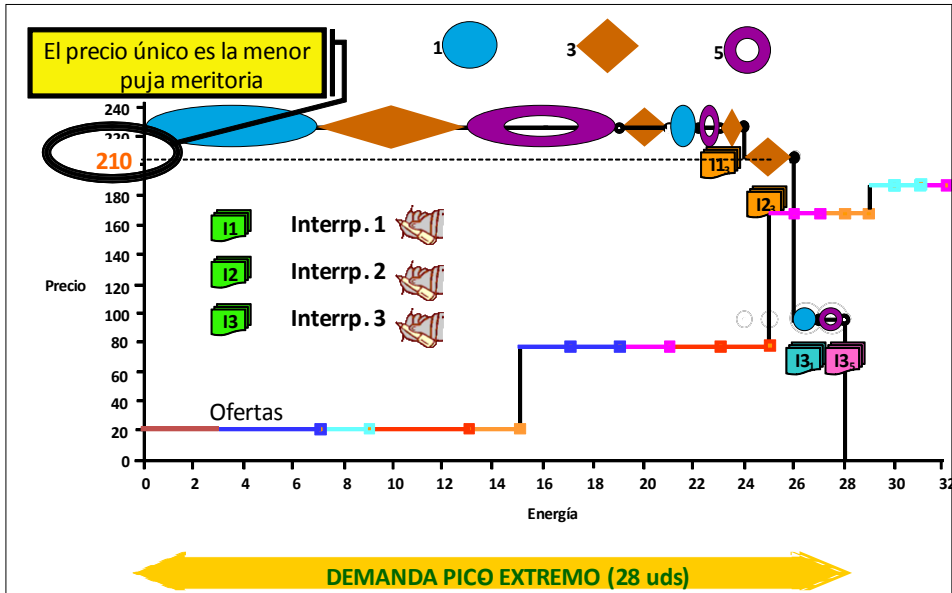
**Figura 3-6.** Coste hipotético de las interrupciones de un agregador.

Los agregadores distinguidos con los números 1, 3 y 5 tienen suscritos compromisos con clientes interrumpibles en tiempo real de los tipos definidos en la Figura 3-7 (Interrumpibles 1-I1, Interrumpibles 2- I2, Interrumpibles 3 -I3), con la finalidad de interrumpir su consumo. La distribución de carga interrumpible y su valor para cada tipo de cliente del agregador se expone en la siguiente Tabla 3-2.

Agregador	Cliente Interrumpible en Tiempo Real (ITR)		
	Tipo de Cliente	Carga interrumpible	Valor (Uds)
1	I3	1	100
3	I2	2	210
	I1	1	220
5	I3	1	100

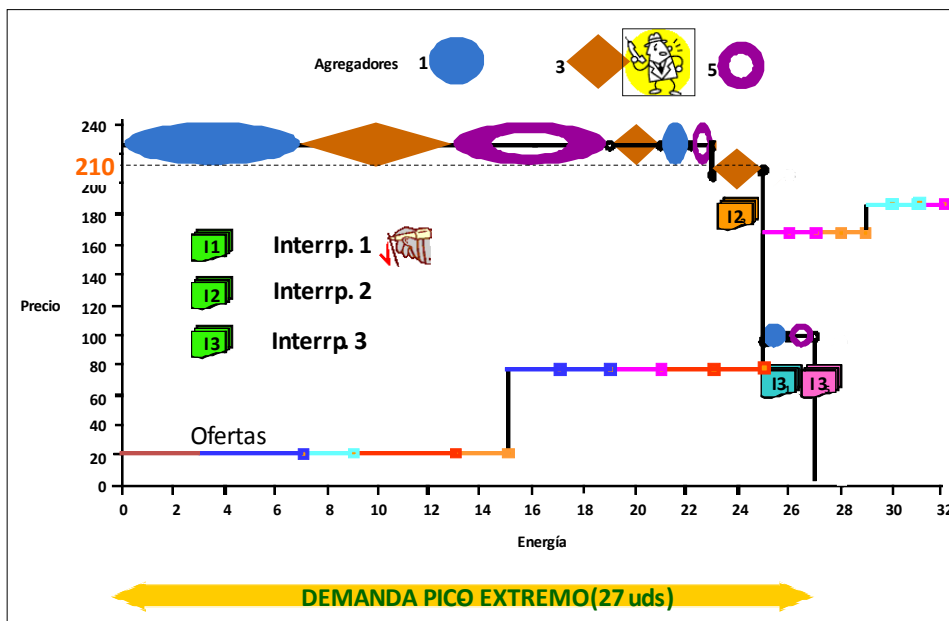
**Tabla 3-2.** Características de los clientes interrumpibles en tiempo real de tres agregadores.

Para analizar las decisiones de los agregadores de la demanda tomaremos varias rondas de mercado. En la primera ronda de mercado las pujas de la demanda están dispuestas de mayor valor a menor y por orden de llegada del mensaje como lo establecen las reglas de la subasta de precio uniforme UPDA. El precio de mercado es establecido por la regla de que este equivaldrá a la menor puja meritoria; es decir, aquella puja menor que supere la mayor oferta transable (dispuesta a aceptar dicha puja); para el caso del mercado hipotético esta puja será de 210 unidades de valor, el cual se constituye en el precio único del mercado. Ahora bien, si observamos la curva de demanda, este precio solo garantiza suministro de energía para 26 unidades de las 28 requeridas en el pico extremo. Las dos unidades no tranzadas en el mercado deberán buscar ser suplidas en el mercado en tiempo real, por lo general a un precio de recompra mayor. Las ganancias de los agregadores de la demanda, en esta ronda de mercado será el área comprendida entre la línea demarcada por el precio y la curva de las pujas meritorias; para este caso particular las ganancias de los agregadores G serian calculadas como  $G = (220 - 210) \times 24 = 240$  unidades.



**Figura 3-7.** Aclaración del precio en una hora de pico extremo mercado mayorista de energía hipotético con participación de agregadores de demanda (1ª ronda: caso sin puja de interrupciones en tiempo real).

En la segunda ronda, suponiendo idénticas condiciones del mercado, el agregador 3 utiliza su recurso de flexibilidad de la demanda e interrumpe el servicio de 1 unidad de energía al cliente I1, como estrategia de respuesta al precio (ver Figura 3-8).

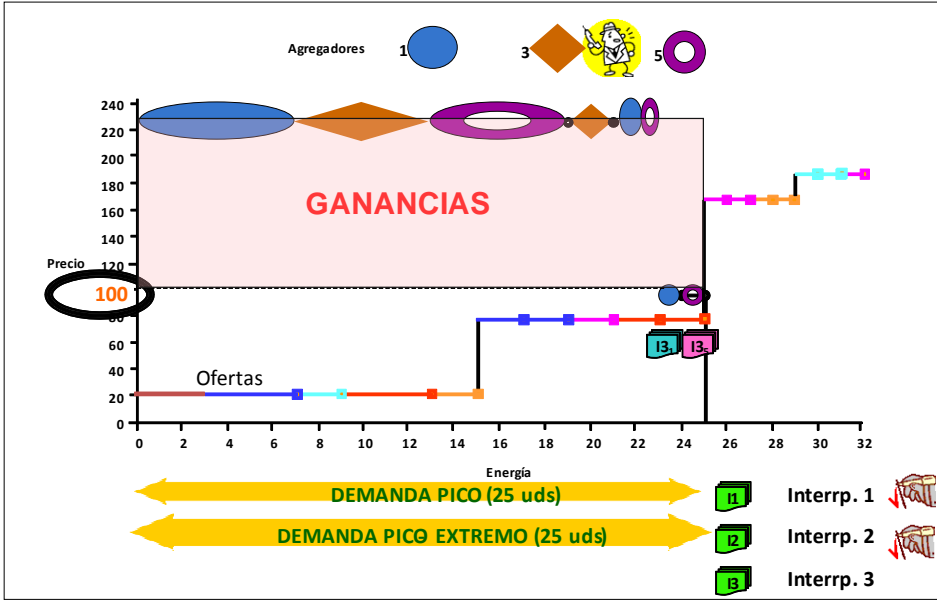


**Figura 3-8.** Aclaración del precio en una hora de pico extremo mercado mayorista de energía hipotético con participación de agregadores de demanda (2ª ronda: caso con puja de interrupción en tiempo real de I1).

La acción de respuesta al precio por parte del agregador 3, aunque logra disminuir la demanda del mercado a 27 unidades, quizá aumentando la confiabilidad del sistema, no logra alterar el precio único del mercado de energía de 210 unidades de valor para 26 unidades de energía, quedando una unidad de energía para despachar en el mercado del tiempo real. Así, las ganancias de los representantes de la oferta como los representantes de la demanda se mantienen como en la situación de no respuesta de la demanda.

En la tercera ronda de mercado el agregador 3 decide responder los precios altos con toda su capacidad de recursos flexibles de la demanda (3 unidades) en tiempo real; así que interrumpe el servicio de sus clientes Interrumpibles I1 e I2. Con esta acción el agregador 3 logra reducir el precio de mercado a 100 unidades de valor para realizar completamente la demanda de 25 unidades sin necesidad de acudir a un mercado de recompra de energía (ver Figura 3-9). Esta acción, además, logra establecer la demanda en la cantidad usual para ser considerada un pico habitual que oscila alrededor de las 25 unidades de energía.

Las ganancias de los agregadores de la demanda retornan a lo habitual para los picos y están representadas por el área por debajo de la curva de pujas y limitada por la línea punteada que establece el precio del mercado como se muestra en la Figura 3-11. Las ganancias de los agregadores resultan  $(220-100) \times 23 = 2760$  unidades de valor.



**Figura 3-9.** Ganancias de los agregadores de la demanda mediante la puja meritoria de ITR en la 3ª ronda de mercado.

En la cuarta ronda, conservando idénticas las condiciones de mercado, los agregadores de recursos flexibles de la demanda 3 y 5 deciden utilizar su capacidad disponible (4 unidades de energía:  $I_2=2$ ,  $I_1=1$ ,  $I_3=1$ ) para responder al precio de que se producirá de las condiciones de tensión del equilibrio de mercado como se muestra en la Figura 3-10. Esta respuesta, además de lograr establecer el precio en 100 unidades de valor para 24 unidades de energía y vaciar todo el mercado, también produce una mayor confiabilidad tecnológica del sistema y estabilidad económica al poseer una reserva de precio frente a contingencias de la oferta.



Ahora bien, pensemos que el mecanismo de mérito de los recursos de la demanda no se dé únicamente por la decisión unilateral del agregador de interrumpir a determinados clientes; sino que se permita cierta alteración de las reglas para poder emitir pujas de energía con capacidad de interrupción condicionada a las circunstancias de tensión del mercado. Esta sería una forma similar de reconocer particularidades de la demanda en su proceso de participación en el mercado, tal como se reconocen para los generadores sus restricciones de rampa u otras. Esta decisión permitiría la opción de fusionar los mercados de capacidad y de energía.

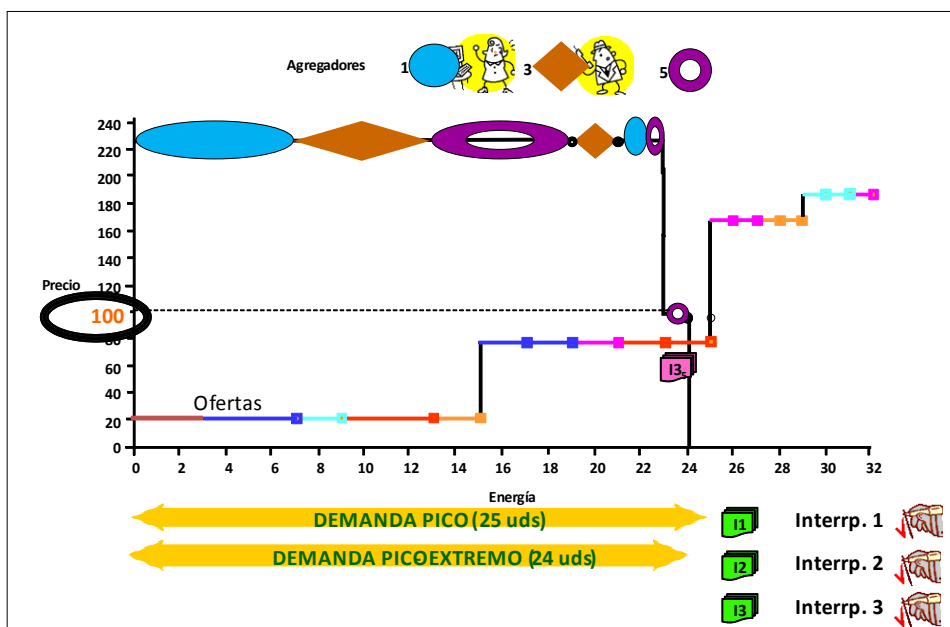


Figura 3-10. Aclaración de precios durante la 4ª ronda de mercado con puja de todos los recursos de ITR de los agregadores

Es claro que la participación activa de agregadores de la demanda permitiría la disminución de la tensión del mercado producido por contingencias ambientales; sin embargo, también es posible pensar que la participación activa de agregadores como agentes representantes de los intereses económicos de la demanda, pueda mitigar el poder de mercado como efecto de la conducta

estratégica de los generadores o las empresas de servicio integradas verticalmente.

### **3.4. Conclusiones**

- La eficiencia económica de los mercados eléctricos dependen de la participación activa (precio responsiva) de la demanda.
- La apropiación de los excedentes económicos del consumidor se logran de mejor manera mediante la activa participación de la demanda, preferentemente con tasación dinámica en tiempo real o cercano a él.
- La participación de la demanda en los mercados mayoristas requieren de cierto acoplamiento con los mercados minoristas. Dicho acoplamiento ha llevado al planteamiento de la formación de mercados electrónicos masivos liderados por nuevos agentes agregadores de la demanda precio responsiva.
- La participación actual de la demanda es de carácter asistencial y puntual, se requiere llevarla a formas sostenibles y habituales e incorporar como manera de ser del consumidor, su participación activa. (Demanda responsiva al precio).
- La hipótesis de inclusión de un agregador sería un camino de mejora de la eficiencia de los mercados.

#### **3.4.1. Aportaciones**

- El mapa conceptual descrito en la Figura 3-1 de los recursos de respuesta de la demanda.
- El aporte fundamental de este capítulo consiste en haber definido una hipótesis de articulación entre el mercado minorista y mayorista, representada en la Respuesta de la Demanda y personificada en un nuevo agente de mercado proveedor de servicios de Respuesta de la Demanda que al participar en ambos mercados como agregador (comercializador minorista y cliente activo de mercado mayorista), pueda representar los intereses económicos de la demanda y pueda incrementar su elasticidad al precio y con ello mitigar el poder de mercado impuesto por productores y suministradores de la energía usualmente integrados verticalmente.

- La hipótesis de participación del agregador en el mercado mayorista con recursos interrumpibles en tiempo real y su modelación en un mercado hipotético.
- Otro aporte consiste en la presentación de la matriz de caracterización de clientes de un agregador reportada en la Tabla 3-1.



## CAPÍTULO 4

# La economía experimental y su aplicación a los mercados eléctricos liberalizados

### 4.1. El experimento económico y su método

La palabra experimento es utilizada en un sentido bastante preciso, para significar aquella investigación donde el sistema bajo estudio y las intervenciones sobre él están bajo el control del investigador (Cox & Reid, 2000).

En (Humphrey & Wenstein, 2009) se propone una clasificación de los experimentos económicos; así: Experimentos de laboratorio, Experimentos de campo y Experimentos naturales. Esta clasificación atiende a responder las preguntas de ¿qué? o ¿cuánto? está bajo el control del investigador, como se muestra en la Tabla 4-1.

Tipos de experimentos económicos	Ejercicio de control del investigador	Efectos sobre la investigación
Experimentos de laboratorio	Sobre la asignación del tratamiento	Asegura que las unidades, tratadas y sin tratamiento sean idénticas exceptuando a un grupo que recibe el tratamiento. Esto es importante para aislar efectos causales.
	Sobre el tratamiento en si mismo	Asegura las condiciones como las características de los sujetos, la información disponible a ellos, y la manera y el contexto preciso en el que el tratamiento es aplicado.
Experimentos de campo	Sobre la asignación del tratamiento únicamente	El control sobre el tratamiento se pierde, la mayor dificultad es la de enlazar a los experimentos hacia cantidades de interés teórico y con ello conseguir estimaciones precisas de los efectos del tratamiento.
Experimentos “naturales” <sup>12</sup>	No existe control	El investigador procura encontrar procesos de asignación que crean tratamiento y grupos testigos comparables “naturalmente”.

**Tabla 4-1.** Tipos de experimentos económicos.

---

<sup>12</sup> Según (Cox & Reid, 2000) los llamados “experimentos naturales” son estudios de observación, más no experimentos.

Los experimentos económicos que trata esta tesis se refieren a los experimentos de laboratorio. En ellos, la economía experimental aplica los métodos del laboratorio de investigación al estudio del comportamiento de la decisión humana motivada e interactiva, en contextos sociales gobernados por reglas explícitas o implícitas. Las reglas explícitas pueden ser definidas por el movimiento de secuencias y eventos de información experimentalmente controlados, en la forma ampliada de los juegos  $n(>1)$ -personales con ganancias especificadas. También las reglas explícitas pueden ser las de una subasta u otra institución de mercado en la cual, la gente motivada compra o vende derechos abstractos (para consumir o producir) información y servicios (Ej. transporte, electricidad, emisiones etc...) dentro de un cierto contexto tecnológico particular. Las reglas implícitas son las normas, las tradiciones y los hábitos que la gente trae al laboratorio como parte de su herencia evolutiva cultural y biológica; las cuales no son controladas normalmente por el experimentador. (V. L. Smith, 2002a).

Sólo hasta la década de 1930 surgen los experimentos económicos seminales que han dado origen a la, exponencialmente creciente, literatura contemporánea de la economía experimental. Aunque los hermanos Daniel y Nicholas Bernoulli condujeron experimentos económicos pioneros en 1738, conocidos como la “Paradoja de San Petersburgo”.

Según se informa en (Roth, 2009), durante los primeros años de la economía experimental surgieron tres vertientes de desarrollo investigativo: la primera, que concierne a los experimentos diseñados para probar la teoría de la elección individual; la segunda, concierne a probar hipótesis de la teoría de juegos; y, la tercera, que consiste en las investigaciones sobre la organización industrial. Estas tres vertientes aún hoy se mantienen; sin embargo, se ha adicionado una nueva vertiente que intenta ser comprensiva de las anteriores, y se enfoca al “diseño” de mercados inteligentes computarizados.

Los primeros experimentos, informados en (Thurstone, 1931), sobre la construcción de las funciones de indiferencia basada en la elección de los sujetos mediante recompensas hipotéticas, fueron objeto de crítica debido a la

desconfianza que suscitaban sus resultados para la teoría económica (Wallis and Friedman 1942); porque en estos experimentos, no era evidente el incentivo económico en la recompensa percibida por los sujetos. A partir de tal crítica se escindieron dos campos de experimentación: el de la Psicología Social Experimental (con recompensas hipotéticas) y el de la Economía experimental (con recompensas monetarias).

Un hito importante lo constituyeron los trabajos pioneros de la teoría de juegos publicado en (von Neumann and Morgenstern 1944), y posteriormente de Nash, los cuales han tenido efectos profundos sobre la teoría y la experimentación económica moderna, de manera que es justo afirmar que su influencia es penetrante en cada aspecto de la experimentación económica y de psicología social modernas.

El método experimental moderno se sostiene sobre los planteamientos epistemológicos expuestos en (Lakatos, 1982) donde se discute la imposibilidad de derivar teorías de los datos experimentales y se concluye a manera de proposición que “Las hipótesis particulares derivadas de cualquier teoría comprobable implican ciertos resultados de observación; el inverso es falso”. Las teorías producen teoremas matemáticos. Cada teorema es el trazo de las declaraciones postuladas (asunciones) dentro de declaraciones derivadas o concluyentes (los resultados teóricos). Convencionalmente, son las declaraciones concluyentes las que el experimentalista utiliza para formular las hipótesis específicas (modelos), que motivan que el diseño experimental se ponga en ejecución. Las declaraciones postuladas son los objetos de control en un experimento económico, en la medida que puedan ser controladas. Ya que no siempre cada asunción puede ser reproducida en el diseño experimental, el problema del "experimento controlado" es el de intentar reducir al mínimo, el riesgo de que los resultados no puedan ser interpretables, en razón a que unas o más asunciones teóricas hubieren sido violadas.

Las hipótesis comprobables en la teoría de juegos económica, se encuentran en las condiciones marginales que definen los puntos de equilibrio o en las funciones de estrategia que constituyen un equilibrio teórico. En los juegos



contra la naturaleza, el sujeto-agente es pensado como el elector entre varias alternativas de un conjunto factible; con cuya elección él maximiza su resultado (ganancia, recompensa, utilidad o rentabilidad). Los juegos estratégicos son solucionados por el mecanismo de reducir los juegos contra la naturaleza, a un equilibrio no-cooperativo (de Cournot-Nash), (puro o mezclado); donde cada agente, maximiza su resultado, dado el comportamiento de maximización del resto de los agentes. Al optar por la estrategia de equilibrio (simétrico), cuando esta es utilizada por todos, el agente  $i$  reduce su problema, mediante la maximización de su propia elección dentro de la estrategia.

Por lo tanto, en la economía, todas la hipótesis comprobables vienen de las condiciones marginales (o de su equivalente discreto del coste de oportunidad), que durante la maximización definen el equilibrio. De tal manera estas condiciones son derivadas de la teoría; sin embargo, invertir los pasos y tomar las consistentes observaciones experimentales, obtenidas bajo estas condiciones, y utilizarlas para derivar condiciones, y así deducir la teoría partiendo del estudio de estas observaciones, no es el camino correcto. Desde el punto de vista conductual, las observaciones que parten de una teoría del equilibrio, no pueden ser utilizadas para deducir o para inferir las ecuaciones que definen el equilibrio, o la lógica y las asunciones de la teoría utilizadas para derivar las condiciones del equilibrio. (V. L. Smith, 2002b).

Los médicos no tienen la necesidad de acudir a ningún conocimiento de filosofía en la literatura científica, para tomar las decisiones correctas en un laboratorio. Esto ocurre porque la teoría o el modelo primario que motiva las preguntas no les dice nada definitivo, o muy útil sobre cómo diseñar las pruebas clínicas. Las pruebas se basan en intuición extra teórica, conjeturas, y conocimiento experimental de tipo procedimental. El contexto, los sujetos, las instrucciones, la parametrización, etc. son determinados fuera de la teoría, y su evolución se constituye en el conocimiento experimental que define su metodología. Las formas adoptadas por la totalidad de programas de investigación basados en pruebas individuales no se pueden describir exactamente en los términos de la retórica falsacionista, no importa que se hable de la necesidad de las pruebas

discriminantes o "cruciales," y de la robustez de los resultados para la falsación de teorías.

En estas condiciones, el diseño de experimentos es motivado por dos conceptos absolutamente distintos del orden racional.

La racionalidad constructivista es el primer concepto de orden racional, el cual se deriva del actual Modelo Estándar de la Ciencia Socio-Económica que viene desde el siglo XVII. El cuál, en sus formas y potencialidad modernas, proviene de Descartes, quién creyó y argumentó que todas las instituciones sociales meritorias deben ser creadas por procesos deductivos conscientes de la razón humana. La verdad es derivada y derivable de premisas que son obvias, atemporales e inatacables. Así, dentro de la economía positiva se ha argüido influyentemente, que se juzgue la validez de un modelo por sus predicciones, no por sus asunciones. Esta es una metodología que proporciona una dirección limitada en los estudios experimentales, ya que en los experimentos económicos de laboratorio el investigador puede controlar el ambiente económico y las reglas institucionales, las cuales se configurarían como asunciones. En la economía el pensamiento Cartesiano conduce a los modelos de predicción racionales de decisión que han motivado las hipótesis de investigación que los experimentalistas han estado probando en el laboratorio desde mediados del siglo XX.

La racionalidad ecológica es el segundo concepto de un orden racional, es el sistema ecológico no diseñado que es emergente de los procesos evolutivos culturales y biológicos: principios formados en el hogar de la acción, normas, tradiciones, y moralidad. Así, "las reglas de la moralidad... no son las conclusiones de nuestra razón." (Hume, 1748). Según este concepto de racionalidad, la verdad es descubierta en la forma de inteligencia incorporada a las reglas y a las tradiciones que han formado, inescrutablemente, las interacciones sociales humanas desde la antigüedad. En la economía experimental esta tradición es representada por el descubrimiento de un inesperado orden en los numerosos estudios acerca de las instituciones de mercado existentes, tales como la subasta doble. En estos experimentos la gente

se conduce a promover el bienestar incluso con fines sociales que no son parte de su intención consciente. Este principio es apoyado por centenares de experimentos cuyos ambientes e instituciones exceden a la capacidad del análisis formal de la teoría de juegos. Pero que no exceden la capacidad funcional de los, incompletamente informados, colectivos humanos de tomadores de decisión, cuyos algoritmos mentales coordinan el comportamiento a través de las reglas de la institución (algoritmos sociales), para generar altos niveles de desempeño. A este concepto de racionalidad (Toulmin, 2003) lo ha definido como la “Racionabilidad: Sistema de juicios humanos basado en la experiencia y práctica personales”.

Los dos tipos de orden racional se expresan en la metodología experimental desarrollada para el “diseño” de los sistemas económicos. Esta rama de la economía experimental utiliza el laboratorio como lecho de pruebas (test-bed) para examinar el desempeño de nuevas instituciones propuestas, modificar sus reglas y las características de la implementación; a la luz de los resultados de la prueba. Los diseños propuestos son Cartesianos, aunque para la mayoría de los usos, por ejemplo el diseño de los mercados de electricidad o para las subastas de las licencias de espectro, los diseños Cartesianos son demasiado complicados y distan de presentar un análisis formal completo, como fue analizado en el Capítulo 2. Cuando un diseño se modifica a la luz de los resultados de las pruebas, a su vez las modificaciones son probadas, y se modifica nuevamente el diseño re-examinado, y así sucesivamente, se está utilizando el laboratorio para efectuar una adaptación evolutiva, como lo especifica el segundo concepto del orden racional. Si el resultado final se implementa en la práctica, el diseño experimenta, ciertamente, un cambio evolutivo adicional a la luz de la práctica, y de las fuerzas operacionales no examinadas en los experimentos porque son desconocidas o están fuera del alcance de la capacidad actual del laboratorio. Aún con todo esto, la comprensión de las decisiones puede requerir conocimiento fuera del alcance de los límites tradicionales de la economía.

Este procedimiento de “diseño” tiene una connotación práctica inobjetable, que acerca a la economía a los procedimientos utilizados en la ingeniería a través de las técnicas de experimentación de prototipos y modelos. Existe actualmente la

discusión de considerar las aplicaciones de diseño de mercado como aplicaciones del orden interdisciplinario complejo de la economía y la ingeniería bajo diferentes concepciones de consideración de la participación humana, expresadas en las propuestas de la economía experimental, (Roth, 2002); o la propuesta robotizada (interactividad de autómatas inteligentes) como se propone en la práctica de la simulación de mercados basada en agentes (Subrahmanian & Talukdar, 2004).

Las nuevas tecnologías de la información y la comunicación han creado un mundo digital en el cual el proceso de transformación tecnológica “se expande de forma exponencial por la capacidad de crear un interfaz digital entre los campos tecnológicos, mediante un lenguaje digital común en el que la información se genera, almacena, se recobra, se procesa y se transmite. (Negrponte, 1995). El cambio contemporáneo de paradigma tecnoeconómico<sup>13</sup> puede contemplarse como el paso de una tecnología basada fundamentalmente en insumos baratos de energía a otra basada en insumos baratos de información, derivados de los avances de la microelectrónica y la tecnología de las comunicaciones. (Dosi, 1988).

Así, en los inicios de los años 80 surge el concepto de mercados inteligentes asistidos por computadora (S. Rassenti, 1981; S. Rassenti, Smith, & Bulfin, 1982), su ampliación conceptual se desarrolló con los mercados de energía eléctrica y de gas al final de los años 80 (K. McCabe, Rassenti, & Smith, 1989; S. Rassenti & Smith, 1986). Consisten básicamente en que una computadora toma todos los pedidos, todas las listas, y todos los costos de ubicación y maximiza los beneficios del intercambio. Lo hace buscando precios que “limpian” al mercado para que no quede dinero sobre la mesa. En los años 90 se desarrollaron aplicaciones prácticas para las redes de energía eléctrica y para la

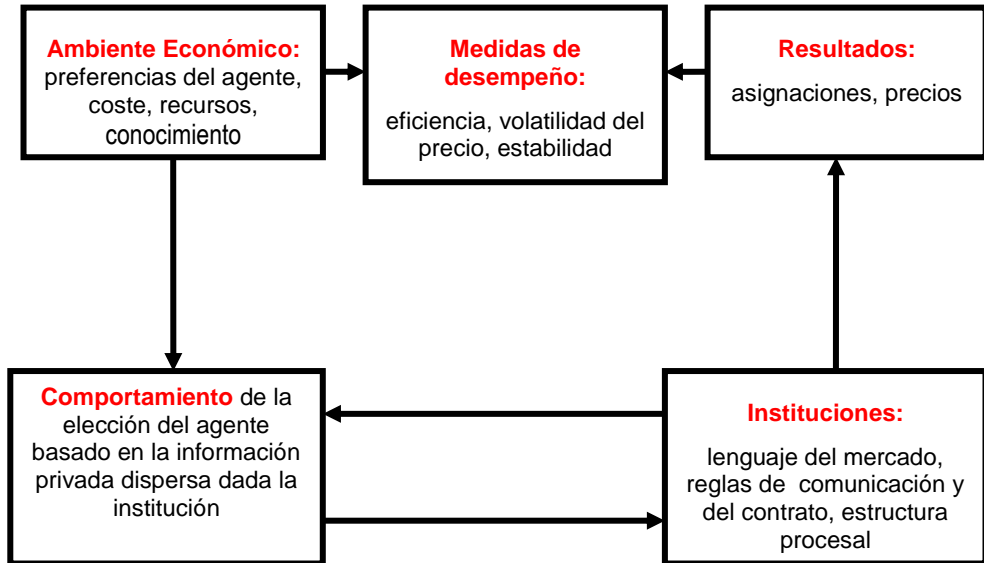
---

<sup>13</sup> “Un paradigma tecno-económico es un grupo de innovaciones técnicas, organizativas y gerenciales interrelacionadas, cuyas ventajas se van a encontrar no solo en una gama de productos y sistemas; sino, en su mayoría, en la dinámica de la estructura del coste relativo de todos los posibles insumos (inputs) para la producción. En cada nuevo paradigma, un insumo particular o conjunto de insumos puede describirse como el “factor clave” de ese paradigma, caracterizado por la caída de los costes relativos y la disponibilidad universal”.(Dosi, 1988).

negociación de los permisos de emisión a través del tiempo y entre regiones. La concepción de estos mercados asimila características propias de los diseños tecnológicos, por tal razón son conocidos como mercados de “diseño”.

La actividad de diseño tecnológico se distingue por la posibilidad de desarrollar explícitamente un modelo replicable del objeto a diseñar. En consecuencia V. Smith con la concepción ante dicha propone el modelo de mercado representado en la Figura 4-1.

Smith describe así el modelo: “Generalmente podemos pensar acerca de los resultados experimentales, (o sobre el replicable orden observado de asignaciones finales), como la consecuencia del comportamiento de la elección individual, guiado por el ambiente económico y mediado por el lenguaje y las reglas que gobiernan las interacciones bajo determinada institución. El ambiente económico consiste en las preferencias del agente, el conocimiento, las habilidades intrínsecas, y las restricciones de recurso. En forma abstracta, las instituciones definen el mapa de los mensajes para la elección del agente (Ej., pujas, peticiones, aceptaciones, movimientos en un árbol de juego, palabras, acciones) dentro de los resultados. Bajo la operación de estas reglas, o de normas, la gente elige los mensajes bajo determinado ambiente económico. Un hallazgo bien establecido en la economía experimental es que las instituciones son de importancia porque las reglas son importantes; y las reglas son de importancia porque afectan a los incentivos.



**Figura 4-1.** Los componentes de todo mercado: Ambiente, institución y comportamiento. (Smith 2001).

Pero los incentivos a los cuales la gente responde, a veces, no son los que se esperarían basados en los cánones de la teoría económica de juego. Resulta que la gente se desempeña a menudo mejor, y en ocasiones peor, en pos del objetivo de la obtención de ganancias propias y ajenas, que lo predicho por las formas estándares del análisis racional. Estas contradicciones proporcionan pistas importantes acerca de las reglas implícitas que la gente puede seguir y esto puede motivar a nuevas hipótesis teóricas para examinar en el laboratorio”.

Una característica del desarrollo de experimentos es que por lo general son desarrollados en ambientes universitarios; donde los estudiantes fungen como sujetos del experimento, ya que cuentan además del incentivo de sus ganancias conforme a su desempeño en el juego, con el aprendizaje adicional que depara la interacción con el ambiente experimental de mercado.

## **4.2. Aplicaciones de la economía experimental a los mercados eléctricos**

En el año 1990, entró en operación el mercado energético de Inglaterra y Gales, cuyas transacciones eran desarrolladas a través de un mecanismo electrónico de comunicación y conciliación regido por una institución de subasta diseñada previamente, desarrollada y probada en los laboratorios de economía experimental, conocida como la subasta doble de precio uniforme (UPDA – Uniform Price Double Auction). Esta innovación se convirtió en una nueva expresión del surgimiento y desarrollo del nuevo tipo de mercados de diseño conocido como “mercados inteligentes computarizados” (S. Rassenti et al., 2002).

En 1996 entró a operar el Nordpool (Noruega y Suecia); en enero 1998 apareció el “Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español”. Al igual que en el mercado inglés inicial, la institución predominante dentro de estos mercados de energía ha sido la UPDA.

La economía experimental se ha aplicado para demostrar, en términos generales, la viabilidad del desarrollo de mercados eléctricos en Arizona, Australia y Nueva Zelanda (S. Rassenti et al., 2002). Otra de las vías de aplicación consiste en la evaluación del desempeño de diferentes instituciones de mercado, como la comparación entre diversos tipos de subastas (Abbink, Brandts, & McDaniel, 2003; Bernard, Mount, & Schulze, 1998; Ethier, Zimmerman, Mount, Schulze, & Thomas, 1997; M. Olson, Rassenti, Rigdon, & Smith, 2003; S. Rassenti et al., 2003a; V. Smith, Rassenti, & Wilson, 2001) (Robert Thomas, Mount, Zimmerman, & Murillo-Sanchez, 2001; Ray D Zimmerman, Bernard, Thomas, & Schulze, 1999). Por otro lado, también se ha ocupado de evaluar las imperfecciones de los mercados producidas por restricciones de tipo tecnológicas y del ambiente económico. (Backerman, Denton, Rassenti, & Smith, 1998; Backerman, Rassenti, & Smith, 2000; Denton, Rassenti, & Smith, 2001; Denton, Rassenti, Smith, & Backerman, 2001; T. D. Mount, 2001; S. Rassenti, Smith, & Wilson, 2000; Schuler, 1999). Sin embargo, su apuesta más cara está al lado de la actividad de la demanda como el mecanismo idóneo para mitigar el poder de mercado y lograr la auto-organización del mercado eléctrico

(Adilov et al., 2004; S. J. Rassenti, Smith, & Wilson, 2001; S. Rassenti et al., 2003b; Schuler, 2005).

A continuación se muestra de manera tabulada el estado del arte y la historia de la aplicación de la economía experimental a los mercados eléctricos. Se han clasificado los trabajos publicados en los siguientes temas de investigación:

- Temas generales de diseño de mercados eléctricos
- Seguridad de abastecimiento y mercados de futuro
- Comparación de desempeño de subastas de mercados eléctricos
- Mercados inteligentes
- Poder de mercado y respuesta de la demanda

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
<b>1. Temas Generales de Diseño de Mercados Eléctricos</b>			
(S. Rassenti & Smith, 1986)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Es la descentralización posible?</li> <li>2. ¿Es posible combinar eficientemente la descentralización de la coordinación económica con una coordinación técnica centralizada?</li> <li>3. ¿Cómo afecta al desempeño del mercado la puja de la demanda</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estructura del mercado eléctrico</li> <li>2. Características del mercado spot</li> <li>3. Eficiencia del mercado eléctrico</li> <li>4. La participación de la demanda</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Separación de las actividades de generación y redes</li> <li>2. Distribución de los derechos de propiedad en la red</li> <li>3. Caracterización del mercado spot</li> <li>4. El mercado eléctrico es posible y eficiente</li> <li>5. La puja del lado de la demanda es fundamental para una competencia real</li> </ol>
(V. L. Smith, 1996) (Ethier et al., 1997)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estado del arte de la reforma regulatoria de la industria eléctrica</li> <li>2. Experiencias de aplicación de la reforma en el Reino Unido, Nueva Zelanda y Estados Unidos</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Despacho regional de energía basado en ordenadores</li> <li>2. Libertad de acceso para vender, comprar y transportar energía</li> <li>3. Puja del lado de la demanda</li> <li>4. Contratos financieros como instrumentos para cubrir riesgos</li> <li>5. Precios nodales de energía</li> <li>6. Las políticas de los</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El despacho centralizado no es mecanismo de control central; sino de coordinación técnica</li> <li>2. La nueva inversión en generación a riesgo del inversionista</li> <li>3. La participación de la demanda disciplina a los generadores y crea los incentivos a tecnologías interrumpibles de la demanda</li> <li>4. Los precios nodales</li> </ol>



Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
		mecanismos de transición	entregan señales de localización de la generación 5. No existe formula única para el diseño de mercados, pues se parte de condiciones ambientales de los países particulares
(Stephen Rassenti & Smith, 1998) (Ethier, Zimmerman, Mount, Schulze, & Thomas, 1999) (Chen & Wang, 2007)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Coordinación del despacho basado generadores y compradores descentralizados</li> <li>2. Contratación bilateral vía mercados de futuros para atenuar la volatilidad de los mercados spot</li> <li>3. Definición de derechos divisibles frente a instalaciones indivisibles</li> <li>4. Tasación y derechos de propiedad en las redes de transporte</li> <li>5. Competencia en la distribución localizada</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Subastas inteligentes o subastas no inteligentes</li> <li>2. Efecto de las restricciones de las líneas de transporte</li> <li>3. Comparación del sistema de reglas alternativas de los mercados spot.</li> <li>4. Comparación de las reglas de mercado de la UPDA y puja-oferta en sobre sellado (SBO)</li> <li>5. Efecto de la puja de la demanda</li> </ol>	Temas nucleares de investigación experimental: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Comparación de instituciones considerando restricciones inter-temporales e instrumentos financieros de futuro</li> <li>2. Comparación de mercados spot, con y sin posibles restricciones, para determinar las medidas empíricas de pérdida de eficiencia en las contrataciones de despacho físico</li> <li>3. El estudio cuando lo comerciantes pueden escoger libremente entre los mecanismos de transacción de mercado spot y comercio bilateral</li> <li>4. Instituciones de mercado que posibiliten el mantenimiento de la expansión de las redes de transmisión</li> </ol>
(Hahn & Van Boening, 1990) (M. A. Olson, Rassenti, Smith, Rigdon, & Ziegler, 1999) (M. A. Olson, Rassenti, & Smith, 2008)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cómo impacta en el mercado la existencia de grandes cargas inelásticas que “deben ser servidas”</li> <li>2. ¿Cómo pueden los mercados usar conjuntamente las reservas de energía y el suministro de energía en una red compleja multimodal?</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Comparación de la eficiencia de dos instituciones de mercados: 1. Día anticipado de Oferta-Puja Sellada (SBO), 2. Subasta Doble Continua (CDA).</li> <li>2. Convergencia de precios medios ponderados de CDA y precios de SBO</li> <li>3. Los niveles de ganancias de varios</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La eficiencia del mercado SBO está por encima del mercado CDA en 2,5%. Los dos mercados tienen eficiencias por encima del 90%.</li> <li>2. Los precios de CDA se mantienen en mayor nivel que los de SBO</li> <li>3. La cantidad comercializada en CDA es menor que SBO cuando los costos de generación son altos. Los compradores ganan menos,</li> </ol>

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
		<p>agentes del sistema.</p> <p>4. Los precios nodales reflejan la sensibilidad a la distancia y a las restricciones de línea.</p>	<p>pues pagan 1,5 veces más por el 4% menos de energía.</p> <p>4. La diferencia de precios de mercado y precios nodales entre la parte de arriba y abajo de las restricciones fue menor del 5%; a excepción de un nodo que reflejó mayores distancias al equilibrio</p>
<p>(Backerman et al., 2000) (S. Rassenti &amp; Smith, 2008) (Backerman, Rassenti, &amp; Smith, 2008)</p>	<p>1. ¿Cuáles deben ser las reglas que gobiernen a los procesos de negociación en los mercados eléctricos?</p> <p>2. ¿Cómo debe ser estructurado el transporte y su tasación?</p>	<p>1. Se estudia la eficiencia de mercado basado la institución de subasta doble de precio uniforme (UPDA) de nodo único de oferta – demanda y el efecto de la variación de dos reglas de mercado (reglas 1. De ambos lados y 2. Del otro lado) en la distribución del ingreso de productores, compradores y transportadores.</p> <p>2. La tasación del transporte y la distribución del ingreso sobre la base del precio marginal de corto plazo (pérdidas de energía) de las líneas de transmisión; con precios de congestión residual, basados en los costos de oportunidad reticulares.</p> <p>3. Prueba de la hipótesis basada en el modelo de optimización ingenieril que predecía que las rentas de congestión serían apropiadas por los propietarios de las líneas. (Bohn et al. 1984).</p>	<p>1. La hipótesis de apropiación por parte del transportador de las rentas de congestión es rechazada; pues, el experimento arroja resultados donde el comportamiento de los generadores y compradores incide significativamente en dicha apropiación en dependencia de las reglas de mercado imperantes y para diferentes niveles de experiencia de los sujetos experimentales.</p> <p>2. La eficiencia del mercado experimental se incrementó en un 5,5% cuando existió la regla de prioridad temporal de aceptación de ofertas y pujas del otro lado; mientras que bajó en 1,5% durante la presencia de restricciones de mercado; y por último, la eficiencia se incrementó solamente en un 0,6% cuando participaron en el mercado experimental sujetos de mayor experiencia, lo que es estadísticamente un resultado no significativo</p>

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
<p>(Bernard, Mount, et al., 1998) (Bernard, Hall, et al., 1998) (Ray D Zimmerman et al., 1999)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuáles deben ser las reglas que gobiernen a los procesos de negociación en los mercados eléctricos?</li> <li>2. ¿Cuántas compañías generadoras independientes se requieren para la competencia?</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se estudia la eficiencia de de tres (Bernard et al. 1998a) ó dos (a) y b)) (Bernard et al. 1998b) instituciones de un mercado singular (de un periodo) unilateral: a) Subasta de precio Uniforme, utilizando la regla de la última oferta aceptada (LAO) para la fijación del precio; b) Subasta de Precio Uniforme, utilizando la regla de la primera oferta rechazada (FRO) para fijar el precio; c) Subasta Inglesa con reloj descendente, utilizando la regla de la primera oferta rechazada (costo más bajo) para fijar el precio.</li> <li>2. Para cada subasta, se desarrollaron dos (a) y b)) (Bernard et al. 1998a) ó tres (Bernard et al. 1998d) estudios de mercado con diferente estructura : a) con seis vendedores, b) con dos vendedores, c) con cuatro vendedores.</li> <li>3. (Zimmerman et al. 1999a) comparan las subastas de precio uniforme de un lado (FRO y LAO) versus la subasta de Vickrey Multiunidades (MVU) con 2, 4 ó 6 vendedores.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La tasa de eficiencia del mercado de subasta de precio uniforme con regla FRO fue la más baja (89%), mientras la subasta inglesa de oferta sellada, con regla LAO, alcanzó un 99% de eficiencia cuando el número de vendedores fue de seis.</li> <li>2. El número de firmas vendedoras afecta la eficiencia del mercado de un periodo, con subasta unilateral de precio Uniforme con regla LAO subió de 86% con dos firmas, a 88% con cuatro y a 94% con seis firmas vendedoras.</li> <li>3. La subasta de Múltiples unidades de Vickrey (MVU) posee pobre eficiencia frente a las subastas de precio uniforme.</li> </ol>
<p>(Denton, Rassenti, &amp;</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuántas compañías generadoras independientes</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Comparación de la Subasta de Oferta</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La variación de tres o seis firmas generadoras en los</li> </ol>

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
<p>Smith, 2001) (Denton, Rassenti, Smith, et al., 2001) (Chapman et al., 2004)</p>	<p>se requieren para la competencia?</p> <p>2. ¿Cómo afecta al funcionamiento del mercado el exceso de capacidad base (generadores inflexibles del tipo “deben operar”). (El precio igual o cercano a cero de los periodos valle de los mercados de California, Australia ó España).</p> <p>3. ¿Cómo impacta en el mercado la existencia de grandes cargas inelásticas que “deben ser servidas”</p>	<p>Sellada (SBO) con la Subasta Doble de Precio Uniforme (UPDA) en términos de eficiencia, ganancias de los agentes y precio entregado.</p> <p>2. Comparación de dos composiciones de oferentes, para igual capacidad total del mercado, repartida en seis y tres compañías generadoras independientes.</p> <p>3. Estudio de dos no convexidades de las curvas de oferta y demanda de energía; así, necesidad de producción de la capacidad base así sea a infra-costos en los periodos de demanda valle (debido a la condición “deber operar” Comparada en 50% vs 100%), y necesidad de comprar a precios supra-competitivos para cubrir la carga no interrumpible en los periodos de demanda pico (debido a la condición “deber servir” compara en 70% vs 100%).</p> <p>4. Estos estudios se realizan bajo un ambiente de mercado experimental de precios nodales y localizaciones continuamente actualizables con ofertas y pujas realizadas en tiempo real cuando el</p>	<p>mercados con instituciones SBO o UPDA no fueron estadísticamente significativas, en consecuencia el ejercicio de poder de mercado no está relacionado con el número de firmas que participen en el.</p> <p>4. En condiciones de mercado de existencia de no convexidades de la demanda y /o la oferta, la institución de mercado SBO es significativamente más eficiente que la Subasta de precio Uniforme UPDA usada en condiciones de convexidad.</p> <p>5. Es de significativa importancia las condiciones de inflexibilidad tecnológica de los generadores de “deber operar” (50% vs 100%) y de la demanda de “deber servir” (70% vs 100%).</p> <p>6. En (Chapman et al. 2004) se concluye que se necesita alto número de competidores para acercarse al mercado competitivo</p>

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
<p>(S. Rassenti et al., 2001)                      (S. Rassenti et al., 2002)                      (S. Rassenti et al., 2003b)                      (S. Rassenti et al., 2003a) (V. Smith et al., 2001)                      (R. Thomas, 2002)                      (Vossler, Mount, Thomas, &amp; Zimmerman, 2009)</p>	<p>Crisis del mercado de California. Características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Regulación tipo “debe servir” a tasa fija a los clientes</li> <li>2. Imposición de precios tope (cap) al mercado spot (PX Power Exchange)</li> <li>3. Desarticulación del mercado minorista con el mayorista</li> <li>4. Poder de mercado: precios altos y volátiles</li> <li>5. Propuesta de modificación de la institución de subasta del mercado de California</li> </ol>	<p>mercado fue llamado.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuál es el efecto del poder de mercado ejercido por la oferta? ¿Cuál es la diferencia entre los mercados, uno en el cual existe concentración de la propiedad de generación de cierto tipo, y otro donde no existe concentración?</li> <li>2. ¿Cuál es el efecto sobre la competencia y los precios cuando un distribuidor se beneficia de la compra en el mercado spot y de la reventa a los clientes minoristas a un precio programado?</li> <li>3. ¿Cuál es el comportamiento de la subasta uniforme con la imposición de precios tope (soft- cap)?</li> </ol>	<p>Los experimentos muestran:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La puja del lado de la demanda reduce significativamente los precios y neutraliza el poder de mercado.</li> <li>2. La regulación debe enfocarse a promover la participación de la demanda y no al estudio clásico de poder de mercado</li> <li>3. La demanda interrumpible disciplina a la oferta. Esto sucede incluso bajo las reglas de la subasta uniforme con tope de precios (soft cap)</li> <li>4. La imposición de precios tope soft-cap aplanan la curva de oferta, la sub-revelación de costos de generación es mayor e insensibiliza al mercado a la reducción de la demanda</li> </ol>
<p><b>2. La Seguridad de Abastecimiento y Mercados de Futuro</b></p>			
<p>(Kiesling &amp; Wilson, 2007)                      (Williamson, Jullien, Kiesling, &amp; Staropoli, 2006)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los niveles de incentivos y los precios de largo plazo en los mercados mayoristas de energía.</li> <li>2. Comportamiento estratégico de los agentes inversionistas en un juego de Nash-Cournot con interacción de incentivos de inversión y poder de mercado (Williamson et al. 2006)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuál es el efecto de la introducción del Procedimiento Automático de Mitigación (Automated Mitigation Procedure AMP) basado en precios soft-cap, sobre los niveles de inversión y los precios de largo plazo?</li> <li>2. ¿Cómo discriminan los inversionistas sus inversiones en tipo de tecnología de “carga base” ó de “carga pico”? (Williamson et al. 2006)</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El procedimiento AMP probado no posee efecto estadísticamente visible sobre el nivel de inversión que se destina a capacidad adicional.</li> <li>2. El procedimiento AMP no influye en los precios de largo plazo</li> <li>3. La inversión en nueva capacidad es el mecanismo consistentemente efectivo para la reducción de precios y su volatilidad.</li> <li>4. En (Williamson et al. 2006) se concluye que los agentes sobre-invierten en tecnología de carga pico y sub-invierten en tecnología de carga base, generando</li> </ol>

Autores (ref)	Temas de diseño de los mercados eléctricos	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
			con ello una ineficiencia total del sistema.
(K. Vogstad, 2005) (Klaus Vogstad & Arango, 2006)	La armonización de los mercados de Certificados Verdes Comerciables (Tradable Green Certificate TGCs) con los mercados eléctricos	La formación de precio y eficiencia del mercado de TGCs de Suecia	1. Se concluye que los precios tope flotantes combinados con las obligaciones bancarias y de TGCs tienen un efecto desestabilizador a largo plazo en el mercado de TGCs
(Brandts, Pezanis-Christou, & Schram, 2008) (Hyungna Oh & Mount, 2005)	La eficiencia de los mercados de futuro y el comportamiento estratégico de los agentes.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuál es la incidencia del comportamiento estratégico de competencia basada en cantidad (Cournot) y en la función de suministro en el mercado de futuro?</li> <li>2. ¿Cuál es la efecto de la entrada de un nuevo competidor en el mercado adicional de contratos de futuro?</li> <li>3. ¿Cuál es el efecto de agentes autómatas (ordenadores como agentes) sobre el mercado?</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se confirma el postulado teórico que predice que la introducción del mercado de futuros para los comportamientos estratégicos deviene en mayores niveles de eficiencia del mercado.</li> <li>2. Los mayores niveles de eficiencia se obtienen de la combinación de comportamiento estratégico basado en la función de suministro e introducción de mercados de futuro que en la combinación de competencia por cantidad y mercado de futuro.</li> <li>3. Los ordenadores obtuvieron mayores ganancias a las de los sujetos humanos</li> </ol>
(Jullien, Khalfallah, Pignon, Robin, & Staropoli, 2009)	La eficiencia de los mercados de futuro de capacidad (forward capacity markets FCM) como mercados adicionales a los mercados de energía	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuál es el efecto de las inversiones en nueva capacidad en los mercados de solo energía comparados con los mercados FCM?</li> <li>2. ¿Cómo funcionan los mercados eléctricos complejos de dos productos diferentes; pero relacionados?</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los mercados de capacidad ofrecen mejores incentivos privados a la inversión en nueva capacidad que los mercados de solo energía.</li> <li>2. El mecanismo de capacidad contribuye a la obtención de menores precios de mercado de energía en los periodos de picos y super-picos de demanda</li> </ol>

**Diseño de subastas Eléctricas y aspectos estructurales  
(redes, propiedad, concentración de mercado)**

Autor (ref)	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Ambiente experimental	Conclusiones
<b>1. Comparación de criterios de desempeño entre las subastas: Precio discriminatorio (pague lo ofrecido) Vs: Precio Uniforme.</b>			
(S. Rassenti et al., 2003a) (S. Rassenti et al., 2003b)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. En (Rassenti et al. 2003b) se estudia el efecto de la existencia de poder de mercado en ambas instituciones de subasta doble de oferta sellada.</li> <li>2. En (Rassenti et al. 2003a) se estudia la subasta de precio uniforme de un lado vs: doble lado y el comportamiento del poder de mercado</li> <li>3. La volatilidad de los precios bajo las dos instituciones d subastas</li> <li>4. Se estudia un modelo de la estructura tecnológica y económica del mercado del Reino Unido, reduciéndolo a tres nodos.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>a. Tres niveles de Demanda baja, media y alta en un "día de mercado".</li> <li>b. El tratamiento línea de base se constituye sin poder de mercado para la subasta de precio uniforme</li> <li>c. Se introduce la posibilidad del ejercicio de poder de mercado sustrayendo unidades de generación base del mercado, mediante tratamiento de transferencia de propiedad.</li> <li>d. La demanda se divide en inelástica (debe servirse) e interrumpible</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>2. Los resultados de las instituciones comparadas sin presencia de poder de mercado arrojan mayores precios para la subasta discriminatoria, concentrados en los periodos valle (baja demanda).</li> <li>3. Los beneficios para los vendedores son mucho mayores en las condiciones de la subasta discriminatoria</li> <li>4. La volatilidad de precios es más baja en la subasta discriminatoria</li> <li>5. La subasta discriminatoria incentiva la colusión tácita de los vendedores.</li> <li>6. La participación de la demanda mitiga el poder de mercado de los vendedores.</li> </ol>
(Abbink et al., 2003)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se estudia el efecto de información asimétrica de la demanda en ambas instituciones de subasta doble</li> <li>2. Competencia de las Compañías integradas verticalmente generadores –</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>a. Demanda incierta.</li> <li>b. En los tratamientos algunos vendedores tienen menos información que en los tratamientos de base</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los resultados de las instituciones comparadas no fueron significativamente diferentes en los tratamientos base</li> <li>2. El desempeño de la subasta discriminatoria fue peor en los tratamientos de información asimétrica</li> </ol>

Autor (ref)	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Ambiente experimental	Conclusiones
	distribuidores (con mayor información) con las Compañías de menor integración y más pequeñas (con menor información)		
(R. Thomas, 2002)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se estudia el efecto de la respuesta de la demanda en ambas instituciones de subasta doble.</li> <li>2. La subasta discriminatoria está diseñada con precios tope (soft cap), tal como la estableció la FERC para la reforma del mercado de California.</li> <li>3. Se estudia la volatilidad de los mercados</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>a. Se desarrolla una predicción de precios previo a las ofertas y pujas.</li> <li>b. Los tratamientos son los siguientes: Dos Subastas de precio Uniforme, sin y con respuesta de la demanda; dos Subastas FERC(soft cap), sin y con respuesta de la demanda</li> <li>c. La demanda es calculada estocástica cuando no existe respuesta al precio. La respuesta al precio la ejercen sujetos humanos.</li> <li>d. El mercado posee 25 generadores distribuidos en 6 localizaciones</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los resultados de las instituciones comparadas muestran la incidencia de la respuesta de la demanda en la reducción de la volatilidad de precios y del comportamiento promedio de los precios.</li> </ol>
(Haoyong Chen, 2007)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se estudia la estrategia competitiva de compañías generadoras, en diferentes condiciones de respuesta de la demanda, para las dos instituciones de subasta doble</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>a. Se desarrolla una discretización de una curva teórica de oferta y demanda utilizada previamente para modelar un mercado oligopólico.</li> <li>b. La oferta está compuesta de 3 GENCO's</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. La subasta discriminatoria posee mayores precios promedio, aunque más estables. Los generadores reciben mayores beneficios.</li> <li>2. Los precios de mercado se incrementan cuando la demanda es menos elástica</li> <li>3. Existe mayor competencia de las GENCO's en la subasta de precio uniforme.</li> </ol>



Autor (ref)	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Ambiente experimental	Conclusiones
(Kunz, Leuthold, Bautngartner, Seeliger, & Stolze, 2008)	1. Se estudia el efecto de la actitud ante el riesgo de los sujetos participantes en ambas instituciones de subasta. La subasta de precio Uniforme se diseña como subasta singular (de un lado) 2. Se estudia la eficiencia y el nivel de precios de ambas instituciones de subasta	1. La demanda tiene un comportamiento estable 2. Los grupos se conforman homogéneamente; es decir cada 5 participantes discriminados por su aversión ó no al riesgo	1. La eficiencia de la subasta de precio uniforme es mayor que la eficiencia de la subasta de precio discriminatorio en alrededor de un 5%. 2. La subasta de precio uniforme se ve significativamente afectada por la actitud ante el riesgo de los participantes. La eficiencia de la subasta de precio uniforme es de 98% para los afines al riesgo y de 96% para los aversos al riesgo.

### Mercados inteligentes en los mercados eléctricos

Autor (ref)	Temas de aplicación del mercado inteligente (Smart market)	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
(K. A. McCabe, Rassenti, & Smith, 1991; K. McCabe et al., 1989) (Miller, 1996) (Porter, Rassenti, & Smith, 2003) (Murphy, Dinar, Howitt, Rassenti, & Smith, 2000)	El reemplazo de la regulación de la coordinación y tamaño (escala) del mercado por algoritmos computacionales que determinen precios y asignaciones en el sistema de sometimiento de pujas y ofertas.	1. Estudio de la factibilidad, limitaciones, incentivos y desempeño de los mercados desregulados. Desarrollo de nuevas teorías. 2. Experimento de Subasta de gas en una red de gas de nueve nodos Gas Auction Net optimizado con programación lineal LP 3. Experimentos de Subastas combinatorias 4. Implementación del mercado inteligente en la red eléctrica 5. Utilización comercial de las facilidades aeroespaciales de la NASA 6. Experimentos en mercados de suministro por redes de agua (acueductos)	1. Los mercados de las industrias por redes y otras con algoritmos computacionales son de probada factibilidad. 2. Las subastas combinatorias son más eficientes que los mercados independientes.
(R.D.)	Plataforma	1. Prueba de mercados	La plataforma

Autor (ref)	Temas de aplicación del mercado inteligente (Smart market)	Foco de la investigación para los experimentos de laboratorio	Conclusiones
Zimmerman & Thomas, 2004; R.D. Zimmerman, Thomas, Gan, & Murillo-Sanchez, 1999; Ray D Zimmerman, Thomas, Gan, & Murillo-Sanchez, 1998)	computacional PowerWeb para el desarrollo de los mercados eléctricos en condiciones experimentales	eléctricos basados en subastas. 2. Prueba de los impactos sobre la confiabilidad y la eficiencia económica de los diseños de mercado eléctrico	computacional PowerWeb está habilitada para aplicar optimización de los mercados y las redes eléctricas hasta de 64 generadores y 300 bus, con disponibilidad de asignar precios marginales LMP a los nodos de la red.
(M. A. Olson et al., 1999) (M. A. Olson et al., 2008)	Mercados de energía suplementados con mercados de reserva en una red eléctrica de nueve nodos con restricciones de capacidad. En ocho de los nueve nodos se disponía de control de área.		

### 4.3. Prototipo de prueba experimental para mercados eléctricos concretos

El desarrollo evolutivo de los mercados eléctricos actuales indica que ellos han entrado en un nuevo ciclo de mejoramiento; en consecuencia, es necesario disponer de herramientas conceptuales y experimentales de carácter evaluativo de dichos mercados que censan el devenir histórico, actual y por venir de los mercados eléctricos concretos.

En esta tesis se propone una metodología de diseño de modelos experimentales basados en modelos de conocimiento de mercados concretos, que posteriormente se conviertan en prototipos de prueba experimental de tales mercados.

La metodología que se propone toma como base el modelo de V. Smith discutido en el numeral 2.1 de esta tesis y se centra en los componentes del

ambiente económico y de las instituciones para desarrollar los modelos de conocimiento racional constructivista del mercado.

Estos modelos de conocimiento tienen un carácter ecléctico, ya se basan en los acercamientos del paradigma de estructura-conducta-desempeño descrito en el Capítulo 2; donde, la estructura del mercado, la cual se refiere a las propiedades de los mercados que están íntimamente ligadas a la tecnología y a la propiedad, es modelada como parte del ambiente económico-tecnológico con arreglo a datos empíricos del mismo mercado, bajo el objetivo de describir el sistema de todas las circunstancias individuales que definen las ganancias potenciales totales del intercambio en un mercado, en un periodo de tiempo determinado. Por otra parte la arquitectura del mercado, entendida como el mapa de los submercados componentes, se utiliza para modelar a la componente de las instituciones con el sesgo de definir las reglas explícitas del mercado que rigen el intercambio. En este mapa también tiene lugar el algoritmo de optimización de mercados inteligentes (smart market) de carácter espacial reticular como el eléctrico. La teoría económica de juegos se encuentra inmersa la modelación institucional a través de la teoría de subastas.

Estos modelos de conocimiento se configuran como modelos de racionalidad constructivista del experimento y sirven a la postre para definir el prototipo de prueba experimental del mercado concreto, a la vez para concluir sobre las imperfecciones y fallos del mercado; pues son modelos de acercamiento evaluativo del mercado en foco. Ellos ayudan a construir hipótesis de mejoramiento de los mercados al develar el devenir histórico y actual del mercado.

Los humanos involucrados en el experimento definen el conocimiento necesario para la ejecución experimental, manifiesto tanto en los sujetos experimentales como en el experimentador. Los sujetos experimentales aportan el conocimiento vivencial y sus preferencias tanto de orden racional constructivista como ecológica, dentro del ambiente económico del experimento; a la vez, también aportan su conducta de elección, ante una institución de mercado determinada, de manera que con ella emergen las reglas no explícitas en el experimento. El

experimentador aporta el conocimiento racional constructivista mediante el desarrollo de los modelos de conocimiento de los cuales deviene en el diseño del prototipo de prueba del mercado en foco; además aporta el diseño experimental en el cual se conjugan conocimiento de los dos órdenes de racionalidad constructivista y ecológica para el planteamiento de las hipótesis y procedimientos para el desarrollo del experimento.

Esto quiere decir que el prototipo de prueba experimental es un mediador entre el conocimiento del mercado en foco del experimentador y el conocimiento conductual y vivencial de los sujetos experimentales. Por tal razón, el prototipo solo es validado definitivamente como un resultado de la interacción experimental de los sujetos. El criterio de validación fundamentalmente reside en la fiabilidad de reproducción de las tensiones del mercado en foco, a partir de las situaciones de escasez/abundancia, modeladas y manifiestas en el comportamiento correlacionado de los precios reales y experimentales del mercado en foco.

Una descripción del esquema de procedimental de construcción de prototipos de prueba experimental de mercados concretos para su mejoramiento, entre tantos que podrían ser planteados bajo esta metodología general, se expone a continuación:

#### **4.3.1. Etapa A. de construcción de modelos de conocimiento del mercado eléctrico en foco**

1. Formulación aproximativa de los fallos e imperfecciones del mercado y de la estrategia de mejoramiento del mercado.
2. Análisis empírico-contextual aproximativo de las condiciones de escasez abundancia del mercado en varias apreciaciones temporales (anual, mensual):
  - a) Perspectiva desde la globalidad del mercado: comportamiento de precios, demanda, oferta, estacionalidad de recursos y condicione ambientales

- b) Perspectiva desde la oferta: producción por cada tecnología del mix tecnológico del mercado.
  - c) Perspectiva desde la demanda: consumo por cada grupo de usuario del mercado minorista
3. Definición de la estructura temporal del estudio y como requisito del modelo de conocimiento ( en función de la validación de la estrategia de mejoramiento elegida, que depende de las reglas de aclaración precio de institución de mercado particular)
4. Modelación del ambiente económico tecnológico del mercado con el objetivo de construir los programas dinámicos preliminares de oferta y demanda de cada agente del mercado en el periodo de estudio determinado con la apreciación de tiempo (semanas, días, horas) acorde con las reglas de casación de la institución prevalente del estudio del mercado en foco.
- a) Programa preliminar de oferta: cantidad de energía se obtiene mediante la modelación dinámica de la cuota de propiedad y de mercado de cada agente, con base en la capacidad instalada afectada por el factor de potencia de cada tecnología y los costes índices de producción por tecnología son tomados de estándares internacionales.
  - b) Programa preliminar de demanda: cantidad de energía consumida por grupo de usuario en la apreciación de tiempo requerida se obtiene a través del desarrollo de un modelo dinámico de la demanda. La utilidad se obtiene de la utilidad revelada en los datos empíricos del mercado.
5. Modelación de la institución prevalente (que determina el precio) del mercado en foco:
- a) Modelación de las reglas de casación del mercado
  - b) Modelación de las condiciones espaciales-reticulares de la casación del mercado (smart market)
6. Validación de programas preliminares de oferta y demanda a través de la modelación de la casación de los programas bajo las reglas de la institución de mercado en foco (los precios deben reproducir las condiciones de

escasez/abundancia detectadas del mercado en foco). Una comparación aquí podría develar situaciones de tensión de mercado abonable a imperfecciones y fallos del mercado.

7. Afinamiento de la estrategia de mejora manifiesta en forma de hipótesis experimental.

#### **4.3.2. Etapa B de diseño experimental**

1. Diseño del experimento y validación del diseño experimental del mejoramiento del mercado en foco
2. Construcción del prototipo de prueba experimental del mercado con base en los modelos de casación de los programas de oferta y demanda y las definiciones de interacción de los sujetos experimentales del diseño experimental.
3. Validación de la casación del programa dinámico preliminar de oferta y demanda del prototipo de prueba.

#### **4.3.3. Etapa C de ejecución del experimento**

- Ejecución del experimento de prueba de la hipótesis de mejoramiento del mercado en foco.

#### **4.3.4. Etapa D de análisis de resultados**

1. Análisis de resultados experimentales.
  - a) Aceptación o rechazo de la hipótesis experimental
  - b) Validación del prototipo de prueba experimental mediante la casación de programas definitivos de oferta y demanda del mercado experimental (examen de reproducción de las condiciones de escasez/abundancia del mercado real en foco).

El prototipo de prueba experimental puede tener especificaciones de diseño tan particulares como lo requiera el experimento; sin embargo es útil diseñarlo para

su reutilización en otros experimentos de diversos sesgos investigativos. Ya que el modelo de conocimiento si conserva mayor grado de homomorfismo con el mercado en foco, él puede originar diversos tipos de prototipos experimentales o variantes de uno.

El desarrollo de los modelos de conocimiento no requieren de mayores herramientas informáticas que las hojas de cálculo (a excepción de los mercados multimodales); sin embargo el prototipo experimental debe estar escrito en el lenguaje propio, o especificado para los servidores informáticos de los laboratorios experimentales.

Para el desarrollo de los objetivos de esta tesis se escogió al Mercado de Producción de Energía Español. El desarrollo del estudio conducente a la construcción del modelo de conocimiento del mercado, consideró los datos empíricos durante el periodo 1998-2004. El modelo de conocimiento del mercado simuló precios del mercado experimental en foco para cuatro años (2000-2003). El prototipo de prueba experimental, tomó dos años de este modelo para el desarrollo del experimento. El procedimiento descrito anteriormente se desarrolla pormenorizadamente en los capítulos subsiguientes de esta tesis.

#### **4.4. Conclusiones**

La economía experimental ofrece un método complejo y comprehensivo de investigación de los mercados eléctricos actuales. Este método mostró su eficacia durante el periodo de diseño inicial de los mercados eléctricos aportando conceptualizaciones, metodologías, resultados e instituciones novedosas que son útiles durante la actuación de estos mercados.

El desarrollo evolutivo de los mercados eléctricos requiere de la utilización de la potencialidad del método experimental para plantear el mejoramiento de los mercados, dentro de un marco investigativo donde se prueben los resultados de los mercados reales bajo condiciones históricas actuales y venideras, bajo el reconocimiento del desarrollo de la participación activa de la demanda desde la óptica de los intereses económicos de los usuarios de la energía.

El desarrollo de la metodología de construcción de modelos experimentales ataviados de prototipos de prueba experimental de mercados eléctricos concretos facilitará el progreso de este programa investigativo

#### **4.4.1. Aportaciones**

- La reseña tabulada por temas, focos de investigación, ambientes de laboratorio y resultados de los experimentos sobre el Mercado eléctrico reportados en las bases de datos de revistas de indexación internacional referenciadas en ISIweb of Science y otras.
- La metodología y el procedimiento de construcción de modelos experimentales que contengan prototipos de prueba experimental de mercados eléctricos concretos.



# Mercado mayorista español: prototipo experimental

### 5.1. Características del mercado de producción de electricidad español

El mercado de producción de electricidad español fue definido por la empresa operadora OMEL<sup>14</sup>, como “el mercado que se configura como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. A estas transacciones se agrega el coste por garantía de potencia para la obtención del precio final de la electricidad.”(OMEL, 2004).

En consecuencia, dentro del mercado de producción español existen diversos tipos de transacción económica, desarrollados por diversos tipos de instituciones de mercado. Estas transacciones son restringidas por el contenido de las reglas de dichas instituciones de mercado a las cuales se agregan las restricciones de operación técnica del sistema. Ahora bien, OMEL ha expuesto aquí, el esbozo del marco institucional del mercado, sin embargo, las decisiones de un agente

---

<sup>14</sup> OMEL, a partir de 30 de junio de 2004, cambió su denominación social por la de Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S. A. (OMEL) operador del mercado conjunto de Energía de España y Portugal MIBEL. Desde 1 de julio de 2011, la sociedad OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE), asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado spot de energía eléctrica en el ámbito del MIBEL.

están inmersas dentro de lo que denominaremos “ambiente económico”<sup>15</sup>. Para acercarnos a la comprensión de las instituciones del mercado estudiaremos previamente las características de estacionalidad de los recursos de la oferta y de la demanda y su relación con los precios del mercado, para luego introducirnos en el estudio del ambiente tecnológico-económico del mercado de producción español.

### **5.1.1. Estacionalidad de recursos de oferta, demanda y precios del mercado español**

El estudio de la estacionalidad de recursos de oferta, demanda y precios del mercado Español tiene como finalidad develar el comportamiento dinámico de los periodos de escasez o abundancia de los recursos de los agentes del mercado. Usualmente, la presencia de tales estados es informada a los agentes a través de las señales de precios, con las cuales, éstos toman diversas decisiones, ya sea de consumo, inversión, ahorro, comportamiento estratégico etc.

Sin embargo; una característica de los mercados eléctricos es la volatilidad de sus precios, explicada, de una parte por la imposibilidad de almacenar el bien transable de la energía eléctrica, en cantidades económicamente suficientes; y por otra, de la dependencia estacional de escasez o abundancia relativa de los recursos de la oferta o de la demanda del mercado; esto, cuando no se consideren aspectos conductuales del mercado como la posibilidad de los agentes de imposición unilateral de precios (poder de mercado), o, la actividad de la demanda (elasticidad), o, comportamientos estratégicos de los agentes como respuesta a la arquitectura del mercado.

Para el diseño del mercado experimental y del prototipo tecnológico que lo sustenta es necesaria la determinación de los periodos donde el mercado sufre magnitudes extremas de tensión; ya sean altas o bajas, originadas por escasez o abundancia de los recursos del mercado, o, el incremento o decremento de las

---

<sup>15</sup> El término "ambiente económico" será utilizado para describir el sistema de todas las circunstancias individuales en un mercado que definen las ganancias potenciales totales del intercambio.

necesidades energéticas del mercado. Los sujetos del mercado experimental deberán ser expuestos a estas situaciones, de manera análoga a que se enfrentan los agentes del mercado. Por ello es útil develar regularidades de su comportamiento emanadas de la información de operación del mercado y del sistema de potencia. Ahora bien, tanto mejor si estas regularidades logran correlacionarse con los ciclos de estacionalidad climáticos anuales que son de conocimiento cultural y vivencial tanto de los agentes del mercado real, como de los sujetos tomadores de decisión del mercado experimental.

En consecuencia, este estudio estuvo centrado en determinar los meses de ocurrencia de comportamientos extremos de las variables de los recursos de la oferta, de la demanda y de los precios; de manera que se pudiesen correlacionar con la estacionalidad anual climática y así se obtuvieran meses representativos de las condiciones de escasez-abundancia, para las estaciones de invierno, primavera, verano y otoño en el Mercado de Producción de Energía Español.

La metodología empleada para definir los meses representativos de las condiciones de escasez-abundancia se expresa en los siguientes pasos:

1. Se clasifican los meses del año considerando las estaciones climáticas de “invierno” (diciembre, enero y febrero), “primavera” (marzo, abril y mayo), “verano” (junio, julio y agosto) y “otoño” (septiembre, octubre y noviembre).
2. Para efectos de asegurar una continuidad estacional se consideran años de diciembre a diciembre
3. Se identifican los puntos de inflexión de los comportamientos evolutivos mensuales desde la entrada en vigor del mercado (1998-2003) de:
  - a. La Demanda, a través del comportamiento evolutivo de:
    - i. La demanda bruta,
    - ii. La energía casada en el mercado diario
    - iii. La energía casada en el mercado intradiario
    - iv. Los recursos de la demanda
      1. Régimen especial a distribución

- v. La cuota de mercado de los agentes de adquisición significativos
  - vi. La estructura de la demanda
  - b. La Oferta, a través del comportamiento evolutivo de:
    - i. Los Recursos de oferta de energía primaria
      - 1. La energía hidroeléctrica producible
      - 2. Disponibilidad de combustibles fósiles y nuclear
    - ii. La producción de energía eléctrica por tecnologías
      - 1. Centrales Hidroeléctricas
      - 2. Centrales Nucleares
      - 3. Centrales térmicas a carbón
      - 4. Centrales de Fuel-Gas
      - 5. Centrales de Ciclos Combinados
      - 6. Régimen especial (eólica, cogeneración)
  - c. Los precios, a través del comportamiento evolutivo de:
    - i. Los precios máximos, mínimos y medios del mercado diario
    - ii. Los precios máximos, mínimos y medios del mercado intradiario
    - iii. La oferta residual del mercado
4. Se catalogan esos puntos de inflexión en ciclos anuales estacionales por máximos y mínimos absolutos, máximos y mínimos relativos hasta el tercer nivel. Los niveles son considerados en orden descendente de valor para los máximos, y orden ascendente de valor para los mínimos
  5. Se establece la frecuencia de ocurrencia mensual de la tipología de máximos y mínimos, absolutos y relativos
  6. Se establecen conjeturas de causalidad al comportamiento mensual de precios y se escogen los meses representativos para profundizar el análisis de los precios a los niveles de resolución temporal diaria y de niveles de carga horario (valles y picos)

A continuación se expondrán las conclusiones de mayor relevancia de este estudio:

## 1. Demanda bruta

Según los puntos de inflexión de máximos de la muestra de la Demanda Bruta (1998-2003) los meses representativos son los de enero y julio.

Según el punto de inflexión de mínimo absoluto de Demanda Bruta (1998-2003) el mes representativo es abril. Para el mínimo relativo de nivel 1 no se encontró mes representativo.

## 2. Energía casada mensual del mercado diario

- a. El comportamiento de máximos y mínimos de la energía casada ratifica la escogencia como meses representativos a enero, julio y abril efectuada para la demanda bruta del sistema.
- b. La energía casada refleja los patrones de previsión de la demanda de los agentes compradores para el mercado diario.

## 3. Energía producible Hidroeléctrica<sup>16</sup> mensual del sistema peninsular.

- a. El mes de enero es un mes altamente representativo para la evolución de la energía producible hidráulica; pues, a la vez de constituirse en máximo absoluto durante dos años, es también un pico máximo de demanda importante. Se han configurado situaciones de escasez de recurso en los momentos en que ese máximo no se ha producido como lo fue en los casos de los años 1999 y 2002 y situaciones de abundancia como las ocurridas en los años 2001 y 2003.

Aunque en el mes de marzo se ubican igual proporción de máximos absolutos que en enero su demanda es moderada. Resulta, entonces, de mayor interés la escogencia del mes de abril que posee suficiente producible hidráulico, que

---

<sup>16</sup> La *Energía producible EP* de un aprovechamiento Hidroeléctrico durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones corregidas (una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica), correspondientes al intervalo de tiempo considerado, le permitiría producir en las condiciones más favorables. (REE, 2003, p. 6).  $EP = Producción + Pérdidas Turbinables \pm Variación Energía Embalsada - Energía Embalsada por bombeo.$

conjugado con la ocurrencia de la mínima demanda absoluta del sistema, originan una relativa abundancia dentro del sistema

En el mes de agosto existe recurrente ocurrencia del mínimo absoluto de la energía producible hidráulica. Sin embargo, ya que en el mes de julio ocurre el máximo de nivel 1 de demanda, a la vez que el producible hidráulico del mes de julio está permanentemente muy cercano de al mínimo absoluto de agosto, tiene lugar una recurrente escasez relativa del sistema.

#### 4. Consolidado de la Producción de Energía por tecnologías

- a. Los meses de mayor representatividad para la oferta son los meses de enero, julio desde el punto de vista de máximos de producción y agosto desde el punto de vista de su mínimo.

La abundancia de producción hidráulica desplaza a la producción de las térmicas no nucleares de régimen ordinario. Así la abundancia de recurso hidráulico es evidente en el mes de enero de los años 2001 y 2003, donde a pesar de la alta demanda existió constreñimiento de la producción térmica no nuclear. Durante la escasez de este recurso en el mes de enero de los años 1999 y 2002 existió producción adicional de electricidad a base de fuel gas para garantizar la cobertura de la demanda.

#### 5. Precios Máximos mensuales del Mercado Diario

- a. Los máximos absolutos se ubican mayoritariamente en invierno, en el mes de enero (cuatro veces). Uno de los dos remanentes se ubica en otoño (octubre de 2000) y el otro en la primavera de 2001 (marzo). Estos dos máximos absolutos de precios máximos no son explicables a partir del comportamiento conjugado de la demanda, de la energía casada, del producible Hidráulico y del nivel de los embalses, como si podrían serlo los máximos absolutos de precios ocurridos en enero de los años 98,99, 02 y 03.

Los máximos relativos de nivel 1 se ubican en verano exclusivamente (siete veces), distribuidos en tres ocasiones para julio y dos para cada uno de los meses de junio y agosto.

Los mínimos absolutos de los precios máximos mensuales se ubican en la primavera mayoritariamente (cinco veces), de ellas dos en abril, dos en mayo y una en marzo. El mínimo absoluto de los precios máximos ocurrido en junio de 1999 pareciera tener un comportamiento inercial de precios bajos antecedido por los meses de abril y mayo de ese mismo año.

Los mínimos relativos de los precios máximos se encuentran dispersos en otoño, verano e invierno, y es tal su dispersión mensual que no es posible discernir un comportamiento tipificable.

El análisis de las conclusiones obtenidas a partir de la implementación de esta metodología, conjuntamente con los análisis del margen de reserva de producción de energía efectuados por OMEL (OMEL, 2002, p. 78), arrojan que los meses de mayor frecuencia de singularidades multivariantes en el mercado español son los meses de enero, abril, julio y octubre. El antedicho análisis es recogido en el Anexo 5-1 de este capítulo.

La escogencia de estos meses como meses representativos de las singularidades de escasez – abundancia del mercado, orientó el desarrollo de la descripción y modelado de la curva de referencia tanto de oferta como de demanda que serían utilizadas para calcular las ganancias de los sujetos del experimento.

### **5.1.2. Ambiente económico - tecnológico**

Se describirá el ambiente económico –tecnológico centrando la atención en los agentes de las transacciones del mercado, indagando fundamentalmente las relaciones de propiedad, costes o valoraciones marginales, restricciones de insumos o interrumpibilidad, recursos transables, etc. Para el efecto, agruparemos a los agentes dentro del estudio como lo definen las reglas del mercado: en oferta, a los generadores; demanda, a los clientes cualificados y a las compañías distribuidoras; Transporte, a los propietarios de activos de redes de transporte.

Se atenderá, así mismo, las consideraciones de zonificación eléctrica de la región peninsular que se muestran en la Figura 5-1.

## Mercado mayorista español: prototipo experimental

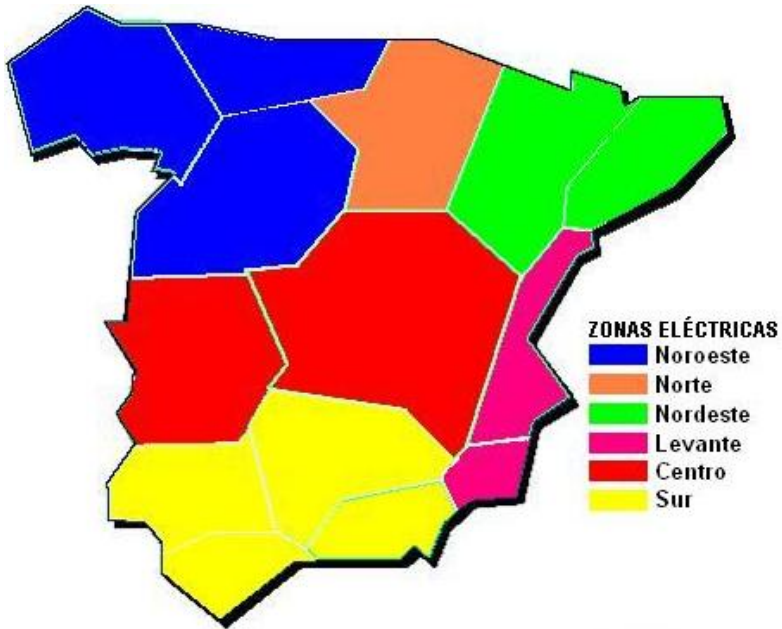


Figura 5-1. Zonas eléctricas peninsulares en España. Fuente: (MINECO, 2002).

### A. Oferta

#### a. Cuota de propiedad y cuota de mercado

La cuota de propiedad de los activos para los agentes de producción fue calculada del Registro Administrativo de Productores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, publicado por el Ministerio de Economía (MINECO, 2003). Así, como se muestra en la Figura 5-2, la cuota de propiedad de las empresas afiliadas a UNESA<sup>17</sup> era cercana al 92,5% al 27 de

---

<sup>17</sup> UNESA es una organización gremial de empresas eléctricas, fundada en 1944 y cuyos fundadores son: Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico. Posteriormente, en el año 2002 y tras su constitución como empresa independiente, se incorporó Viesgo (Grupo Enel). Las empresas eléctricas fueron impelidas a desintegrarse verticalmente durante la reestructuración que condujo a la liberalización; por tal razón, algunas de las empresas de UNESA, representadas en la figura 5.2, llevan el apelativo de "Generación", que denota la dedicación al ámbito de la producción dentro del mercado. En el



junio de 2003; mientras que, la parte restante de la propiedad se distribuía entre 17 empresas con participación individual inferior a 1,66%.

Si se juzgara por el criterio desarrollado para las condiciones de la función de producción del mercado PJM (Rudkevich et al., 1998), la combinación de los índices HHI (Herfmdahl-Hirschmann) y PCMI (Price-Costed Margin Index) que reflejan respectivamente, la concentración de la propiedad y la posibilidad de imponer precios supra-competitivos (poder de mercado), el mercado de producción español estaría expuesto al ejercicio de significativo poder de mercado. Actuando colusivamente Endesa e Iberdrola estarían clasificadas, según su HHI, en la región de “Mercado altamente Concentrado”.

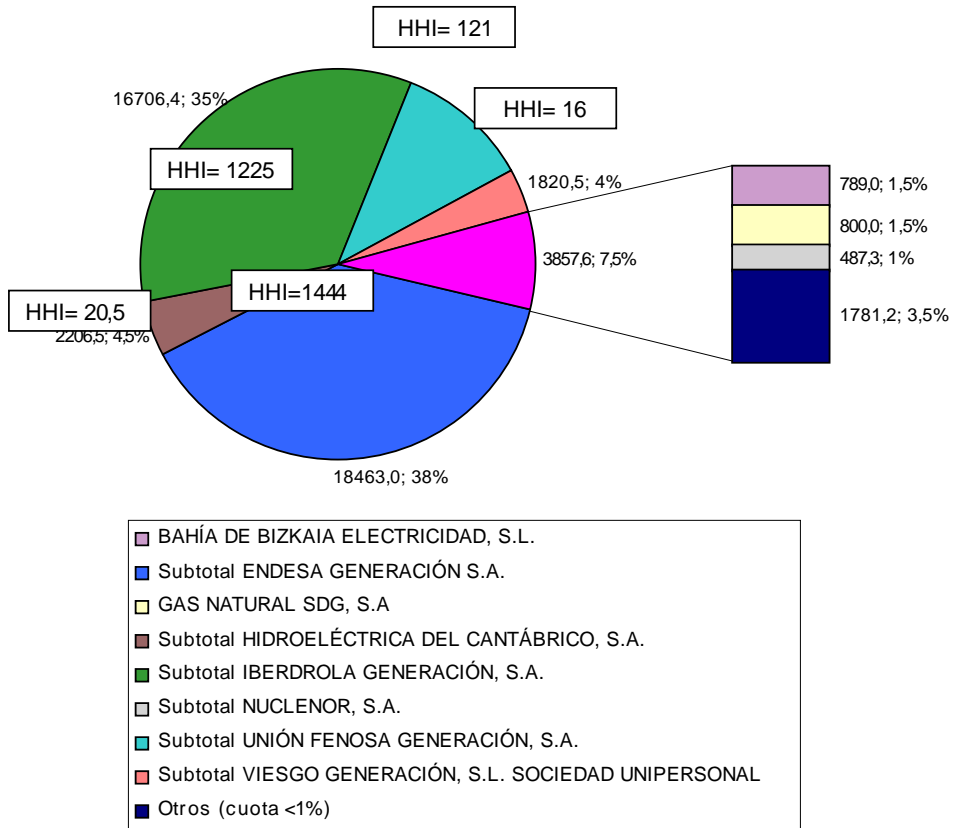
OMEL distingue dos momentos para los cuales calcula la cuota de mercado de los diferentes agentes productores. Estos momentos están relacionados con la finalización de la elaboración inicialmente, del Programa Base de Casación (PBC) y, posteriormente, con la finalización de la elaboración del Programa Viable Diario (PVD).

La evolución de las cuotas de mercado de las empresas pertenecientes a UNESA, (las cuales poseen cuotas de propiedad sobre los activos de generación por encima del 3,5%), para los programas base de casación (PBC) y viable diario (PVD), en el periodo de mayo de 2001 hasta diciembre de 2003 se muestra en la Figura 5-3.

---

caso de Endesa, a la fecha del estudio se encontraba dispersa en dos empresas: Endesa Generación y Endesa Ciclos Combinados.

**CUOTA DE PROPIEDAD DE LOS ACTIVOS (régimen ordinario) DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**



**Figura 5-2.** Cuota de propiedad de los activos de generación en 2003 en el régimen ordinario del Mercado de Producción Español. Cálculos propios de datos fuente de (MINECO, 2003).

La diferencia de la cuota de mercado observada en los programas base de casación (PBC) y viable diario (PVD) obedece fundamentalmente a la inclusión dentro del PVD de la cuota de participación en el mercado del Régimen Especial. En la Figura 5-4 se muestra la incidencia de la producción de energía eléctrica mediante régimen especial y su impacto en la distribución de cuotas de mercado de los diferentes agentes productores en el mes de noviembre de 2003.

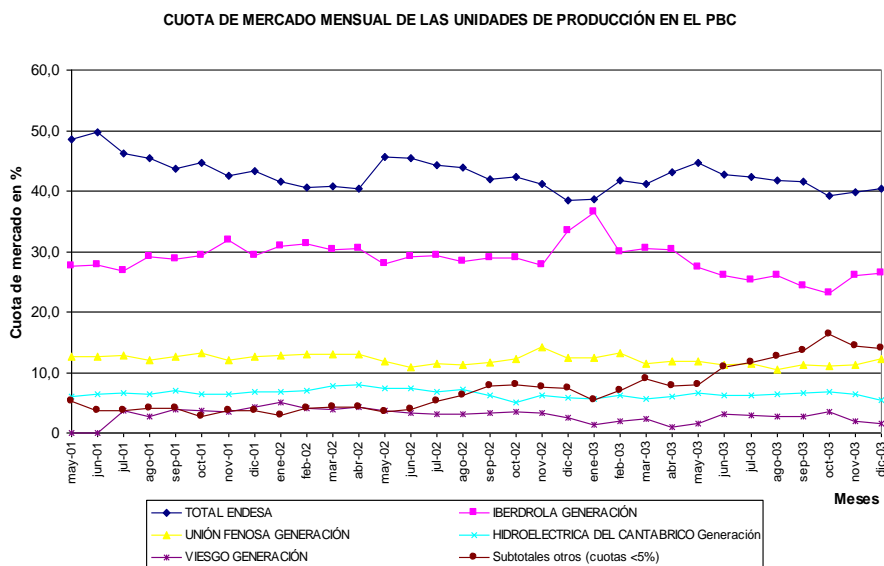
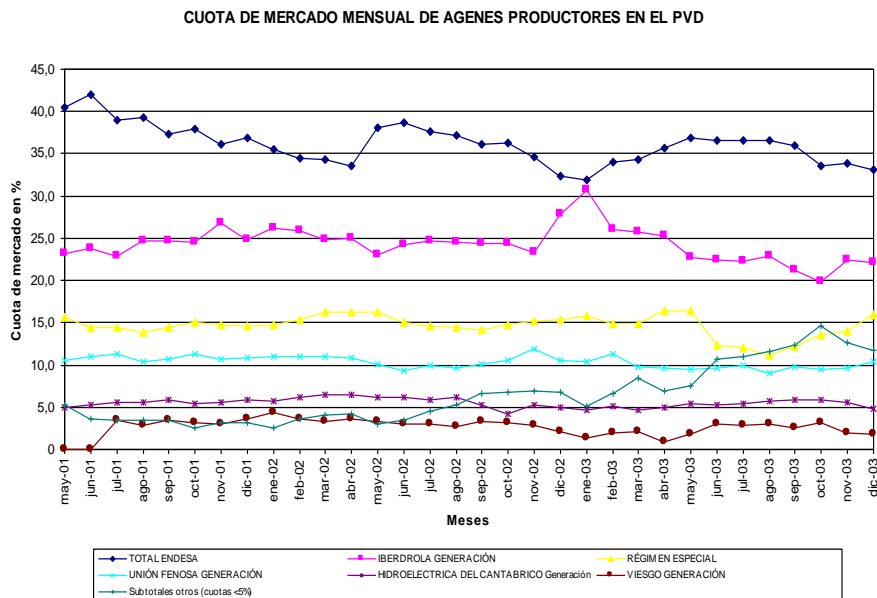
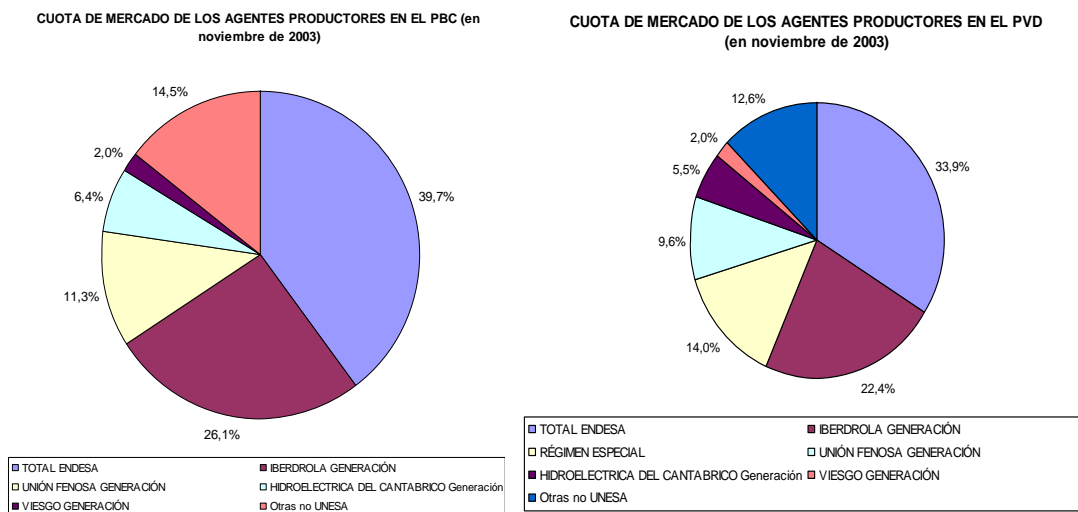


Figura 5-3. Evolución mensual de la cuota de mercado de las empresas de UNESA. Fuente: OMEL.



**Figura 5-4.** Cuota de mercado de los agentes productores en los programas PBC y PVD.

Así, el resumen de la información de la cuota de propiedad de los activos registrados para el régimen ordinario del mercado y de la cuota de mercado en los Programas PBC y PVD para las empresas de generación de régimen ordinario, en el mes de noviembre de 2003 se expone en la Tabla 5-1.

Empresa	Cuota de propiedad (%)	Cuota de mercado (%)	
		En el PBC	En el PVD
ENDESA	38	39,7	33,9
Iberdrola Gen	35	26,1	22,4
Unión FENOSA Gen	11	11,3	9,6
Hidrocantábrico Gen	4,5	6,4	5,5
Viesgo Gen	4	2	2
Otras no UNESA	7,5	14,5	12,6

**Tabla 5-1.** Cuota de propiedad y cuota de mercado de las empresas de generación en noviembre de 2003. Fuente: OMEL.

De la información anteriormente expuesta es observable:

1. La evolución de las cuotas de mercado en los programas base de casación PBD y viable diario PVD en general son de comportamiento monótono constante para Unión FENOSA Generación (alrededor del 10% en el PVD), Hidroeléctrica del cantábrico Generación (alrededor del 5% en el PVD) y Viesgo Generación (alrededor del 3%).
2. La cuota de mercado del Régimen especial en el PVD es de comportamiento monótono constante (alrededor del 15%)
3. La cuota de mercado de Endesa Generación es monótona decreciente entre el 42% y el 32% en el PVD; Sin embargo, fue morigerada la tendencia decreciente de la cuota de mercado para la Totalidad de las empresas de Endesa, a partir de la entrada en operación de Endesa Ciclos Combinados en julio de 2002
4. La cuota de mercado de Iberdrola Generación fluctúa alrededor del 25% en el PVD
5. La cuota de mercado de otras empresas productoras no miembros de UNESA ha evolucionado, desde junio de 2002, monótonamente al crecimiento entre el 5% y el 15% en el PBD. Al parecer este crecimiento se ha dado fundamentalmente a expensas del descenso de las cuotas de ENDESA y en menor medida de Iberdrola Generación.

Las anteriores observaciones nos permiten establecer algunas Conclusiones y elaborar conjeturas de aproximación a la realidad, así:

- El comportamiento monótono constante de varias empresas del grupo UNESA puede ser explicado por un crecimiento vegetativo (correlacionado con la demanda) de los activos de generación, y por la posesión de una mezcla tecnológica de los activos que les permita amortiguar las fluctuaciones estacionales de los recursos renovables de energía primaria que pudiesen incidir en las variaciones de la cuota de mercado. Como conjetura, también podría tener lugar la ocurrencia de una distribución colusiva de las cuotas de mercado de las empresas miembros de UNESA como producto de una distribución geográfica y por tipo de carga de la demanda.

- La cuota de propiedad de los activos de régimen ordinario difiere de la cuota de mercado para el caso de Iberdrola Generación en el mes de noviembre de 2003, poseía el 35% de los activos y con ellos solo obtenía el 26,1% de la cuota de mercado en el programa base de casación. Este comportamiento quizá es debido a que la cuota de mercado está reflejando en mayor medida la energía “firme” que posean las empresas de generación afiliadas a UNESA; en virtud a que Iberdrola es gran propietaria del parque hídrico de la península.

**b. Capacidad instalada y Tecnologías**

La capacidad instalada y la tecnología de generación por zonas eléctricas peninsulares y por propietario que participan en el Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español se exponen en la Tabla 5-2.

<b>Capacidad instalada en el Régimen Ordinario del Mercado español (MW)*</b>							
<b>Tecnología</b>	<b>Zona noroeste</b>	<b>Zona norte</b>	<b>Zona nordeste</b>	<b>Zona levante</b>	<b>Zona centro</b>	<b>Zona sur</b>	<b>Total</b>
<b>Endesa Generación S.A.</b>							
Hidráulica bombeo puro	0,000	0,000	667,400	0,000	0,000	570,000	1237,400
Hidráulica bombeo mixto	0,000	0,000	172,000	0,000	0,000	0,000	172,000
Hidráulica embalse	688,500	0,000	2037,350	0,000	234,180	257,200	3217,230
Hidráulica fluyente	20,000	19,170	461,920	1,300	0,000	193,190	695,580
Térmica clásica CT carbón	2828,655	0,000	1050,000	0,000	0,000	1650,000	5528,655
Térmica clásica CT fuel-gas	0,000	0,000	2364,000	0,000	0,000	378,000	2742,000
Térmica clásica CT fueloleo	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	372,000	372,000
Térmica ciclo combinado	0,000	0,000	868,000	0,000	0,000	400,000	1268,000
Termonuclear CN PWR	0,000	0,000	2525,578	0,000	704,587	0,000	3230,165
<b>Subtotal Endesa Generación S.A.</b>	<b>3537,155</b>	<b>19,170</b>	<b>10146,248</b>	<b>1,300</b>	<b>938,767</b>	<b>3820,390</b>	<b>18463,030</b>
<b>Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A.</b>							
Hidráulica bombeo mixto	133,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	133,000

<b>Capacidad instalada en el Régimen Ordinario del Mercado español (MW)*</b>							
<b>Tecnología</b>	<b>Zona noroeste</b>	<b>Zona norte</b>	<b>Zona nordeste</b>	<b>Zona levante</b>	<b>Zona centro</b>	<b>Zona sur</b>	<b>Total</b>
Hidráulica embalse	104,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	104,080
Hidráulica fluyente	177,090	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	177,090
Térmica clásica CT carbón	1585,780	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1585,780
Térmica clásica motores diesel	0,000	0,000	0,000	41,350	0,000	0,000	41,350
Termonuclear CN PWR	0,000	0,000	0,000	0,000	165,230	0,000	165,230
<b>Subtotal Hidro-Cantábrico</b>	<b>1999,950</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>41,350</b>	<b>165,230</b>	<b>0,000</b>	<b>2206,530</b>
<b>Iberdrola Generación, S.A.</b>							
Hidráulica bombeo puro	208,710	0,000	0,000	628,350	0,000	0,000	837,060
Hidráulica embalse	4236,420	122,230	0,000	491,200	2288,700	27,000	7165,550
Hidráulica fluyente	253,520	74,580	16,980	84,350	28,130	0,000	457,560
Térmica clásica CT carbón	1029,040	216,800	0,000	0,000	0,000	0,000	1245,840
Térmica clásica CT fuel-gas	0,000	936,230	0,000	0,000	313,600	0,000	1249,830
Térmica clásica CT fueloleo	0,000	0,000	0,000	1941,400	0,000	0,000	1941,400
Termonuclear CN PWR	0,000	0,000	441,432	0,000	1542,349	0,000	1983,781
Termonuclear CN BWR	0,000	0,000	0,000	1025,400	0,000	0,000	1025,400
Térmica ciclo combinado	0,000	0,000	0,000	800,000	0,000	0,000	800,000
<b>Subtotal Iberdrola Gen</b>	<b>5727,690</b>	<b>1349,840</b>	<b>458,412</b>	<b>4970,700</b>	<b>4172,779</b>	<b>27,000</b>	<b>16706,421</b>
<b>Unión Fenosa Generación, S.A.</b>							
Hidráulica embalse	1197,412	0,000	0,000	0,000	496,740	0,000	1694,152
Hidráulica fluyente	0,000	0,000	0,000	0,000	0,400	0,000	0,400
Térmica clásica CT carbón	2046,945	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2046,945
Térmica clásica CT fuel-gas	0,000	0,000	0,000	0,000	313,600	0,000	313,600

<b>Capacidad instalada en el Régimen Ordinario del Mercado español (MW)*</b>							
<b>Tecnología</b>	<b>Zona noroeste</b>	<b>Zona norte</b>	<b>Zona nordeste</b>	<b>Zona levante</b>	<b>Zona centro</b>	<b>Zona sur</b>	<b>Total</b>
Térmica clásica CT fueloleo	470,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	470,000
Termonuclear CN PWR	0,000	0,000	0,000	0,000	748,613	0,000	748,613
<b>Subtotal unión fenosa gen.</b>	<b>3714,357</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>1559,353</b>	<b>0,000</b>	<b>5273,710</b>
<b>Viesgo Generación, S.L. Sociedad Unipersonal</b>							
Hidráulica bombeo puro	0,000	361,900	0,000	0,000	0,000	0,000	361,900
Hidráulica embalse	194,060	15,200	0,000	0,000	0,000	0,000	209,260
Hidráulica fluyente	88,680	8,660	0,000	0,000	0,000	0,000	97,340
Térmica clásica ct carbón	0,000	0,000	320,000	0,000	220,000	312,000	852,000
Térmica clásica ct fuel-gas	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	220,000	220,000
Térmica ciclo combinado	0,000	0,000	80,000	0,000	0,000	0,000	80,000
<b>Subtotal viesgo generación</b>	<b>282,740</b>	<b>385,760</b>	<b>400,000</b>	<b>0,000</b>	<b>220,000</b>	<b>532,000</b>	<b>1820,500</b>
<b>Otras empresas no Unesa</b>							
Térmica clásica - motor diesel	1,600	0,000	2,000	0,000	0,000	0,000	3,600
Térmica ciclo combinado	0,000	1608,000	400,000	0,000	0,000	400,000	2408,000
Térmica clásica ct fuel-gas	0,000	0,000	9,300	0,000	0,000	0,000	9,300
Hidráulica fluyente	5,618	0,000	0,000	0,000	0,616	0,000	6,234
Térmica gicc	0,000	0,000	0,000	0,000	320,000	0,000	320,000
Térmica clásica ct fueloleo	0,000	0,000	0,000	8,470	0,000	0,000	8,470
Hidráulica fluyente	0,000	0,000	0,000	0,000	0,944	0,000	0,944
Termonuclear	466,000	0,000	0,000	0,000	21,320	0,000	487,320
Térmica cogeneración	93,780	175,700	260,217	0,000	84,000	0,000	613,697
<b>Subtotal no unesa</b>	<b>566,998</b>	<b>1783,700</b>	<b>671,517</b>	<b>8,470</b>	<b>426,880</b>	<b>400,000</b>	<b>3857,565</b>
<b>TOTAL</b>	<b>15828,890</b>	<b>3538,470</b>	<b>11676,177</b>	<b>5021,820</b>	<b>7483,009</b>	<b>4779,390</b>	<b>48327,756</b>



Capacidad instalada en el Régimen Ordinario del Mercado español (MW)*							
Tecnología	Zona noroeste	Zona norte	Zona nordeste	Zona levante	Zona centro	Zona sur	Total
*Tabla elaborada a partir del Registro Administrativo de Productores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de MINECO ( <a href="http://www.energia.mineco.es/">http://www.energia.mineco.es/</a> ) Base de datos con fecha de actualización a junio de 2003							

**Tabla 5-2.** Capacidad instalada en el régimen ordinario del sistema peninsular, por zonas eléctricas y propietarios.

Una de las características más importantes dentro del mercado actual de energía eléctrica resulta ser la mezcla tecnológica que sustenta a la oferta y las relaciones de propiedad de dicha mezcla; pues, ella determinará, a la postre, los beneficios de los oferentes en virtud de la dinámica de los costes marginales y de la flexibilidad de juegos estratégicos dentro del mercado, que posean sus respectivos propietarios. Así la composición porcentual de la mezcla tecnológica del mercado Español (régimen ordinario) y de las empresas de UNESA es mostrada en la Figura 5-5.

La composición tecnológica instalada en el régimen ordinario del mercado Español es predominantemente térmica no renovable (65%): 16% de Centrales nucleares, 38% de centrales térmicas clásicas (Carbón pulverizado, fuel-gas, fuel-óleo), 11% de Centrales Térmicas modernas (Ciclos combinados + GICC, cogeneración). El restante 35% lo conforman las centrales Hidráulicas de embalse, fluyentes e hidro-acumulativas de bombeo puro y mixto. Las mayores empresas del mercado poseen una disímil mezcla tecnológica, mientras la capacidad instalada de ENDESA es térmica en un 71% (sobresale el 30% de Centrales a Carbón); IBERDROLA posee un 49% de componente hidráulico, fundamentalmente de embalse. Esta característica ocasiona que con, prácticamente, similar capacidad instalada, IBERDROLA posea una cuota de mercado inferior a la de ENDESA, debido a que las centrales hidroeléctricas embalsadas solo operan de 1200 a 2000 horas anuales, por restricciones de recurso, (UNESA, 2003a, p. 74). En las restantes empresas, mostradas en la Figura 5-5, la composición hidráulica fluctúa del 19% al 32%, lo que está por debajo de la media de la componente hidráulica total para el mercado.

### ***c. Producción y costes***

La producción de energía eléctrica se desarrolla bajo el marco de dos regímenes dentro del mercado español: el régimen ordinario y el régimen especial<sup>18</sup>. La evolución mensual de la producción de energía eléctrica en ambos regímenes, desde 1998 (año de inicio de operación del mercado), se aprecia en la Figura 5-6. En esta figura se detalla para el régimen ordinario el aporte por tecnologías a la producción total.

De la Figura 5-6 es evidente la fluctuación estacional y no estacional de la producción Hidroeléctrica mensual, que permite la distinción, en el periodo analizado, de dos años secos (1999 y 2002). Además, la aparición del aporte de nuevas tecnologías en el mercado, como son las de Ciclos Combinados y Cogeneración, esta última representada en el régimen especial que participa en el mercado (Centrales con potencia instalada superiores a 50 MW).

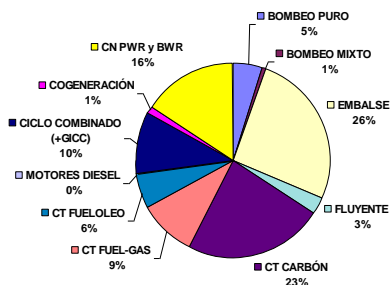
Ya que las ofertas de los productores contienen la tasación realizada individualmente por los agentes en dependencia de circunstancias particulares de tiempo y lugar, y de la información de precios del mercado, no es posible establecer una correlación exacta entre la oferta y los costes de producción. Sin embargo, los costes de producción pueden acercarnos a lo que se conoce como “mínima disposición a aceptar” por parte de los vendedores. Si estos costes son ordenados de menor a mayor y en combinación con la capacidad de producción correspondiente a cada coste, se determinan las cantidades de energía que pueden ser producidas, se puede construir la curva de producción preliminar de un determinado mercado. Si esta curva de producción es considerada y ajustada para un determinado periodo de subasta que ocurre en condiciones determinadas del ambiente económico del mercado, obtendremos *el programa de la mínima*

---

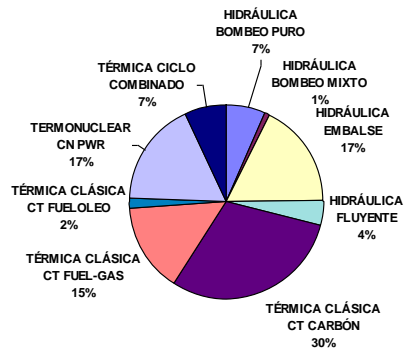
<sup>18</sup> “Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima, en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medioambiente, al ahorro de energía primaria y a la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.” (Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo).

disposición a aceptar de los agentes vendedores que participan en la subasta del mercado.

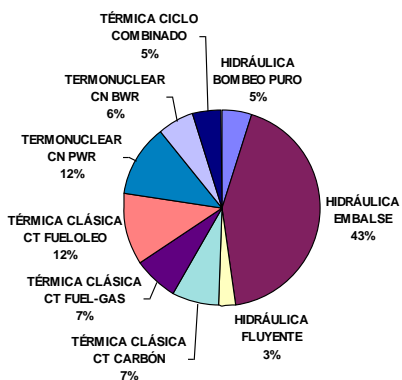
a. Composición tecnológica de la capacidad instalada del régimen ordinario



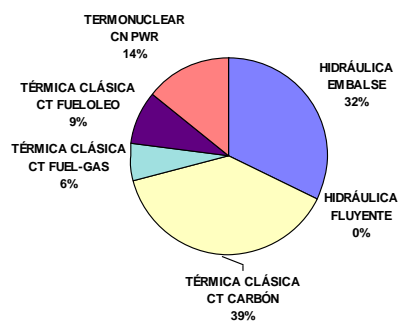
b. Mezcla tecnológica de ENDESA (cuota de propiedad 38%)



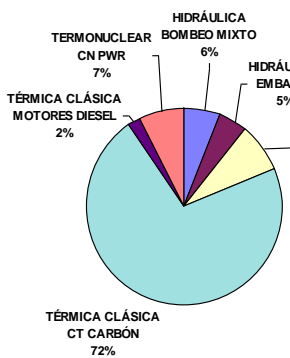
c. Mezcla tecnológica de IBERDROLA (cuota de propiedad 35%)



d. Mezcla tecnológica de UNION FENOSA (cuota de propiedad 11%)



e. Mezcla tecnológica de HIDROCANTABRICO (cuota de propiedad 4,5%)



f. Mezcla tecnológica de VIESGO (cuota de propiedad 4%)

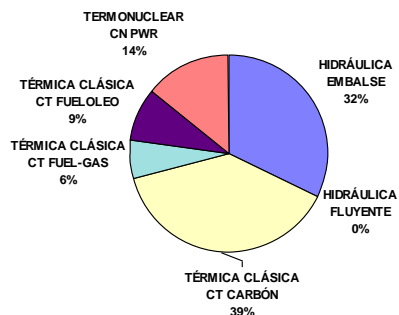
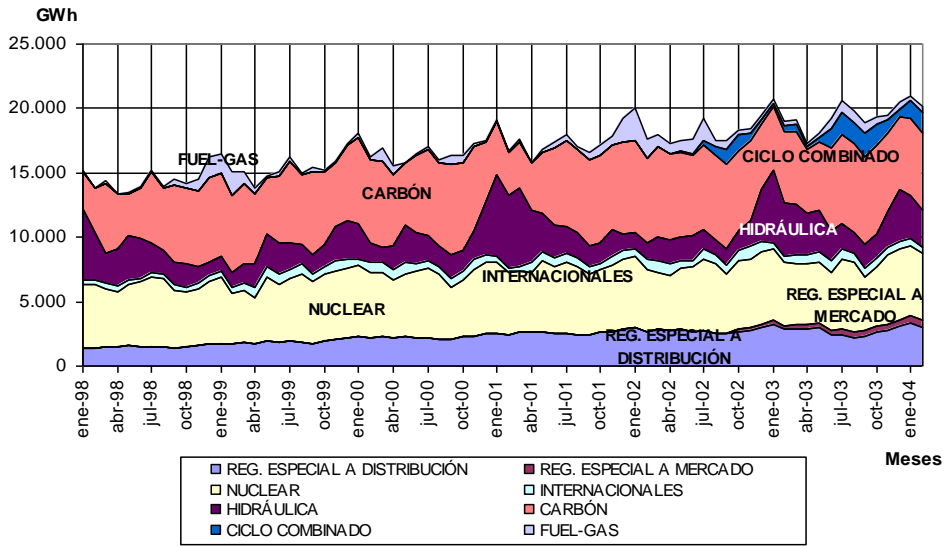


Figura 5-5. Composición tecnológica de la Capacidad instalada del régimen ordinario del mercado Español.



**Figura 5-6.** Evolución de la producción de energía eléctrica en el sistema peninsular español 1998-2003. FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado.

Los costes índices para las 15 tecnologías de producción centralizada de mayor difusión en el régimen ordinario del mercado español son mostrados en la Tabla 5-3, los cuales fueron calculados y comparados con referencias internacionales de países de la OECD (Buriticá-Arboleda, 2004a). Así mismo, en esta tabla aparecen los valores, por tecnología, de la vida útil, el tiempo de construcción y el rango factor de carga, donde éste último es aplicable como restricción de la capacidad instalada, para calcular la capacidad de producción media. Para las tecnologías que utilizan recursos renovables (hidráulicos y eólicos) este factor es reemplazado por el comportamiento de las existencias disponibles de recurso primario.

Al competir basados en los costes variables, como lo propone la teoría económica, se asegura un orden de méritos competitivo para aquellas tecnologías que poseen dichos costes más bajos. Si construimos una gráfica de costes en función de la energía que podría producir la potencia instalada en el

régimen ordinario del mercado español en una hora<sup>19</sup>, obtendremos la curva de producción preliminar de dicho mercado (Figura 5-7).

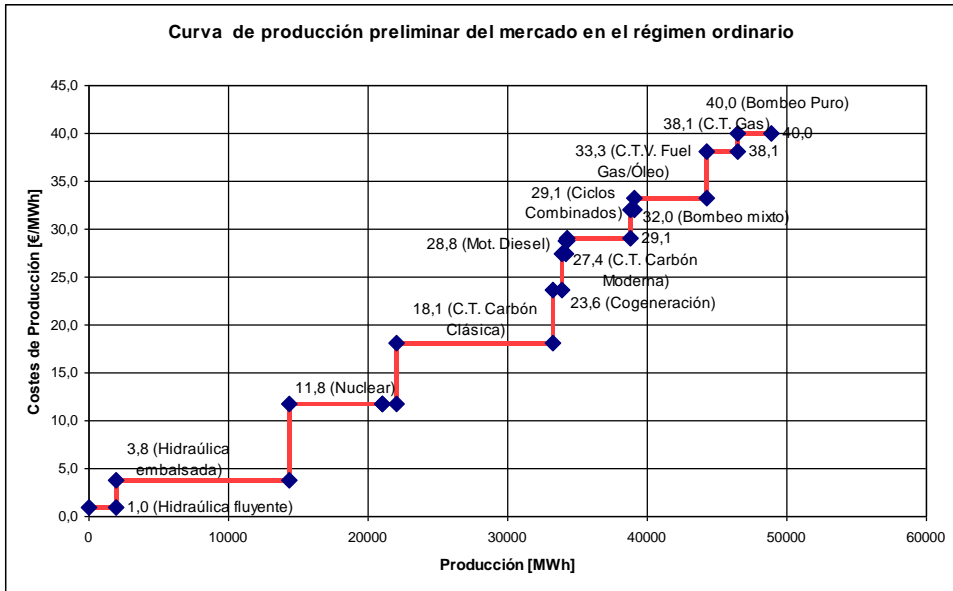
Tecnologías	Vida útil [años]	Coste de Instalación <sup>a</sup> [€/KW]	Tiempo de construcción [meses]	Coste de Combustible [€/MB Tu]	Rata de Calor [KBTu/ KWh]	Coste Fijo O&M [€/MWh]	Otros Costes [€/MWh]	Coste Variable O&M [€/MWh]	Factor de Carga [%]	Costes Externos [€/MWh]
Nuclear	60	1000-1500	60	0,40	10,40	6,50	0,75	0,41	87-93	0,86-4,4
CTV Carbón	35	1000-1100	48	1,25	9,09	2,65	0,75	3,32	89-92	4,0-54
CTV Fuel Gas	20	900-1000	24	3,00	9,50	3,54	0,75	0,51	96-99	
CTV Fuel Óleo	20	900-1000	24	3,00	9,50	3,54	0,75	0,51	89-92	
Motores Diesel	20	900-1000	24	3,00	8,00	3,54	0,75	0,51	89-92	
CG Ciclo Combinado	25	400-500	36	3,50	7,00	1,77	0,75	2,04	92-95	1,7-22
Cogeneración	20	600-700	36	2,4-4,7	6,35	1,77	0,75	2,04	92-95	
Hidráulica Regulación Anual	50	1700-2300	84	-	-	3,06	0,75	0,00	-	
Hidráulica Regulación Hiperanual	50	2300-3500	84	-	-	3,06	0,75	0,00	-	
Hidráulica Bombeo	50	1500-1700	84	-	-	3,06	0,75	0,00	-	
Hidráulica Fluyente	50	750-1500	84	-	-	0,20	0,75	0,00	-	
CGTSTIG	20	300-350	12	3	8	0,66	0,75	5,10	90-92	
Eólica	20	950-1000	36	-	-	2,96	0,75	0,00	-	
CT Gas	25	300-350	12	3,3	10,6	0,47	0,75	5,10	96-99	3,0-37
CTV Carbón Moderna	35	1200-1250	48	1,25	7,31	2,86	0,75	1,91	89-92	4,1-55,3

FUENTE: Cálculos propios de datos de DOE, IEA, EDF, ADEME, [STOFT, 2002], [FAHD, 2003].

- a- Este valor incluye el coste de contingencias en la construcción del proyecto, asumiendo un riesgo de construcción del 3%. El coste de instalación (overnight cost) varía sensiblemente, para algunas tecnologías, en dependencia de si se construye una sola unidad o varias de ellas. Se asume que las instalaciones de generación nuevas tendrán más de una unidad. Ver datos detallados en doe-eia (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/Kyoto/tb116.html>).
- b- CTV- Central Térmica a Vapor, CG- Central a Gas

**Tabla 5-3.** Costes índices internacionales de instalación y producción de Energía Eléctrica de las tecnologías más frecuentes en el régimen ordinario del mercado español.

<sup>19</sup> La menor unidad de tiempo en que se efectúan las transacciones en el mercado español es una hora, por tal razón, las reglas que se refieren a la potencia tienden a adoptar este intervalo de tiempo como referencia de gestión.



**Figura 5-7.** Curva de producción preliminar del régimen ordinario del mercado español, calculada con un factor de utilización de la capacidad instalada del 100% en el 2003.

Esta curva de producción tiene el carácter de preliminar porque no considera las circunstancias de tiempo y lugar que tienen que ver con la explotación tecnológica de las centrales, ni tampoco con la información de valoración individual y social de la energía como bien económico, la cual es transportada por los precios. Esto, para no mencionar otro tipo de valoraciones de tipo social o individual de los agentes o instituciones del mercado en lo referente a conducta, impacto ambiental, altruismo, etc. El término preliminar también tiene que ver con la etapa de acopio y tratamiento inicial de información que haría un agente “racional” del mercado. Sin embargo, a un agente del mercado, además de la curva de producción agregada le interesa conocer esta curva en forma desagregada. Para el régimen ordinario del mercado español dicha curva preliminar se observa en la Figura 5-8.

Observando a la explotación tecnológica de las centrales como un sistema tecnológico gestionable, podemos establecer causas endógenas y exógenas que

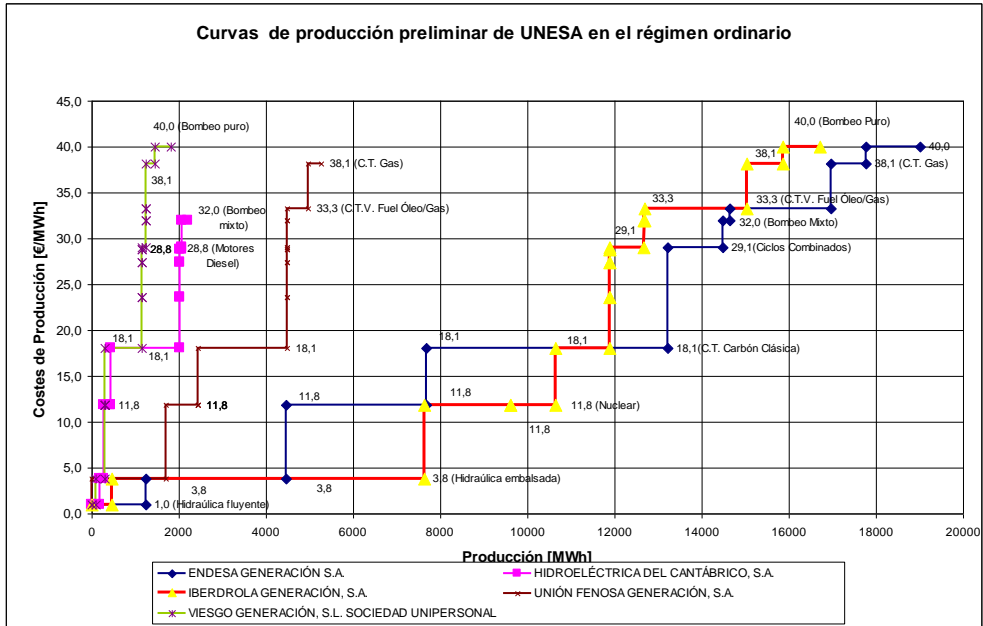
originan que la producción real de las centrales difiera de los valores de capacidad de producción nominal.

Dentro de las causas endógenas se pueden distinguir a dos que tienen que ver con características tecnológicas exclusivamente, y son la operatividad y el diseño tecnológico.

Algunos factores a resaltar de carácter operativo y de diseño tecnológico que afectan el comportamiento de la curva de producción son:

- La flexibilidad, que define a la capacidad de las instalaciones tecnológicas para cambiar de estado operativo (en ocasiones es medido y representado por el gradiente temporal de potencia). Las mayores restricciones de flexibilidad las poseen las centrales térmicas a vapor que incluyen ciclo Rankine (nucleares, carbón, fuel oleo/gas, ciclo combinado), las cuales poseen largos periodos de encendido y restricciones de rampas de incremento- decremento de potencia
- La cargabilidad de máquinas y centrales, que define, tanto dinámica como estáticamente las regiones explotables de las curvas características de operación. Así, es posible hallar instalaciones productoras de energía eléctrica con restricciones de regiones de carga como las nucleares no aptas para operar por debajo de 6000 horas al año y casi exclusivamente deben hacerlo a plena carga.
- La estructura tecnológica, que define las características de imbricación de diferentes topologías de redes de equipos electro-energéticos de las instalaciones productoras, donde la disponibilidad es un atributo de la red tecnológica en sí y no del equipo en particular. Algunas de estas propiedades son observables en las instalaciones hidro-energéticas en cascada o en cadena, que dependen del manejo de agua de la cabecera; asimismo, en las estructuras tecnológicas complejas de ciclos combinados y cogeneración, donde las posibilidades de acople y desacople de eslabones de la red tecnológica, reducen o amplían la capacidad productiva de las instalaciones

- La mantenibilidad, que define a la capacidad para mantener la confiabilidad operativa de las instalaciones productivas dentro de las regiones de cargabilidad de diseño. Este factor puede provocar diferentes duraciones de periodos de restricción de la capacidad en instalaciones tecnológicas comparables.



**Figura 5-8.** Curva de producción preliminar en el régimen ordinario del mercado de las empresas pertenecientes a UNESA en el 2003.

La mayoría de diseños de mercado han introducido dentro de su reglamentación diversas formas de reconocimiento de estas particularidades de los productores, ya sea a través de la facilidad de confección de ofertas por cuencas o condicionadas a la indivisibilidad y estabilidad, como en el mercado español; o a través del pago de arranques y rampas como en el NETA.

Los aspectos exógenos relevantes para la construcción de un modelo que afecte el comportamiento de la curva de producción preliminar son:



- La escasez-abundancia del recurso primario, que depende de la gestión de aprovisionamiento de dicho recurso, cuando este es un bien económico almacenable, como es el caso de los combustibles fósiles y nuclear; el agua embalsada; o, cuando este es un bien libre como la basura. Para los recursos renovables como el viento y el agua corriente la escasez – abundancia depende del ciclo de renovación del recurso. El ciclo de renovación del recurso hidráulico está asociado, para el caso español, con la estacionalidad anual de comportamiento de las lluvias y deshielos.
- Los alto-bajos niveles de demanda, que son originados por causas estacionales y/o eventuales, culturales y/o conductuales, sociales y/o económicas entre otras, que definen cualitativa y cuantitativamente determinada formación de niveles de demanda. El comportamiento de estos niveles de demanda posee un marcado comportamiento estacional (repetible anualmente), en la evidencia empírica de dicho comportamiento se basan las instituciones y agentes del mercado para gestionar la disponibilidad de sus respectivos sistemas tecnológicos, ya que por lo general se esperaría que señales de escasez fuesen transportadas por los precios, usualmente en ocasiones de altos niveles de demanda; así, se esperaría la confluencia de mayor disponibilidad operativa simultáneamente con la presencia de altos niveles de demanda y altos precios<sup>20</sup>. En consecuencia, la actividad de ejecución de mantenimientos planificados del equipo tecnológico no redundante de agentes e instituciones de mercado es prevista para los periodos de bajos niveles de demanda y de presumiblemente bajos precios de mercado.

Esta es una apretada descripción de algunas causas que pueden afectar a la curva de producción preliminar. La mayoría de estos factores poseen componentes de carácter aleatorio. Para la determinación de algunos de ellos se han desarrollado modelos estocásticos que intentan recrear su comportamiento individual o grupo

---

<sup>20</sup> Algunas veces los productores han aducido la indisponibilidad operativa de alguna instalación “clave” en los periodos de alto nivel de demanda con el objetivo de la imposición de precios supra competitivos.

de individuos; sin embargo, al aplicarle criterios poblacionales tales modelos pierden su relevancia ante la preeminencia de la ley de los grandes números. Por tal razón la característica más comúnmente utilizada para aproximarse a un factor global que afecte a la curva de producción preliminar, consiste en la medición empírica de la relación entre la energía producida sobre la energía que sería posible producir con utilización plena de la capacidad instalada. Este acercamiento empírico- integral está contenido en el concepto de Factor de carga.

El factor de carga resulta ser alto y de gran regularidad para las instalaciones termoeléctricas que atienden las necesidades de carga “base” del sistema, estas instalaciones poseen, correspondientemente, características de robustez<sup>21</sup> elevadas dentro de su diseño tecnológico, que les permiten la viabilidad de su explotación continuada desde el punto de vista tecnológico y económico. Estas instalaciones por lo general poseen los mayores costes de instalación, precisamente debido a la robustez del equipamiento electro-energético o al tamaño de las instalaciones de almacenamiento del recurso primario. Las principales instalaciones de este tipo inscritas en el régimen ordinario del mercado español son las centrales nucleares, las centrales a carbón de gran tamaño, los ciclos combinados de gran tamaño. El factor de carga de las instalaciones termoeléctricas de este grupo se comporta generalmente dentro de los rangos especificados en la Tabla 5-3.

Las centrales hidroeléctricas de regulación anual e hiperanual (embalsadas) aunque pueden también atender las necesidades de carga “base” del sistema, su factor de carga puede depender de la gestión de los recursos hidráulicos; el cual, no necesariamente está comprometido para fines electro-energéticos, esta

---

<sup>21</sup> El concepto de robustez del diseño tecnológico está asociado con los conceptos de confiabilidad y mantenibilidad del equipo, donde la antigua concepción de maquinaria “pesada” (heavy) ó liviana (duty) son el caso histórico de alcanzar la robustez mediante el incremento de la confiabilidad mediante el incremento de las dimensiones y por ende de la masa. Bajo la concepción del diseño óptimo la confiabilidad y mantenibilidad son características probabilísticas que definen la robustez de las estructuras tecnológicas de los equipos e instalaciones para condiciones esperadas de explotación, dentro de una función objetivo de minimización dimensional y costes.

gestión puede favorecer la producción de electricidad en dependencia de los aforos de caudales en la cabecera y del estado del embalse. Para las centrales hidroeléctricas de aguas fluyentes su factor de carga depende ante todo del régimen de lluvias y deshielos en sus afluencias de cabecera; por lo general este tipo de centrales hidroeléctricas es diseñada para aprovechar la escorrentía media anual de sus afluentes de cabecera, en consecuencia no poseen gran capacidad en su reservorio de agua (si este existe).

La atención de las necesidades de carga “pico”, por lo general es desarrollado por otro tipo de centrales de producción eléctrica que poseen menor robustez y mejores características de flexibilidad. Las centrales térmicas destinadas a este fin poseen bajos costes de inversión; pero altos costes variables. Esta diferenciación por tipo de centrales térmicas según el tipo de carga que atendían, llevó a una taxonomía de centrales algunas con el apelativo de “pico” y otras con el apelativo de “base” (en los sistemas interconectados, por lo general las centrales termoeléctricas de ciclo cerrado eran “base”, y las de ciclo abierto “pico”). Esta diferenciación, sin embargo, resultó ser relativa al tamaño del sistema en que estuviesen estas centrales; pues, en dependencia del tamaño del sistema, proliferaron los apelativos “semibase” y “semipico”; además, resultó la clasificación ha resultado ser histórica, pues, el surgimiento de los ciclos combinados, acompañados del diseño óptimo y de la modularidad de los equipos componentes de las cadenas tecnológicas y las posibilidades de cargabilidad ampliadas por los sistemas de control computarizados, han desdibujado las fronteras de dicha taxonomía de centrales. No obstante, esto no quiere decir que esta clasificación no sea aplicable para caracterizar a la carga (demanda) en sí misma. Aunque en el mercado español, los ciclos combinados irrumpieron en el año 2002, ellos aún, no han desplazado competitivamente a los ciclos simples; pero si han ampliado el espectro de la “mezcla tecnológica” con que compiten sus agentes productores.

Estos apelativos, de base y pico, para las centrales tenían una connotación de prioridad de despacho en la organización de regulación centralizada de la industria eléctrica. Aunque a las centrales hidroeléctricas convencionales se les asignó, en ocasiones, apelativos de “pico” y “base”, este no fue un distintivo

atribuible a su principio de diseño tecnológico como en las térmicas; sino, a las posibilidades de entrega de energía con respecto a su capacidad, lo que vino a conocerse como la energía “firme”. A las centrales Hidroeléctricas en virtud de sus características de cargabilidad y flexibilidad se les asignó, en el esquema de regulación centralizada, la función de modulación de carga del sistema. Sin embargo, las centrales hidroacumulativas de tipo “puro” fueron especialmente diseñadas para cubrir las necesidades de carga pico exclusivamente; pues, sus reservorios de bombeo y cabecera son de regulación diaria, o, como máximo semanal. Dentro del esquema de regulación centralizada del sector, ellas tenían el objetivo de trasladar en el tiempo, una parte de la energía producida durante las horas “valle” a las horas “pico”. Este traslado es ejecutado mediante la conversión de energía eléctrica a energía potencial hidráulica durante la acumulación (en el valle) y la posterior reversión del proceso durante la producción (en el pico).

Esta actividad era justificable económicamente ya que las centrales hidroacumulativas, al operar en régimen de acumulación, aumentaban la región de carga base que era atendida por las centrales a carbón y nucleares de gran tamaño, con ello aumentaban el número de horas que dichas centrales operaban en regiones de cargabilidad óptimas, produciendo el efecto de disminución de sus costes variables en virtud del aumento de la estabilidad del régimen óptimo de explotación de las centrales a carbón y/o nucleares y de la consiguiente disminución del combustible utilizado. Esta quizá sea la razón que explique que sea ENDESA, la empresa con mayor composición de parque térmico en general y a carbón en particular, la que precisamente posea la mayor capacidad instalada de centrales hidroacumulativas de tipo puro. En las condiciones organizativas que rigen el mercado no regulado estas centrales no solo producen el efecto previsto de diseño; sino, que tienen la propiedad de trocar costes de oportunidad diferentes de la energía eléctrica entre los periodos valle (de inferiores costes de oportunidad) y pico (de superiores costes de oportunidad) a través de su capacidad de acumulación y conservación de un bien económico considerado como no acumulable.

Así, los agentes poseedores de centrales hidroacumulativas están en condición de comprar la energía eléctrica en los periodos “valle” a precios usualmente bajos, y desarrollar un proceso de almacenamiento con cambio de propiedades implícito, para posteriormente venderla en los periodos “pico” de demanda a precios más altos, además de esto, contar con el valor añadido de contribuir con ello a disminuir los costes variables de sus equipos productores que atienden la carga base del sistema.

Las facilidades para la ejecución de estas transacciones están recogidas en las reglas de mercado de tal modo que las centrales hidroacumulativas tranzan la compra-venta de su energía en los mercados diario (día anticipado) e intradiario (en seis sesiones del día). Sin embargo, es en el mercado intradiario donde es más notoria la casación de su participación, pues este les ofrece mayor facilidad para el ajuste económico de su producción<sup>22</sup>.

La construcción de la curva de producción preliminar que recoja el comportamiento de las circunstancias de explotación tecnológicas de las instalaciones de producción de energía eléctrica, pasa por la afección de los valores de producción de energía de las tecnologías que conforman la curva de producción preliminar expuesta en las Figuras 5-7 y 5-8, por el factor de carga respectivo. Para las centrales termoeléctricas los valores de factor de carga son tipificables; además, para algunas tecnologías los datos del factor de carga son de acceso público, como es el caso de las centrales nucleares (UNESA, 2003b). En el caso de las centrales hidroeléctricas es posible estimar su factor de carga partiendo de la información de capacidad instalada, la producción hidroeléctrica mensual, La energía hidroeléctrica producible y consumo por bombeo de las centrales hidroacumulativas. Para efecto de este cálculo se tomó la información de los meses de enero, abril, julio y octubre, durante los años de 1998 a 2003; a esta información cuantitativa se añadió información cualitativa de valoración de

---

<sup>22</sup> Solo participan en el mercado intradiario las instalaciones de producción de los agentes productores que hayan presentado ofertas previamente en el mercado diario respectivo, según las reglas del mercado. Esto permite tener una señal interna del mercado de la reserva de producción, la cual es elaborada con la oferta residual no casada en el mercado diario.

la situación hidráulica del mes emitida por REE. Esta información se puede apreciar en la Tabla 5-4.

De la información de la Tabla 5-4, es posible deducir la producción efectuada por las centrales hidroacumulativas durante el mes al aplicar la fórmula:

$$E_{PA} = E_{BA} * \eta_{B-P}$$

donde:

$E_{PA}$  – es la energía mensual producida por las centrales hidroacumulativas

$E_{BA}$  – es la energía consumida en el régimen de bombeo por las centrales hidroacumulativas

$\eta_{B-P}$  – es el coeficiente de eficiencia de las conversiones de energía durante los procesos de bombeo, acumulación y producción.

Para los efectos de la estimaciones se ha asumido este coeficiente en el valor de 0,9, en consideración a que las eficiencias energéticas de los procesos de bombeo y producción, usualmente, son calculadas por encima del 95%, y aunque del proceso de acumulación no se esperen grandes pérdidas, debido a lo efímero de su duración, si es pertinente considerar que el 12% del parque tecnológico instalado (305 MW) es de bombeo mixto; o sea, que parte de su recurso puede diferirse de forma más prolongada en el tiempo o dedicarse a otros usos no energéticos.

El factor de carga de las centrales hidroacumulativas  $FC_A$  se obtiene de la siguiente relación:

$$FC_A = \frac{E_{PA}}{E_{IA}}$$

donde:

$E_{IA}$  – es la energía que podría producir la capacidad instalada de las centrales hidroacumulativas.

La energía producida por las centrales hidroeléctricas de tipo fluuyente y de tipo embalsada  $E_{F+E}$  es calculada por medio de la siguiente ecuación:

$$E_{F+E} = E_B - E_{PA}$$

donde:

$E_B$  – es la producción hidroeléctrica bruta mensual.

Meses	Valoración hidráulica*	Capacidad instalada (GW)	Producción Hidroeléctrica bruta (GWh)	Energía Producible Hidroeléctrica (GWh)	Consumo de bombeo (GWh)
ene-98	húmedo	16,523	5706,9	5120,0	-277,2
ene-99	muy seco	16,523	1460,2	1771,0	-468,8
ene-00	muy seco	16,585	2547,4	1738,0	-368,6
ene-01	muy húmedo	16,585	6277,0	7797,9	-539,1
ene-02	muy seco	16,585	1573,6	1224,2	-652,9
ene-03	húmedo	16,6	5544,8	6129,7	-587,3
abr-98	húmedo	16,523	3326,5	4263,0	-214,9
abr-99	muy seco	16,523	2034,3	1644,0	-215,8
abr-00	muy húmedo	16,585	2195,3	4342,0	-513,6
abr-01	normal	16,585	4139,4	3637,1	-201,0
abr-02	muy seco	16,585	1869,1	1654,8	-443,4
abr-03	húmedo	16,6	3581,3	3792,3	-218,7
jul-98	seco	16,523	2558,5	702,0	-203,4
jul-99	muy seco	16,523	1937,0	408,0	-214,5
jul-00	muy seco	16,585	1744,8	447,0	-323,4
jul-01	seco	16,585	2027,4	824,1	-303,0
jul-02	muy seco	16,585	1652,6	446,2	-699,8
jul-03	seco	16,6	2030,1	451,4	-419,8
oct-98	normal	16,523	1933,6	1390,0	-171,7
oct-99	muy húmedo	16,523	1841,1	2666,0	-489,8
oct-00	muy seco	16,585	1788,5	851,9	-362,5
oct-01	seco	16,585	1855,3	1233,6	-364,1
oct-02	seco	16,585	1366,4	1480,7	-575,6
oct-03	húmedo	16,6	2001,2	1792,0	-390,3

**Tabla 5-4.** Información fuente para la estimación del factor de carga de las centrales hidroeléctricas del régimen ordinario del mercado español. Fuente: El Sistema Eléctrico Español. Informes mensuales REE.

Para establecer una distribución mensual estimada de la energía producida por cada una de las tecnologías, fluyente y embalsada, que componen la última expresión calculada, se desarrolló un modelo de estimación algorítmico-interactivo del comportamiento de la energía producida por las centrales fluyentes, de esta forma que la energía producida por las centrales hidroeléctricas embalsadas se obtiene mediante un cálculo residual de energías. A esta información cuantitativa calculada le es adicionada información cualitativa y es presentada ante criterio experto, quien toma la decisión de interactuar con el algoritmo y modificar dos constantes del cálculo.

El modelo partió de las siguientes proposiciones en cascada:

- Si la energía mensual producible hidroeléctrica  $E_{PH}$  supera al doble de la energía que podría producirse por la capacidad instalada nominal de centrales hidráulicas fluyentes  $E_{IF}$ ; entonces el factor de carga de las centrales fluyentes será de 0,98 (tomado como el máximo); en caso contrario se propone la siguiente condición:
- Si la energía producida conjuntamente por las centrales hidroeléctricas fluyentes y embalsadas  $E_{F+E}$  superan al doble de la energía producible hidroeléctrica  $E_{PH}$  ; entonces asigne el valor de  $(E_{PH}*N)$  a la energía producida por la central hidráulica fluyente  $E_F$ ;
- si la condición anterior es rechazada, entonces se asignará el valor de  $(E_{PH}*M)$  a la energía producida por la central hidráulica fluyente  $E_F$ .

Tales proposiciones utilizan como criterio a la energía producible hidroeléctrica mediante comparaciones excluyentes con la energía que podría producir la capacidad instalada de las centrales hidráulicas fluyentes y con la energía mensual producida conjuntamente por las centrales fluyentes y embalsadas; como resultado se obtienen tres rangos de decisión:

- El primero admite la abundancia inequívoca del recurso hidráulico y asigna el máximo valor de factor de carga a la energía producida por las centrales



fluyentes; además, también se reconoce que la energía producible hidroeléctrica es aprovechada en función de la capacidad instalada de cada tecnología, tanto por fluyentes como por embalsadas. Esto ocurre en los periodos húmedos y muy húmedos de los meses de enero y abril de la muestra. Este rango de decisión es automático y no requiere de la interacción con el criterio experto.

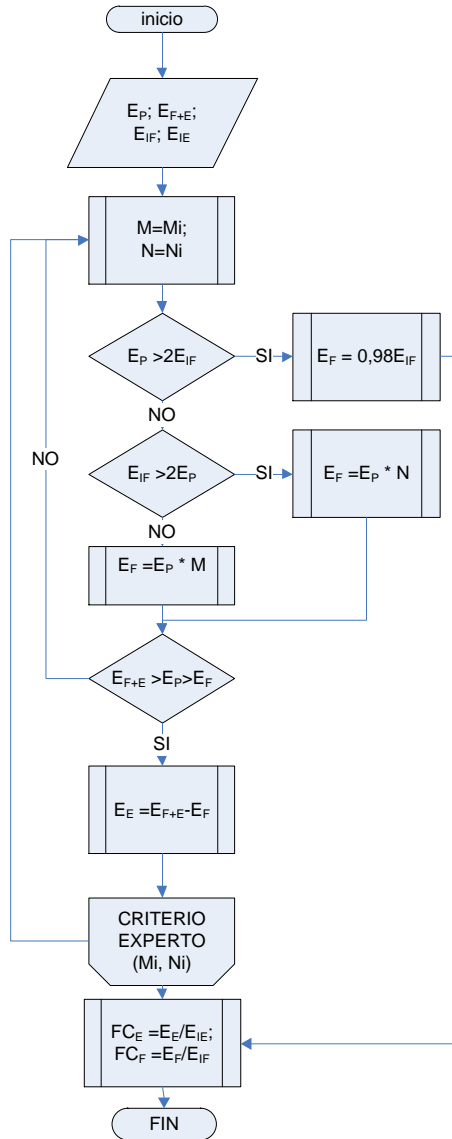
- El segundo, reconoce la carencia de recurso hidráulico y que la energía hidroeléctrica es producida en virtud al agua embalsada, además parte del hecho de que las centrales fluyentes están ubicadas en las cuencas aprovechables durante mayor tiempo del año; pues, son diseñadas con la esorrentía media de la cuenca en su cabecera; por tal razón es de esperar que en los periodos secos sean ellas las que mejor aprovechen la escasa energía producible hidráulica. Esto ocurre durante los periodos secos y muy secos de julio y octubre.
- El tercer rango de decisión reconoce niveles paritarios de producción de las centrales hidroeléctricas fluyentes para valores intermedios de energía producible hidroeléctrica.

Estos tres rangos de decisión son tenidos en cuenta por el evaluador experto para interactuar con los resultados del algoritmo, el cual tiene en cuenta además, que la energía producible hidroeléctrica no debe ser menor que la energía producida por las centrales hidroeléctricas fluyentes, y esta a su vez no debe ser mayor que la energía producida conjuntamente por las centrales fluyentes y embalsadas. La interacción del evaluador experto ocurre para la definición de los valores de N y M de los rangos de decisión 2 y 3 descritos anteriormente, para ello cuenta con las siguientes restricciones:  $N > M$ ;  $0,9 < N < 0,6$ ; y  $0,7 < M < 0,4$ . Estas restricciones están justificadas por el criterio de los rangos anteriormente expuestos.

Una vez desarrollados los cálculos y las interacciones con el criterio experto, se escogieron los valores de  $N=0,85$  y  $M=0,52$ , ya que reproducían con mayor fidelidad el comportamiento de la producción de la energía hidroeléctrica en el periodo analizado. Con estos valores se calcularon sendos valores estimados de las energías producidas mensualmente por las centrales hidroeléctricas fluyentes

y embalsadas. Con esta estimación de valores mensuales de energía producida por las tecnologías fluyentes y embalsadas es posible estimar a la vez sus respectivos rangos de factores de carga. Un diagrama de flujo de este proceso es mostrado en la Figura 5-9.

Los resultados del cálculo del factor de carga mensual para las centrales hidroacumulativas, así como de la estimación efectuada para los factores de carga mensuales de las centrales hidroeléctricas fluyentes y embalsadas son observables en la Tabla 5-5. De esta tabla es evidente la diferenciación de rangos de factor de carga en dependencia de periodos secos y húmedos, para las centrales hidroeléctricas fluyentes en los meses de enero, abril y octubre; y para las centrales embalsadas solo en el mes de enero. Este comportamiento reconoce la influencia de la energía producible hidroeléctrica en los factores de carga para estas tecnologías en esos meses, ya que ella a su vez depende estacionalmente de la humedad de los periodos. Los resultados del factor de carga de las centrales hidroeléctricas embalsadas corroboran lo informado por UNESA, acerca de que estas centrales trabajan entre 1200 y 2000 horas al año.



$E_P$  - Energía producible hidroeléctrica;  
 $E_{F+E}$  - Energía producida conjuntamente por las centrales fluyentes y embalsadas;  
 $E_{IF}$  - Energía nominal instalada fluyente;  
 $E_{IE}$  - Energía nominal instalada embalsada;  
 $E_E$  - Energía estimada producida por embalsadas;  
 $E_F$  - Energía estimada producida por fluyentes;  
 $FC_E$  - Factor de carga estimado de centrales embalsadas;  
 $FC_F$  - Factor de carga estimado de centrales fluyentes;  
 $M$  y  $N$  - Variables de estimación

**Figura 5-9.** Diagrama de flujo del proceso de estimación de los factores de carga de las centrales hidroeléctricas embalsadas y fluyentes que participan en el mercado español.

Valoración hidráulica	Meses	Factor de carga de C Hidro-acumulativa	Factor de carga estimado de CH fluyente		Factor de carga estimado de CH embalse			
			mínimo	máximo		mínimo	máximo	
húmedo	ene-98	0,13	0,98	Húmedo		0,46	Húmedo	
muy seco	ene-99	0,23	0,65	0,98		0,01	0,41	0,49
muy seco	ene-00	0,18	0,64			0,15		
muy húmedo	ene-01	0,26	0,98	Seco		0,49	Seco	
muy seco	ene-02	0,32	0,45	0,45	0,65	0,04	0,01	0,15
húmedo	ene-03	0,28	0,98			0,41		
húmedo	abr-98	0,10	0,98	Húmedo		0,19	0,04	0,29
muy seco	abr-99	0,10	0,60	0,98		0,11		
muy húmedo	abr-00	0,25	0,98			0,04		
normal	abr-01	0,10	0,98	Seco		0,29		
muy seco	abr-02	0,21	0,60	0,52		0,07		
húmedo	abr-03	0,11	0,98			0,22		
seco	jul-98	0,10	0,42	0,24	0,49	0,20	0,07	0,20
muy seco	jul-99	0,10	0,24			0,16		
muy seco	jul-00	0,16	0,27			0,12		
seco	jul-01	0,15	0,49			0,12		
muy seco	jul-02	0,34	0,27			0,07		
seco	jul-03	0,20	0,27			0,14		
normal	oct-98	0,08	0,51	Húmedo		0,12	0,00	0,12
muy húmedo	oct-99	0,24	0,97	0,65	0,97	0,00		
muy seco	oct-00	0,18	0,31			0,11		
seco	oct-01	0,18	0,45	Seco		0,10		
seco	oct-02	0,28	0,54	0,31	0,54	0,01		
húmedo	oct-03	0,19	0,65			0,08		

**Tabla 5-5.** Rangos de los factores de carga calculados y estimados de las centrales hidroeléctricas presentes en el mercado mayorista español.

El factor de carga de las centrales hidroacumulativas no es explicable por las condiciones estacionales de humedad. El factor de carga de las centrales hidroacumulativas depende mayormente de las condiciones integrales de escasez- abundancia del mercado eléctrico; pues, es diciente que los mayores valores de factor de carga de dichas centrales se hallen concentrados en los años 1999 y 2002; especialmente durante este último año el cual es reconocido como el año de máximos precios del periodo analizado del mercado mayorista de electricidad. Esta característica del factor de carga de las centrales hidroacumulativas, es ilustrativa de la preeminencia de factores

del ambiente económico del mercado sobre factores climáticos en la explotación tecnológica de dichas centrales.

A partir de los resultados de los cálculos y estimaciones de los factores de carga de las centrales hidroeléctricas; agregado a la tipificación de los factores de carga de las centrales termoeléctricas y considerando la evolución de la capacidad instalada de centrales en el régimen ordinario del mercado español, se pueden construir curvas de producción preliminares que se aproximen al comportamiento de las curvas de producción reales. Como se ha dicho anteriormente, estas curvas preliminares calculadas para un periodo de subasta concreto del mercado del día anticipado, nos proporciona el *programa de la mínima disposición a aceptar* de los vendedores en dicha subasta. Este programa serviría como referencia para el cálculo de los beneficios de cada agente; sin embargo, en condiciones reales es imposible contar con un agente omnisciente, que logre determinar los costes y los factores de carga en tiempo real y por anticipado de sus instalaciones y las de sus competidores. En las condiciones de laboratorio, de experimentación controlada, si es posible establecer el *programa de la mínima disposición a aceptar* de los sujetos vendedores del experimento conservando las condiciones dinámicas del ambiente económico – tecnológico, individualizando por sujetos y equipos sus costes y factores de carga. Así, el experimentador asume el rol omnisciente del ambiente económico - tecnológico del mercado.

Con la finalidad de soportar la omnisciencia del experimentador, se ha desarrollado un modelo informático interactivo de construcción de curvas de producción preliminares, agregadas y por agente propietario, para los meses de enero, abril, julio y octubre, del periodo 1998-2003, que dispone, adicionalmente, de la información de evolución de la capacidad instalada por tecnologías en ese periodo. Además, al modelo se le dotó de un motor de números aleatorios para simular los factores de carga de las instalaciones productoras, en cualesquiera condiciones de estacionalidad y humedad definidas por los rangos de factores de carga de centrales hidroeléctricas referidos en la Tabla 5-5, y, para simular también, la aleatoriedad de los factores de carga dentro de los rangos tipificables de centrales termoeléctricas referidos en la Tabla 5-3. Como resultado se obtiene un modelo estocástico de producción de

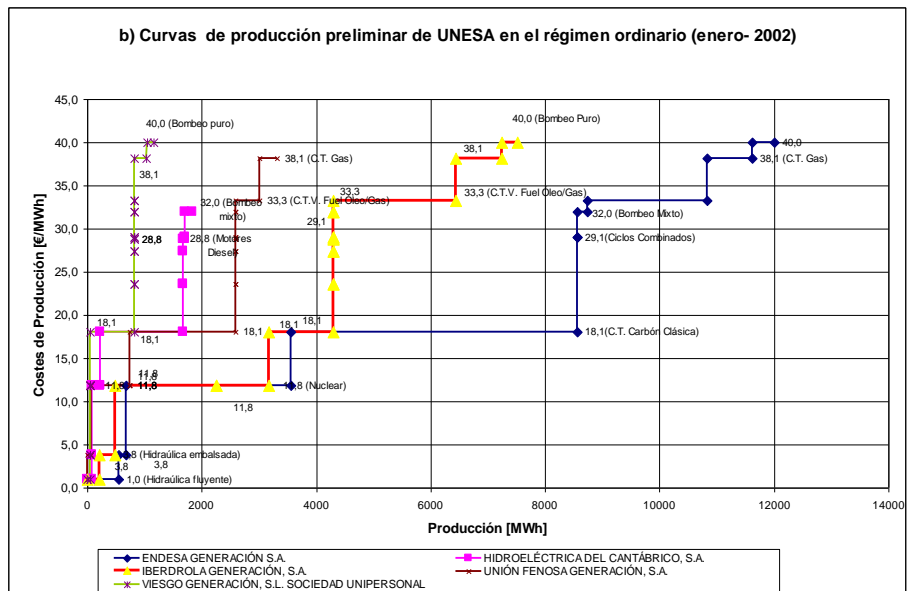
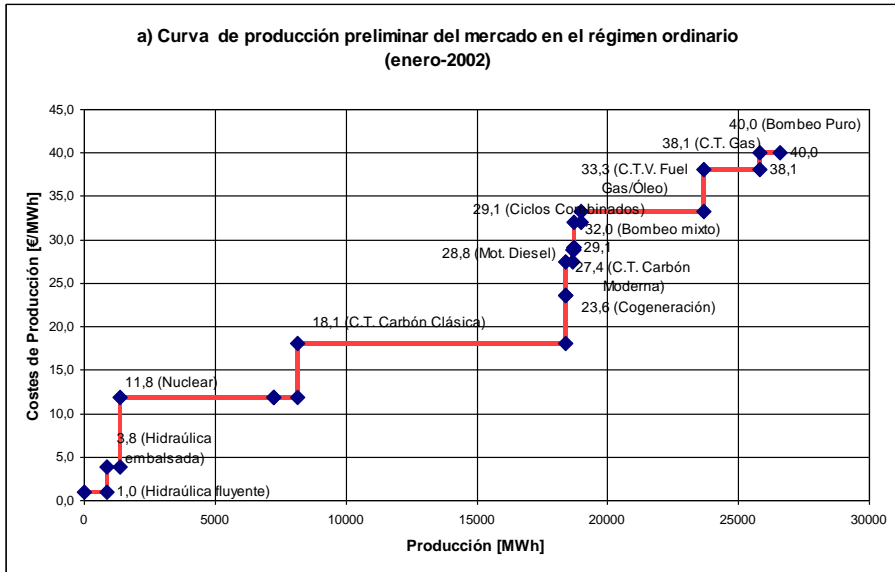
energía, disponible a tranzar en el mercado por cada agente productor y por cada tecnología a su haber.

Un ejemplo de los resultados de este modelo se expone en las Figuras 5-10 y 5-11; donde se presentan las curvas de producción preliminares para los meses de enero de 2002 y 2003 respectivamente. Al comparar estos gráficos, constatamos las enormes diferencias que ocasionan las condiciones climáticas de humedad en la conformación de las curvas de producción. Pues, el mes de enero de 2002 se distinguió por ser un periodo extremadamente seco, y por ende, de escaso nivel de energía producible hidroeléctrica, a su vez enero de 2003 fue un periodo húmedo, donde se disponía de un alto nivel de energía producible hidroeléctrica. Esta situación afectó dramáticamente las condiciones de competitividad de Iberdrola en esos periodos, pues, mientras que en enero de 2003 podía disponer de cerca de 11500 MWh, en enero de 2002 solo contaba con cerca de 7500 MWh. Además, en enero de 2002 ocurrió la situación de escasez más álgida vivida en la historia del mercado liberalizado español de la época; la cual, se manifestó con precios punta históricos por encima de los 15 c€/kWh.

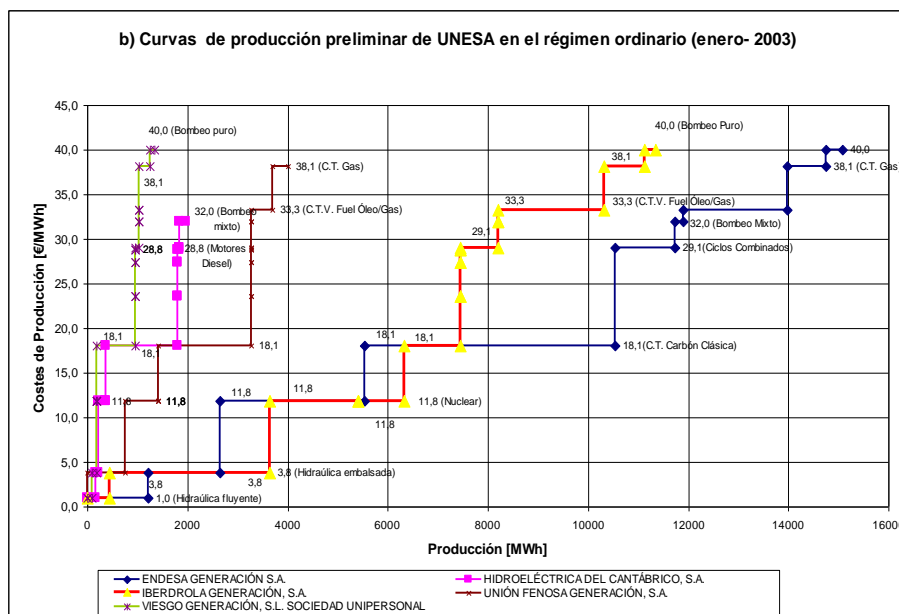
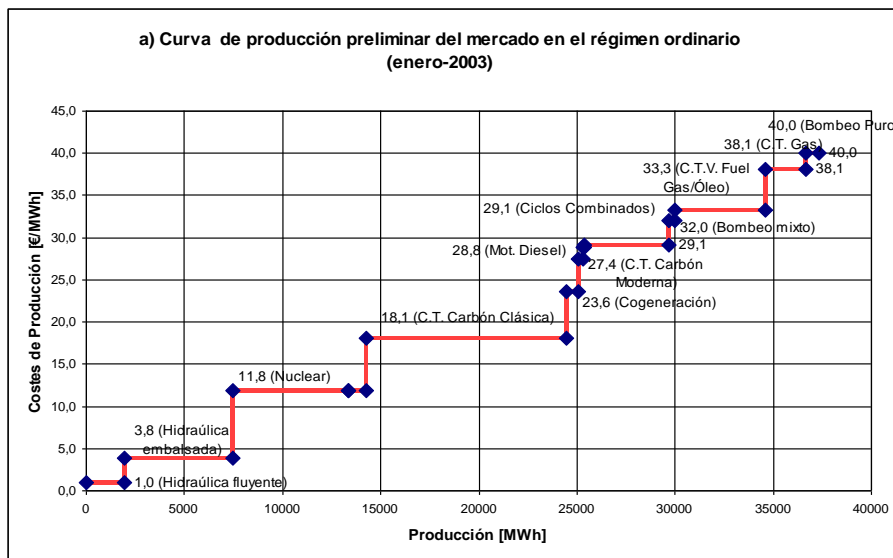
Otro de los fenómenos que se pueden apreciar en las curvas de producción de 2003 con respecto a las de 2002, consiste en la irrupción en el régimen ordinario del mercado español, de las tecnologías de ciclo combinado y cogeneración, que ayudaron a mitigar la situación de escasez en el 2002. Así, en enero de 2003 se disponía de cerca de 37500 MWh, frente a los 27500 MWh del mismo periodo de 2002.

Estas características dinámicas que arrojan los resultados de los modelos de construcción de la curva de producción preliminar en función de las circunstancias estacionales y la evolución de la capacidad instalada, son aún, más pronunciadas cuando se añaden decisiones de carácter perceptivo y conductual, estratégicas o no, que afectan los factores de carga y costes variables de las instalaciones electro-energéticas de los agentes productores. No obstante a ello se ha podido identificar los principales factores que afectan a los costes y cantidades de producción que pueden determinar condiciones de tiempo y lugar

que inciden en los beneficios de las transacciones de los agentes productores dentro del mercado español.



**Figura 5-10.** Curvas de producción preliminares en el régimen ordinario del mercado de producción de energía eléctrica español en enero de 2002



**Figura 5-11.** Curvas de producción preliminares en el régimen ordinario del mercado de producción de energía eléctrica español en enero de 2003.



## **B. Demanda**

En esta sección se enfocará a la demanda del mercado diario español, con idéntica intencionalidad en que fue estudiada la oferta; es decir, desde las características intrínsecas que generen circunstancias individuales en el mercado, que definan las ganancias potenciales totales del intercambio para los agentes de la demanda. En consecuencia se intentará construir las curvas de valoración de la utilidad agregada y desagregada por los agentes de la demanda; para, posteriormente, acercarnos al “programa de la máxima disposición a pagar” de la demanda en una situación experimental.

Sin embargo, la metodología para desarrollar esta aproximación difiere ostensiblemente de la utilizada en el caso de la oferta. Pues, mientras que para la estimación de costes marginales de la oferta se puede disponer, al menos como criterio inicial, de los costes de producción de las distintas tecnologías de producción; para la demanda no existe información disponible del aparejamiento de la utilidad marginal con los distintos tipos de clientes o consumidores del mercado de energía.

En los mercados mayoristas actualmente en vigor, puede ser aprovechada la revelación empírica de la valoración de la utilidad marginal de los agentes de la demanda que participan en el mercado diario. El estudio de la movilidad de los consumidores entre mercados regulados y desregulados y a la vez entre las diferentes tarifas reguladas conjuntamente con la revelación de la valoración de la utilidad en el mercado mayorista, nos arrojaron luces para la construcción de las curvas preliminares de utilidad marginal del mercado y su desagregación por agentes. Este procedimiento, resulta ser más expedito cuando el horizonte de estudio del mercado coincide con los periodos de transición a la libre elección de los usuarios en los mercados y se facilita además, cuando los consumidores del mercado regulado cuentan con elegibilidad tarifaria, como es el caso del mercado minorista español; donde los usuarios pueden elegir entre el mercado regulado y liberalizado y a la vez los consumidores del mercado regulado eligen dentro de un abanico de tarifas segmentadas.

La elegibilidad dentro del mercado liberalizado español se desarrolló gradualmente a través de un calendario de elegibilidad mostrado en la Tabla 5-6. Esta gradualidad permite, entre otras cosas, identificar algunas características de los clientes cualificados, heredadas de su elección y segmentación tarifaria, que posiblemente se preserven dentro de su participación en el mercado liberalizado.

<b>ESPAÑA: Calendario de elegibilidad Sector Eléctrico</b>			
<b>Marco Jurídico</b>	<b>Fecha efecto</b>	<b>Niveles de consumo año anterior</b>	<b>Apertura Mercado</b>
<b>Ley 54/1997</b>	01/01/1998	Superior a 15GWh + Tracción	28 % 900 sumin./ 43733 GWh
<b>RD 2820/1998</b>	01/01/1999	Superior a 5 GWh	33,4 % 2286 sumin. / 56291 GWh
	01/04/1999	Superior a 3 GWh	37 % 3809 sumin. / 62331 GWh
	01/07/1999	Superior a 2 GWh	39,6 % 5582 sumin. /66713 GWh
	01/10/1999	Superior a 1 GWh	43,4 % 10083 sumin./ 73053 GWh
<b>RD-L 6/1999</b>	01/07/2000	Tensión de suministro supe a 1000 V	52,3 % 65000 sumin./ 88000 GWh
<b>RD-L 6/2000</b>	01/01/2003	Todos los consumidores	100 % 20.429.224 sumin./ 168414 GWh

**Tabla 5-6.** Calendario de elegibilidad del sector eléctrico en España.

Para aproximarse a un análisis de este tipo es preciso contar con un modelo que una las características transaccionales del mercado mayorista liberalizado y las características transaccionales del mercado regulado o a tarifa; además, de la información desagregada por grupos de consumidores según actividad económica y características de suministro.

Las características transaccionales mercado liberalizado mayorista español están fundamentalmente definidas por las condiciones de la subasta doble a precio uniforme (UPDA), por la cual se rigen fundamentalmente las transacciones del “pool”; esto debido a que la modalidad de contratación bilateral entre los agentes del mercado, no ha tenido peso importante dentro de la energía tranzada en el mercado. Este tipo de subasta es realizado en las sesiones de los mercados

diario e intradiario; de esta manera la apreciación temporal de la transacción en el mercado tiene como unidad a la hora, con una sesión diaria anticipada de presentación y casación de ofertas y pujas para las horas del día, enlazada a seis sesiones sucesivas de ajuste y vaciado de la demanda dentro de ese mismo día.

Para el mercado regulado a tarifa, que evita la exposición de los consumidores a los riesgos de la volatilidad de precios del mercado mayorista, las características de transacción están ligadas, por ende, a apreciaciones de tiempo de “largo plazo” (anual) y a la fijación centralizada de cargos tarifarios.

Por otra parte, los agentes comercializadores que participan en el mercado mayorista en representación de la demanda apreciación horaria, transducen las señales entre los mercados mayoristas (desregulados) y minoristas (regulado y desregulado). En dicha transducción incluyen, claro está, sus propios intereses, además de las condiciones de interacción de dichos mercados fijadas por las políticas de regulación. De esta manera los agentes comercializadores (Distribuidores y Comercializadores) ejercen diferentes roles en ambos mercados; además, entre sí pueden llegar a diferenciarse al representar diversas estructuras de necesidades de consumo.

A fin de esclarecer estas particularidades, se optó por la construcción de un modelo que integre las características de consumo y transacción del mercado minorista con las características agregadas del consumo y transacción del mercado mayorista. Este modelo, entonces, debe partir de la identificación de los grupos de consumidores, así como del comportamiento de su carga en apreciaciones de tiempo que vayan de lo anual a lo horario, y que además combine las relaciones de representación de la demanda por los comercializadores con las posibilidades de participación directa de los clientes cualificados. Este acercamiento proporciona además, información para la valoración de la potencialidad de la participación activa de los agentes de la demanda en las condiciones del ambiente económico del mercado del periodo estudiado.

*a. Modelado de la Demanda*

El modelado de la demanda parte de la identificación de grupos de consumidores para el año 1998, el cual es tomado como referencia, en virtud a que la participación de clientes activos era enormemente incipiente.<sup>23</sup> La ventaja de esta referencia consiste en que la información de curvas de carga está disponible para los consumidores acogidos a la tarifa integral del mercado minorista regulado, en mayor medida que para los consumidores acogidos al mercado liberalizado.<sup>24</sup>

Al decidir tomar como referencia el comportamiento de los consumidores del mercado regulado en el año 1998; se asume además, que buena parte del consumo obedece a motivaciones ligadas a las características tecnológico-estructurales del uso final de la energía eléctrica. Lo cual tiene rasgos de veracidad para el consumo de los grandes consumidores industriales y del sector servicio, cuyo uso final está en mayor medida ligado a las características de las actividades de su quehacer económico de transformación productiva; por lo general estos consumidores están conectados en tensiones superiores a los 36 kV (acogidos a tarifas G4, interrumpibles y T.H.P). Existe otro grupo de consumidores para el cual estas características también se cumplen; lo conformarían los consumidores industriales y de servicios conectados a tensiones entre 1 y 36 kV, (acogidos a la tarifa general de Alta Tensión) además de los consumidores de Transporte a Alta Tensión (acogidos a la tarifa de tracción). En baja tensión encontramos que los consumidores de alumbrado público poseen características de consumo ligadas a las horas y estacionalidades

---

<sup>23</sup> Según (Ruscalleda, 2003, p. 20) solo el 2% de la energía potencial elegible accedió al mercado en 1998, a pesar de que el umbral de elegibilidad era de 15 GWh, que representaba el 28% de la energía demandada. Las causas de tan baja movilidad, este autor se las abona a 1. estructuras de acceso homotéticas a las tarifas integrales lo que se tradujo en elevados precios de tarifas de acceso, 2. Garantía de potencia elevada y 3. Bajos niveles de tarifas integrales para los muy grandes consumidores.

<sup>24</sup> Los consumidores acogidos al mercado liberalizado cumplen las siguientes condiciones: a) estar habilitados como "clientes cualificados" según el calendario de elegibilidad de la Figura 4-12. y b) haber optado por adquirir su energía mediante los mecanismos del mercado liberalizado; es decir mediante participación directa en el mercado mayorista, o a través de comercializadores. En lo sucesivo se nombrará a estos consumidores con el apelativo de "clientes".

de luminosidad que son igualmente de carácter previsible a grandes rasgos. Así entonces, para todos estos consumidores se asumen criterios estables de predicción de su consumo, ligados a las curvas de carga habituales conocidas para ellos (C.N.E., 2001, pt. Anexo 3; REE, 1998). Estos criterios se ven reforzados al constatar, que el periodo estudiado (1998-2003) se caracterizó por la gran estabilidad de comportamiento del componente de la actividad económica que explica la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España, como puede apreciarse en la Tabla 5-7

Año	% crecimiento del PIB		% incremento demanda energía eléctrica	
	Conjunto países Unión Europea	España	Componente actividad económica	Incremento de la demanda
1998	2,9	4,3	6,1	6,6
1999	2,6	4,2	6,1	6,5
2000	3,4	4,2	6,5	5,8
2001	1,6	2,8	4,9	5,4
2002	0,9	2,0	3,8	2,7
2003	1,9	2,4	4,8	6,2

**Tabla 5-7.** Relación entre el crecimiento económico y el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en España. FUENTE: Tomado de (C.N.E., 2004) y del portal web de la Unión Europea

Para los consumidores de riegos agrícolas y forestales en alta y baja tensión; aunque poseen patrones identificados de consumo, la intensidad de él depende de la pluviosidad y por ende de la necesidad de riego, mayormente acusada en los años secos.

Al sector de los consumidores domésticos y de servicios en baja tensión se le considera como el portador de mayor dinamismo en sus costumbres de uso final de la energía eléctrica en España en el periodo estudiado. Tal comportamiento es corroborado en los estudios desarrollados por la CNE realizados con motivo del desarrollo metodológico de las tarifas de acceso, en cuyo Anexo 3 fueron recogidas las curvas de carga horarias de consumo por grupos tarifarios(C.N.E., 2001). A este grupo de consumidores se le asigna la capacidad de explicación de la conformación de los picos de la demanda del sistema.

En la Tabla 5-8 se muestran los grupos de consumidores y su descripción, el número de abonados, la potencia contratada facturada, la energía consumida con su peso específico para el año 1998. Es de aclarar que los consumidores del sector servicio acogidos a la tarifa Horaria de Potencia THP descritos en la tabla, en el año 1998 se encontraban acogidos a la tarifa interrumpible en su mayoría; sin embargo en años posteriores, estos consumidores se movilizaron, tanto a la tarifa THP como al mercado liberalizado según se informa en (C.N.E., 2004), de donde se obtiene la información de consumos con resolución anual la cual es la fuente para el desarrollo de los cálculos del modelo.

<b>Distribución del consumo para los grupos de consumidores del sistema peninsular (año 1998)</b>					
<b>Grupo de Consumidor</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pólizas de abon.</b>	<b>Potencia C/F</b>	<b>Energía</b>	
		<b>Unidades</b>	<b>MW</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Gran Consumidor Industrial acogido a la Tarifa G-4 A.T	Fabricantes de aluminio y zinc electrolíticos y acerías integrales	5	891	7.662	5,0
Consumidor Industrial Suministro Interrumpible A.T	Grandes productores de papel, cemento, siderurgia, química, petroquímica, carburos	187	1.999	16.589	10,7
Consumidor industrial acogido a la Tarifa horaria de potencia (T.H.P) A.T	Instalaciones Industriales con procesos relativamente adaptables a modulación o planificación de consumos de energía eléctrica, concentrándolos en periodos de curva de carga diaria o estacional en los que el coste del suministro eléctrico para el sistema registra los valores más reducidos.	115	2.484	11.337	7,3
Consumidor S. Servicios Suministro interrumpible A.T	Empresas de actividad variada: bancos, telecomunicaciones, transporte y distribución de agua. Estas empresas han adaptado sus instalaciones y disponen de la necesaria generación autónoma, para soportar reducciones en la demanda de potencia.	18	113	571	0,4
Consumidor S. Servicios acogido a la Tarifa horaria de potencia (T.H.P) A.T	Consumidores del sector financiero, telecomunicaciones, transporte e instalaciones militares				0,0

<b>Distribución del consumo para los grupos de consumidores del sistema peninsular (año 1998)</b>					
<b>Grupo de Consumidor</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pólizas de abon.</b>	<b>Potencia C/F</b>	<b>Energía</b>	
		<b>Unidades</b>	<b>MW</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Distribuidores con suministro en A.T	Empresas eléctricas, asociaciones o cooperativas de consumidores, suministrados en alta tensión por distribuidoras a tarifa de distribuidor	516	678	3.200	2,1
Riegos Agrícolas y Forestales con suministro en A.T.	riegos agrícolas y forestales conectados a alta tensión	12.601	1.632	2.317	1,5
Alumbrado Público con suministro en B.T	Consumo eléctrico para alumbrado público de calles, plazas, parques públicos, vías de comunicación, señalización (semáforos) de 7900 ayuntamientos	59.046	423	1.804	1,2
Tracción con suministro en A.T	Servicios públicos de transporte RENFE, ferrocarriles de vía estrecha, metropolitanos conectados a alta tensión	332	1.122	2.327	1,5
Consumidor Industrial acogido a la Tarifa general A.T.	Empresas de tamaño grande o mediano con procesos productivos poco adaptables a una modulación del suministro	25.136	6.803	20.792	13,4
Riegos Agrícolas y Forestales con suministro en B.T.	riegos agrícolas y forestales conectados a baja tensión	36.625	583	390	0,3
Consumidor S. Servicios acogido a la Tarifa general A.T.	Grandes almacenes, instalaciones frigoríficas, puertos, aeropuertos, garajes, hoteles, restaurantes edificios de oficinas,	24.404	5.673	17.211	11,1
Servicios y muy pequeña Industria con suministro en B.T	Pequeños establecimientos de hostelería, comercio oficinas medianas, comunidades de propietarios, bares y peq. restaurantes, pequeños establecimientos industriales manufactureros, artesanales	481.216	16.689	22.667	14,7
S.Servicios, Pequeña Oficina y Doméstico con suministro en B.T	consumidores domésticos y una parte del sector servicios constituida por la pequeña oficina, despachos profesionales, gestorías,	19.312.948	72.538	47.762	30,9
<b>Totalidad consumidores sistema peninsular</b>		<b>19.953.149</b>	<b>111.627</b>	<b>154.630</b>	<b>100,0</b>

**Tabla 5-8.** Distribución del consumo para los grupos de consumidores del sistema peninsular (año 1998). Fuente: CNE. El consumo eléctrico en el mercado peninsular en los años 1998-2003.<http://www.cne.es>

El modelado de la demanda posee el objetivo final de la construcción de los programas de *máxima disposición a pagar* de los agentes de la demanda en el mercado mayorista. Para ello se ha partido de las características del consumo manifiestas por consumidores y clientes en el mercado minorista para transportarlas al mercado mayorista a través de la transducción que efectúan los comercializadores de la demanda. Por tal razón, se ha construido un modelo por capas de demanda de resolución temporal, cuyo diagrama de bloques es mostrado en la Figura 5-12. Estas capas se construyen a partir de información de consumos de energía por grupos de consumidores y clientes de resolución anual y mediante su interacción sucesiva con coeficientes de distribución temporal, se distribuyen dichos consumos en periodos de resolución inferior (mensual, diaria, horaria). Los coeficientes de distribución temporal de los consumos se clasifican según la resolución de su producto distributivo, así, a) los coeficientes estacionales producen la distribución mensual de los consumos anuales, b) los coeficientes de laboralidad producen la distribución diaria en una semana típica de consumo de energía de un mes específico; solo, afectados por la ocurrencia de festivos nacionales, y c) los coeficientes de carga horaria producen la distribución horaria de los consumos de la semana típica de un mes específico.

Después de calculada la demanda diaria con apreciación horaria, es necesario distribuirla por agentes comercializadores de demanda (comercializadores y distribuidores); para lo cual, es utilizado un coeficiente de distribución empresarial construido a partir de las cuotas de mercado por niveles de tensión publicadas en (C.N.E., 2004).

Para la representación matemática del modelo se acude a la representación gráfica de sus productos (curvas de carga), por capa del modelo. Estas curvas de carga están definidas por arreglos matriciales que contienen la apreciación temporal de la carga (años, meses, semanas y horas en dependencia de la capa) y



los vectores de consumo de energía para cada capa correspondiente, discriminados para cada grupo de consumidores o clientes del mercado y por empresas comercializadoras.

Las capas del modelo se exponen a continuación

1. La capa de la *Demanda interanual 1998-2003 del sistema* (apreciación anual) posee un producto que consiste en la curva de carga anual; la cual, es definida por los vectores de consumo anual de cada grupo  $i$  de consumidores regulados o clientes a mercado:

$$(I_{ij}) = \sum_{i=1}^n Ec_j$$

$(I_{ij})$  : Gráfico de la curva interanual de carga definida por la matriz  $I_{ij}$

$Ec_j$  : Energía consumida en el año  $j$

$i$  : varía de 1 a  $n$ .

$j$  : años, que varían de 1998 a 2003

2. El producto de la capa de *Demanda anual* (apreciación mensual) es la curva de carga mensual obtenida del arreglo matricial de los consumos mensuales de energía de consumidores y clientes para un año  $j$  determinado, así:

$$(A_{ik})_r = \sum_{i=1}^n (\bar{r}_i)_j ;$$

$$(A_{ik})_c = \sum_{i=1}^n (\bar{c}_i)_j ;$$

$$(A_{ik}) = (A_r)_{ik} + (A_c)_{ik}$$

Donde:

$\bar{r}_i$  : vector de consumo anual de energía del grupo  $i$  de consumidores regulados en el periodo 1998 – 2003.

$\bar{c}_i$  : vector consumo anual de energía del grupo  $i$  de clientes a mercado, periodo 1998 - 2003.

$(A_{ik})_r$ ;  $(A_{ik})_c$ ;  $(A_{ik})$ : gráficos de las curvas de carga anual de los consumos de los grupos  $i$  de consumidores  $r$ , clientes  $c$ , y total respectivamente; en los meses  $k$ , para el año  $j$ .  $k$  varía de enero a diciembre.

La matriz de demanda anual  $A_{jk}$  se obtiene de la siguiente expresión:

$$A_{ik} = I_{ij} \times (\bar{a}_k)_i$$

Donde:

$(\bar{a}_k)_i$  : vector de coeficientes de distribución mensual (coeficiente de estacionalidad) del consumo de los grupos  $i$  de usuarios (consumidores y clientes).

3. El producto de la capa de la *Demanda semana típica* (apreciación diaria) es la curva de carga de una semana típica de un mes determinado obtenida del arreglo matricial de los consumos diarios de los grupos  $i$  de usuarios (consumidores y clientes), para los días  $l$  de una semana típica de un año  $j$  y mes  $k$  determinados, y se expresa como:

$$(S_{il}) = \sum_{i=1}^n (\bar{u}_l)_i$$

Donde:

$(\bar{u}_l)_i$  : vector de consumo semanal de los grupos  $i$  de usuarios en el año  $j$  y mes  $k$ .

$(S_{il})$  : Gráfico de la curva de carga semanal de los consumos diarios de los grupos  $i$  de usuarios en los días  $l$  del mes  $k$  del año  $j$ .

$l$  : varía de lunes a domingo.

La matriz de demanda semanal  $S_{il}$  se obtiene de la siguiente expresión:

$$S_{il} = A_{ik} \times (\vec{d}_l)_i$$

Donde:

$(\vec{d}_l)_i$  : vector de coeficientes de distribución diario (coeficiente de laboralidad) del consumo de los grupos  $i$  de usuarios.

4. El producto de la capa de la *Demanda diaria* (apreciación horaria) es la curva de carga horaria obtenida del arreglo matricial de los consumos horarios de los grupos  $i$  de consumidores y clientes para las 24 horas  $h$  de un día típico  $l$ , de un mes  $k$ , de un año  $j$ ; su expresión luce de la siguiente forma:

$$(D_{ih}) = \sum_{i=1}^n (\vec{u}_h)_i$$

Donde:

$(\vec{u}_h)_i$  : vector de consumo horario de los grupos  $i$  de usuarios en el año  $j$ , mes  $k$  y día  $l$ .

$(D_{ih})$  : Gráfico de la curva de carga diaria de los consumos horarios de los grupos  $i$  de usuarios en los días  $l$  del mes  $k$  del año  $j$ .

$h$  : varía de 1 a 24.

La matriz de demanda diaria  $D_{ih}$  se obtiene de la siguiente expresión:

$$D_{ih} = S_{il} \times (\vec{h}_h)_i$$

Donde:

$(\vec{h}_h)_i$  : vector de coeficientes de distribución horaria del consumo de los grupos  $i$  de usuarios en el día típico  $l$ .

**Modelo de conocimiento de la competitividad de la demanda en el mercado mayorista**  
(Diagrama de bloques)

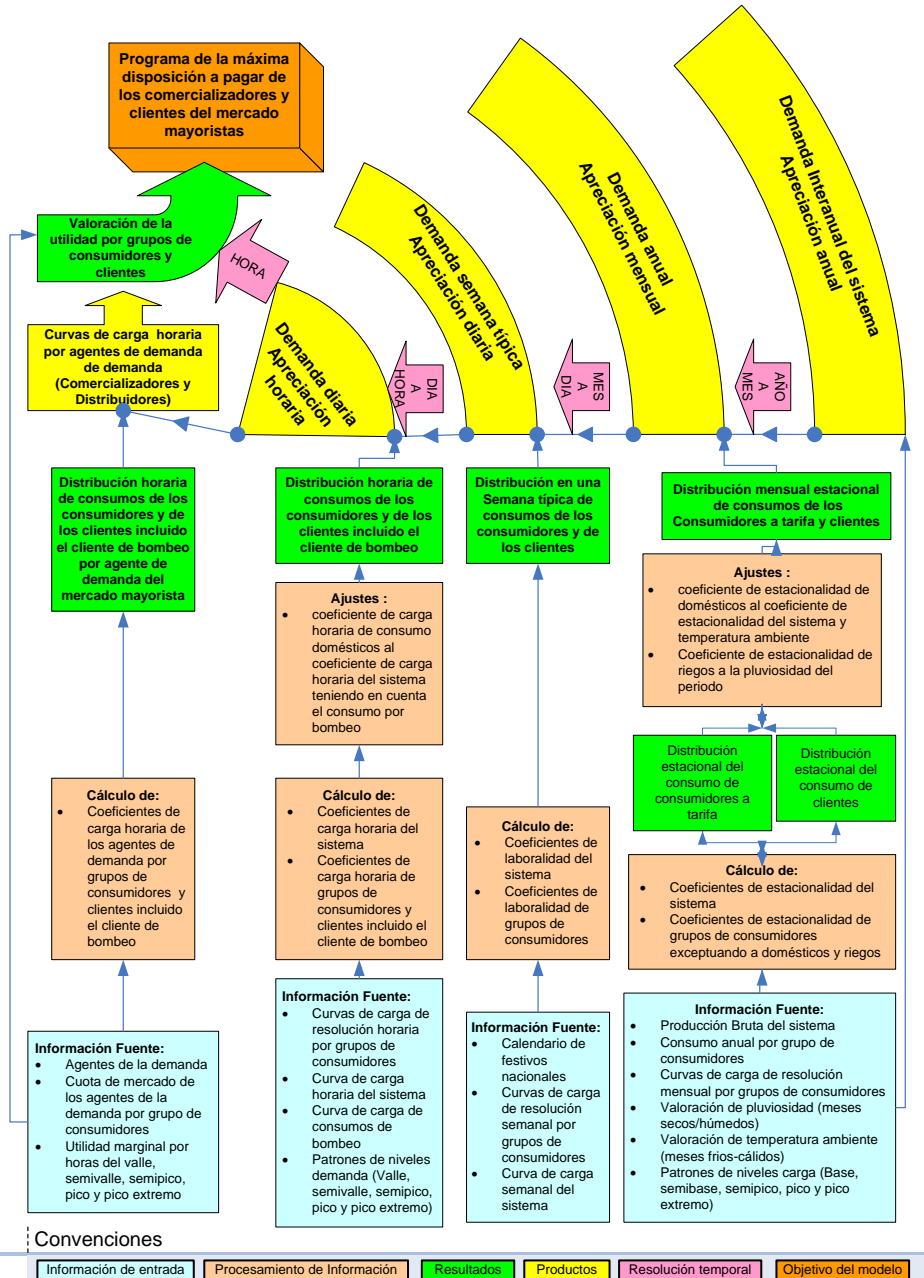


Figura 5-12. Diagrama de bloques del modelado de la demanda del mercado mayorista.

5. El producto de la capa de distribución de la *Demanda diaria* por comercializadores, es definido por la curva de carga diaria por comercializador, obtenida mediante la agregación de los consumos horarios de los grupos  $i$  de consumidores y clientes, que son servidos por cada comercializador de demanda y se expresa como:

$$(C_{ih})_m = \sum_{i=1}^n (\bar{u}_h)_{im}$$

Donde:

$(\bar{u}_h)_{im}$  : vector de los consumos horarios de los grupos  $i$  de usuarios pertenecientes a la empresa comercializadora  $m$  en el año  $j$ , el mes  $k$  y el día  $l$ .

$(C_{ih})_m$  : Gráfico de la curva de carga diaria de los consumos horarios de los grupos  $i$  de usuarios pertenecientes a la empresa comercializadora  $m$ , en los días  $l$  del mes  $k$  del año  $j$ .

La matriz de demanda diaria  $C_{ih}$  de la empresa comercializadora  $m$  se obtiene de la siguiente expresión:

$$C_{ih} = D_{ih} \times (\vec{e}_m)_i$$

Donde:

$(\vec{e}_m)_i$  : vector de los coeficientes de distribución de la demanda por empresa comercializadora  $m$ , para los grupos  $i$  de usuarios.(cuota de mercado de los comercializadores)

Los cálculos de los coeficientes de distribución de consumos cuyo comportamiento fue considerado estable en virtud a las características económicas del uso final de la energía eléctrica son tomados como definitivos (no ajustables) y obedecen a la información fuente de las curvas típicas de carga respectivas. Sin embargo, para aquellos consumos que poseen una mayor dependencia de factores climáticos (temperatura ambiente, pluviosidad) y culturales (costumbres de uso final de la energía), como lo son los consumos de los consumidores domésticos y los riegos, sus coeficientes de distribución son

ajustados, para fungir como moduladores del comportamiento de la demanda total, en función de la pluviosidad, para el caso de los consumos de riegos; y de la temperatura, para el caso de los consumos domésticos.

El modelo ajusta en dos ocasiones a los coeficientes de distribución de los consumidores domésticos:

- a. Para obtener la distribución estacional consolidada de los consumos, se ajusta el coeficiente de estacionalidad del consumo doméstico, simultáneamente con el coeficiente de estacionalidad del consumo de riegos agrícolas y forestales al coeficiente conocido de estacionalidad del sistema, este último, calculado de la producción bruta del sistema. Este ajuste es efectuado en consideración de la pluviosidad mensual y de la valoración del factor de la temperatura ambiente como componente de la modificación de la demanda, cuyos datos fuentes están disponibles en la web del operador del sistema REE.
- b. Para obtener la distribución horaria de los consumos incluido el consumo de bombeo, se ajusta el coeficiente de distribución horaria de los consumidores domésticos obtenidos al modular la curva de carga del sistema, a igualar los coeficientes de distribución propuestos por (C.N.E., 2001) para las 5 horas del nivel de demanda valle de las 3:00 a las 7:00 horas. Con ello es posible acomodar el consumo por bombeo que usualmente ocurre en las horas valle con mayor intensidad debido al régimen de explotación diseñado para las centrales hidroacumulativas.

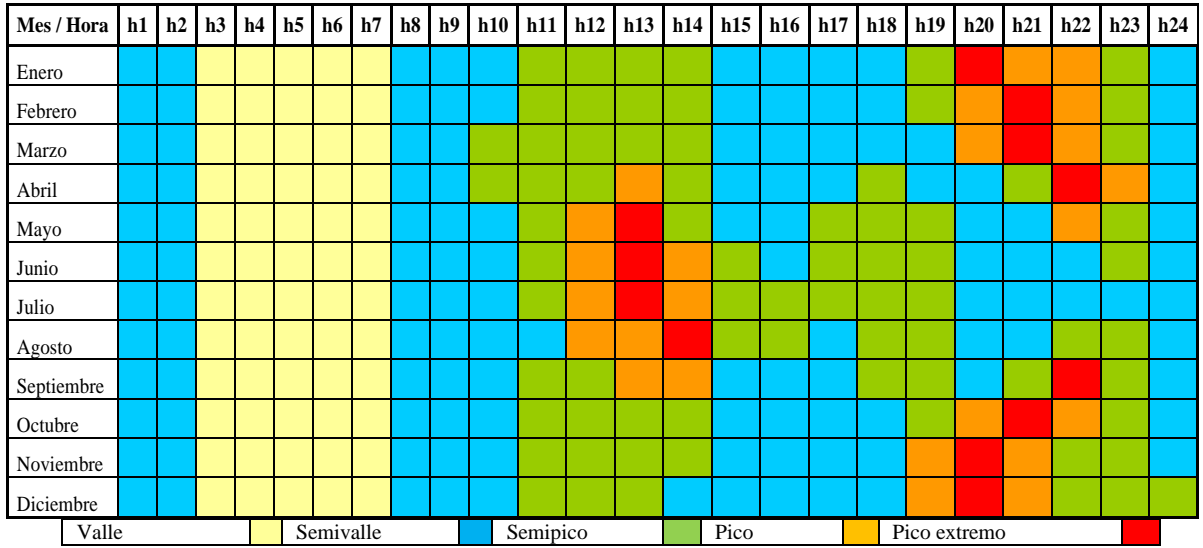
Es evidente que al aplicar esta metodología de cálculo, se produciría un volumen de información inmanejable; esto debido a la estructura arbórea del cálculo de la desagregación de la demanda en resoluciones de tiempo que van desde el año hasta la hora; complementada además, con la desagregación por agentes comercializadores de demanda. En consecuencia, es necesaria la ejecución de un filtrado de información que atienda las especificidades de indagación del estudio del ambiente económico de los agentes de la demanda. Estas necesidades de indagación se buscarán en los patrones de estacionalidad, laboralidad y horarios que con cierta previsibilidad determinan situaciones de

escasez o abundancia del mercado, y por ende inciden en el precio y los beneficios de los agentes del mercado.

Los filtros son aplicados a las diferentes apreciaciones de tiempo del cálculo de las capas de demanda del modelo, así:

- a. Filtro estacional. Es aplicado a los resultados de la capa de *Demanda mensual* y consiste en considerar únicamente los meses de enero, abril, julio y octubre; los cuales se caracterizan por ser los meses de mayor representatividad para efectos de evaluación de periodos de escasez – abundancia estacional del sistema eléctrico español. La justificación detallada de la escogencia de este filtro se encuentra en el Anexo 5.1.
- b. Filtro de laboralidad. Es aplicado a los resultados de la capa Demanda semana típica y consiste en la determinación de un día típico de la semana del mes escogido por el filtro de estacionalidad, en el cual los consumos sean los representativos de la media del mes. Este criterio fue tomado de los coeficientes de laboralidad del sistema publicados en (REE, 1998, p. 40), conjuntamente con la evaluación de curvas monótonas de demanda mensual. En la Tabla 5-9 se aprecian los días escogidos por mes.
- c. Filtro horario por niveles de demanda. Es aplicado a la capa de Demanda diaria y consiste en la determinación de horas típicas para los periodos de niveles de demanda “valle”, “semivalle”, “semipico”, “pico” y “pico extremo” para los niveles de energía contratada en el mercado diario. En la Tabla 5-9 se especifican las horas representativas de los periodos de niveles de demanda.

Esta escogencia de horas obedece a un patrón de comportamiento de la energía contratada en el mercado diario. Este patrón reportado en (Buriticá-Arboleda, 2004b) fue determinado a partir del análisis de correspondencias multivariante de datos horarios de la energía contratada en el mercado y del análisis de las curvas de carga y monótona (de duración de cargas) mensuales y diarias.



**Tabla 5-9.** Mapa de los niveles de demanda de energía eléctrica contratada en el Mercado Diario Español. (tomado de (Buriticá-Arboleda, 2004b))

(Buriticá-Arboleda, 2004b) encuentra que “la curva de carga diaria, y por ende, la curva monótona diaria de energía diaria de la totalidad de los días del año (curva de duración de carga), para diferentes años, manifiesta un patrón de comportamiento similar atendiendo a la presencia de los cinco periodos de niveles de demanda “. Además, plantea que este patrón de periodos de niveles de demanda es válido estadísticamente para los agregados diarios de la demanda mensual y anual. En la Tabla 5-10 son mostrados los valores del número de horas al día, al mes y al año; así como su intensidad energética relativa (% de energía en la hora respecto a la energía diaria) y la relación porcentual de la energía por cada periodo. Estos resultados son de gran valor, pues indican pesos transaccionales en cantidad de energía de periodos horarios, que por lo general se corresponden a periodos diferenciados de precios, ya que como se vio en la construcción de la curva preliminar de producción corresponden a empleo de tecnologías de generación de costes diferentes.

Esta característica recurrente para diferentes apreciaciones de periodos temporales, permite también, la valoración experimental de beneficios de los agentes en algunas horas, con el fin de extrapolar a cualquier determinado



periodo de tiempo; y así, evaluar la posibilidad de inversiones; ya sean, del lado de la demanda o de la oferta.

Periodo de Demanda	No. horas-día	No. horas-mes	No. horas-año	% horas	% Energía hora	% Energía periodo	% desv. a la media
Valle	5	150	1800	20,83	3,6	18	0,74
Semi-Valle	10	300	3600	41,67	4,1	41	0,37
Semi-Pico	6	180	2160	25,00	4,5	27	0,35
Pico	2	60	720	8,33	4,5	9	0,30
Pico-Extremo	1	30	360	4,17	5,0	5	0,15
<b>TOTAL</b>	<b>24</b>	<b>720</b>	<b>8640</b>	<b>100</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>1,91</b>

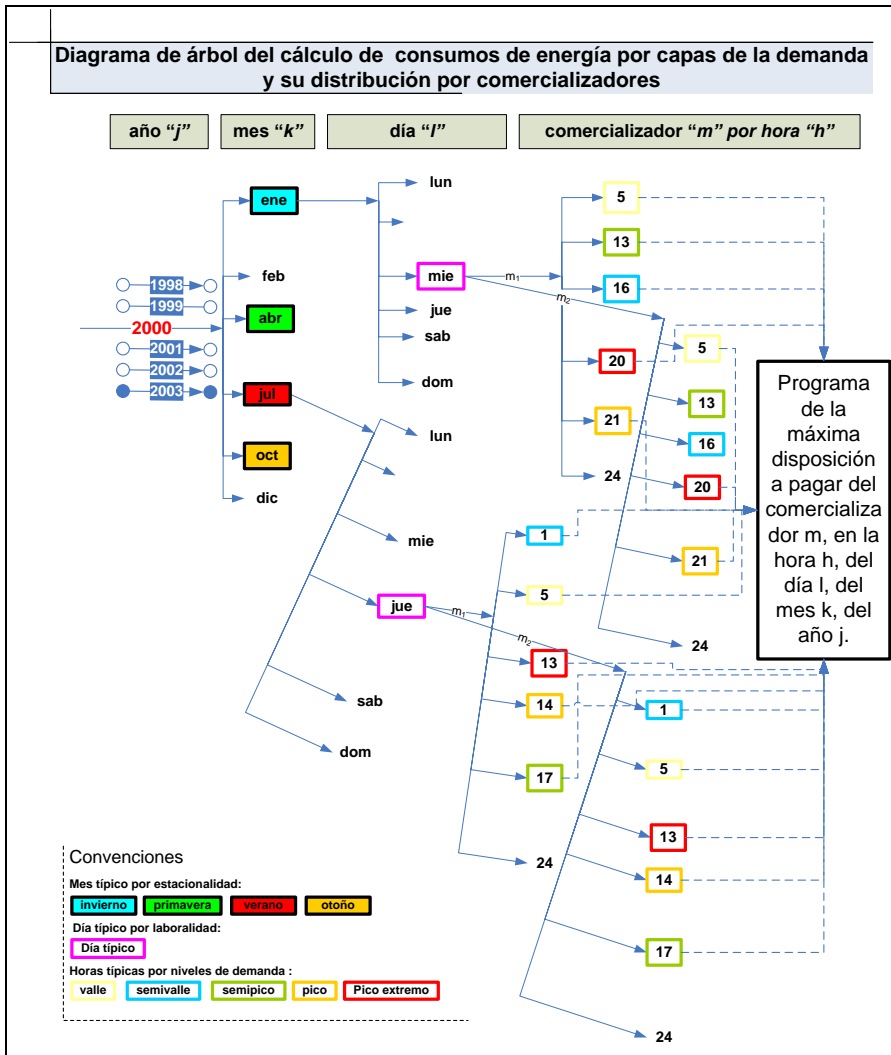
**Tabla 5-10.** Relaciones entre los periodos de demanda eléctrica para diferentes resoluciones de tiempo. (tomado de (Buriticá-Arboleda, 2004b))

Mes	Dia Tipico	Nivel de demanda	Hora típica	Año y Fecha					
				1998	1999	2000	2001	2002	2003
<b>ENERO</b>	2do Miércoles	Valle	5:00	14	13	12	10	9	8
		Semivalle	16:00						
		Semipico	13:00						
		Pico	21:00						
		Pico extremo	20:00						
<b>ABRIL</b>	2do Miércoles	Valle	5:00	8	14	12	11	10	9
		Semivalle	17:00						
		Semipico	10:00						
		Pico	13:00						
		Pico extremo	22:00						
<b>JULIO</b>	2do Jueves	Valle	5:00	9	8	13	12	11	10
		Semivalle	1:00						
		Semipico	17:00						
		Pico	14:00						
		Pico extremo	13:00						
<b>OCTUBRE</b>	2do Miércoles	Valle	5:00	14	13	11	10	9	8
		Semivalle	16:00						
		Semipico	14:00						
		Pico	22:00						
		Pico extremo	21:00						

**Tabla 5-11.** Fechas resultantes de la aplicación de los filtros de estacionalidad, laboralidad y horario para del modelado del consumo de energía eléctrica en el mercado español en el periodo de 1998-2003.

Como consecuencia de la aplicación de este filtrado, el diagrama de árbol del cálculo de consumos de energía por las capas de demanda y su distribución de la demanda del modelo, por comercializadores de energía, luciría como se

muestra en la Figura 5-13. Este filtrado de información está concebido para evaluar las circunstancias individuales de los grupos de consumidores y comercializadores ante situaciones de alguna previsibilidad de escasez o abundancia de energía eléctrica del Mercado Español del régimen ordinario.



**Figura 5-13.** Diagrama de árbol resultante del filtrado aplicado al modelado de la demanda de los meses de enero y julio de 2000, para dos empresas comercializadoras de energía eléctrica.

Una vez obtenida la distribución horaria de los consumos para el sistema completo, se procede a desagregarlos por empresas comercializadoras del

mercado mayorista. Para ello se parte del cálculo de la cuota de mercado de las empresas comercializadoras por sector de consumo. El concepto de sector de consumo está relacionado a la regulación vigente de tarifas de acceso dentro del mercado español basada en los niveles de tensión del suministro de energía. El parámetro de “sector de consumo” puede agregar a los diferentes grupos de consumidores y clientes clasificados en la Tabla 5-8. La clasificación de los distintos grupos de consumidores y clientes por sectores de consumo es mostrada en la Tabla 5-12.

		Grupos de consumidores				
Sector de consumo (por tarifas de acceso)	<b>Alta tensión &gt;36KV</b>	Gran Consumidor Industrial acogido a la Tarifa G-4 A.T (DH4)	Consumidor o cliente Industrial Suministro Interrumpible A.T (DH4, DH5)	Consumidores o clientes S. Servicios e industrial acogidos a la Tarifa horaria de potencia (T.H.P) A.T (DH6, DH7)		Consumidor o cliente S. Servicios Suministro interrumpible A.T (DH5)
	<b>Media tensión &lt;36KV</b>	Distribuidores con suministro en A.T *	Tracción con suministro en NT1	Tracción con suministro en NT2	Tracción con suministro en NT3	Riegos Agrícolas y Forestales con suministro en A.T. Consumidores o clientes Industrial y Sector Servicios acogidos a la Tarifa general A.T. (DH3)
	<b>PYME's baja tensión</b>	Alumbrado Público suministro en B.T	Riegos Agrícolas y Forestales con suministro en B.T.	Servicios y muy pequeña Industria con suministro en B.T (DH1)		Servicios y muy pequeña Industria con suministro en B.T (DH2)
	<b>Domésticos</b>	Sector Servicios, Pequeña Oficina y Doméstico con suministro en B.T				

\* Este grupo de consumidores poseen la curva característica de carga de los consumidores domésticos

**Tabla 5-12.** Correspondencia de las agrupaciones por grupos de consumidores y sectores de consumo de tarifas de acceso, reportados por la CNE

La información de cuotas de mercado del lado de la demanda es suministrada por el CNE por sectores de consumo. Así, en la Tabla 5-13 se muestra la

participación tanto para el mercado regulado como para el mercado liberalizado de las empresas comercializadoras del mercado mayorista de producción de energía español. Los porcentajes de consumo de los sectores de consumo por empresas comercializadoras realizados a color en la Tabla 5-13 son utilizados para calcular los coeficientes de distribución del consumo por empresas comercializadoras.

De esta manera se puede construir la curva de carga diaria por empresas que puede servir para juzgar la estructura de competitividad de las diferentes empresas comercializadoras.

Para la valoración de la utilidad marginal se ha tomado como referencia la valoración revelada de la utilidad en el mercado; sin embargo, ocurre que esta revelación de valor tiene una evolución histórica que atañe fundamentalmente a la evolución de la participación de la demanda en el mercado. La evolución de esta participación está ligada a los hitos de elegibilidad de los consumidores, mostrados en la Tabla 5-6, y al acople regulatorio entre los mercados mayorista y minoristas liberalizados y regulados.

Para ilustrar lo anteriormente expuesto se analizará la valoración de la utilidad revelada en el mercado ocurrida durante los niveles de demanda “valle”, “semivalle”, “semipico”, “pico” y “pico extremo” en los segundos jueves de julio desde 2001 a 2004. En la Tabla 5-13, se exponen porcentualmente las cantidades de energía contratadas en el mercado diario agrupadas por rangos de valoración de su utilidad. De la tabla es evidente que existe un progreso de la diversidad de los rangos de valoración de la utilidad creciente con los años. Así tenemos:

Sector de consumo	Comercializador	Mercado regulado				Mercado liberalizado				Total	
		n° cons.	%	GWh	%	n° cons.	%	GWh	%	n° cons.	GWh
Domésticos	Iberdrola	9.497.926	43%	26.140	40,61%	1.635	11%	6	6,90%	9.499.561	26.146
	Endesa	8.484.959	38%	26.018	40,42%	12.587	86%	78	89,66%	8.497.546	26.096
	Unión Fenosa	3.167.013	14%	9.588	14,90%	335	2%	2	2,30%	3.167.348	9.590
	H Cantábrico	536.370	2%	1.450	2,25%	27	0%	0	0,00%	536.397	1.450
	E de Viesgo	502.945	2%	1.166	1,81%	41	0%	1	1,15%	502.986	1.167
	S. F. De Asís	1.575	0%	3	0,005%		0%		0,0%	1.575	3
	<b>TOTAL Domésticos</b>	22.190.788	100%	64.365	100,0%	14.625	100%	87	100,0%	22.205.413	64.452
PYME's baja tensión	Iberdrola	253.104	40%	10.561	36,20%	11.367	83%	1.244	74,71%	264.471	11.805
	Endesa	250.577	40%	13.525	46,36%	1.078	8%	249	14,95%	251.655	13.774
	Unión Fenosa	94.476	15%	3.837	13,15%	801	6%	127	7,63%	95.277	3.964
	H Cantábrico	13.656	2%	642	2,20%	359	3%	35	2,10%	14.015	677
	E de Viesgo	19.081	3%	607	2,08%	90	1%	10	0,60%	19.171	617
	S. F. De Asís	24	0%	1	0,003%		0%		0,0%	24	1
	<b>TOTAL PYME'S baja</b>	630.918	100%	29.173	100,0%	13.695	100%	1.665	100,0%	644.613	30.838
Media tensión <36KV	Iberdrola	34.543	66%	6.953	49,45%	16.204	51%	21.167	42,91%	50.747	28.120
	Endesa	10.526	20%	5.292	37,63%	9.595	30%	20.498	41,55%	20.121	25.790
	Unión Fenosa	6.555	13%	1.553	11,04%	5.146	16%	5.825	11,71%	11.701	7.378
	H Cantábrico	142	0%	75	0,53%	553	2%	883	1,66%	695	958
	E de Viesgo	340	1%	189	1,34%	447	1%	797	1,49%	787	986
	S. F. De Asís		0%		0,0%	1	0%	2	0,66%	1	2
	<b>TOTAL med ten&lt;36KV</b>	52.106	100%	14.062	100,0%	31.946	100%	49.172	100,0%	84.052	63.234
Alta tensión >36KV	Iberdrola	442	54%	9.369	28,64%	489	64%	5.453	44,87%	931	14.822
	Endesa	208	26%	9.267	28,33%	136	18%	4.476	36,83%	344	13.743
	Unión Fenosa	119	15%	7.125	21,78%	112	15%	1.648	13,56%	231	8.773
	H Cantábrico	9	1%	5.207	15,92%	11	1%	310	2,55%	20	5.517
	E de Viesgo	37	5%	1.743	5,33%	22	3%	267	2,20%	59	2.010
	S. F. De Asís		0%		0,0%		0%		0,0%	0	0
	<b>TOTAL Alta ten&gt;36KV</b>	815	100%	32711	100,0%	770	100%	12154	100,0%	1.585	44.865

Fuente: CNE 2004. El consumo eléctrico en el mercado peninsular en el año 2003. 14 de Mayo de 2004

**Tabla 5-13.** Cuotas del mercado eléctrico peninsular por sector de consumo y empresas comercializadoras (Año 2003).

1. En el año 2001 solo existía un rango de valoración de la utilidad, igual o mayor a los 18 c€/kWh; el 100% de la energía contratada poseía tal valoración de utilidad, aunque el precio de aclaración del mercado estuvo siempre por debajo de esta valoración. Es decir, que el precio era fijado por

la oferta. Esta situación reconoce absoluta inelasticidad de la demanda, al precio.

2. En el año 2002, el nivel máximo de energía contratada ubicado en el rango de utilidad de los 18 c€/kWh, comenzó a ceder terreno, ante un rango de utilidad inmediatamente inferior entre 12 y 17,9 c€/kWh. Sin embargo, a excepción del periodo valle, esta cesión de terreno no fue significativa, pues, más del 85% de la energía contratada poseía un rango de valoración de utilidad superior o igual a 18 c€/kWh. En este año en el periodo valle surgieron los primeros indicios de la actividad de la demanda.
3. La aparición de tres niveles de concentración de la energía contratada difundidos en todos los periodos de niveles de demanda, sólo ocurrió hasta el 2003, con la particularidad de que la cantidad de energía contratada en el rango inelástico de 18 – 18,3 c€/kWh disminuyó y el nivel intermedio superior (verde) bajo de rango de utilidad de 12 – 17,9 c€/kWh a 6,9 – 8,6 c€/kWh. En 2003 el nivel intermedio superior de concentración de la demanda en el valle se desplazó al rango de utilidad entre 5 y 5,9 c€/kWh, cifra que indica el mayor efecto de actividad de la demanda en las horas valle.
4. En el 2004 continua la tendencia de disminución de la concentración en el nivel inelástico, de 18 a 18,3 c€/kWh, que a pesar de todo sigue siendo el máximo. Además, los niveles intermedio superior e intermedio inferior, bajan sus rangos de utilidad revelada de 6,9 – 8,6 c€/kWh a 6,0 – 6,8 c€/kWh y de 6,0 – 6,8 c€/kWh a 5,0 – 5,9 c€/kWh. Así mismo, crece la concentración de energía en el rango inferior de valor de utilidad de 2,0 – 2,9 c€/kWh hasta el 10% de la energía contratada, que como veremos en los resultados del modelo, coincide con la demanda por bombeo.

En general, la diversidad de rangos de valoración de la utilidad, en buena medida, es indicadora de la elasticidad de la demanda; sin embargo, en el mercado español tal indicio de elasticidad se ve desfasado del ejercicio de elegibilidad de los clientes debido a que en el periodo anterior al año 2002 existían barreras regulatorias que impedían el acople entre el mercado minorista

y mayorista, como lo fue, entre otras, la concepción diversa de tarifas de acceso y de tarifas integrales que primó hasta la primera mitad del año 2001.

En conclusión, el nivel de demanda con mayor dinamismo en su progreso de diversidad de rangos de valoración de la utilidad es el periodo “valle”. Tal desarrollo es explicable por varias razones:

- a. El calendario de elegibilidad dispuso que fuesen los consumidores con mayor carga unitaria quienes tuviesen acceso en primer orden, a la elegibilidad; esto originó que en las horas valle se concentrara el mayor peso específico de clientes del mercado, quienes han presionado la mayor diferenciación de rangos de utilidad, como se observa en los resultados expuestos en la Tabla 5-14.
- b. El consumo para bombeo origina una mayor revelación de la utilidad en las horas valle, ya que ella está en el interés de los mismos productores propietarios de las centrales hidroacumulativas, los cuales tendrán mayores beneficios en la medida en que las compras de energía eléctrica durante el proceso de bombeo sean más baratas.

Esta evolución sólo es explicable como producto creciente de la actividad de la demanda en el Mercado Español; sin embargo, esta actividad se da por ahora dentro del marco del calendario de elegibilidad con los retrasos producto de las barreras existentes para dicha participación. Una imagen de la evolución se puede apreciar de las curvas agregadas de oferta y demanda, de la hora 5 del periodo de demanda valle, de los segundos jueves de Julio de 2001 a 2004, expuestas en la Figura 5-14. En ella se hace ostensible el aumento de la elasticidad al precio de la demanda revelada en la forma de la curva de demanda.

Demanda+ bombesos (MWh)	19839	22103	26062	26764	27033
Precio marginal (Cent/kWh)	3.839	5.906	6.724	6.876	7.412
Energía casada en Julio 11 de 2002 (%)					
Rango de valor de la utilidad (c€/KWh)					
Hora 5. Valle	Hora 24. semivalle	Hora 17 semipico	Hora 14 Pico	Hora 13 Pico extremo	
76,5%	88,3%	86,7%	86,5%	86,4%	
12,2%	11,6%	13,2%	13,5%	13,6%	
6,9-8,6	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	
6-6,8	0,7%				
5-5,9	2,6%				
4--4,9	7,2%				
3-3,9	2,3%				
2-2,9					
1-1,9					
Total	101,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Demanda+ bombesos (MWh)	19203	21956	23888	24699	24836
Precio marginal (Cent/kWh)	1.462	2.293	1.517	2.3	2.3
Energía casada en Julio 8 de 2004 (%)					
Rango de valor de la utilidad (c€/KWh)					
Hora 5. Valle	Hora 24. semivalle	Hora 17 semipico	Hora 14 Pico	Hora 13 Pico extremo	
51,4%	56,4%	56,9%	59,1%	59,4%	
0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
6,9-8,6	0,6%	1,6%	2,3%	4,0%	
6-6,8	21,5%	26,7%	27,9%	26,8%	
5-5,9	13,2%	11,3%	7,0%	8,6%	
4--4,9	2,0%	2,7%	2,7%	1,6%	
3-3,9	0,8%	1,4%	2,0%	1,8%	
2-2,9	10,4%				
1-1,9					
Total	99,8%	100,1%	98,8%	100,4%	100,5%

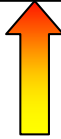
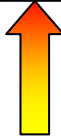


Tabla 5-14. Evolución de los Rangos de valor de la utilidad de la energía contratada en el mercado diario Español. (2dos jueves de julio de 2001 a 2004).

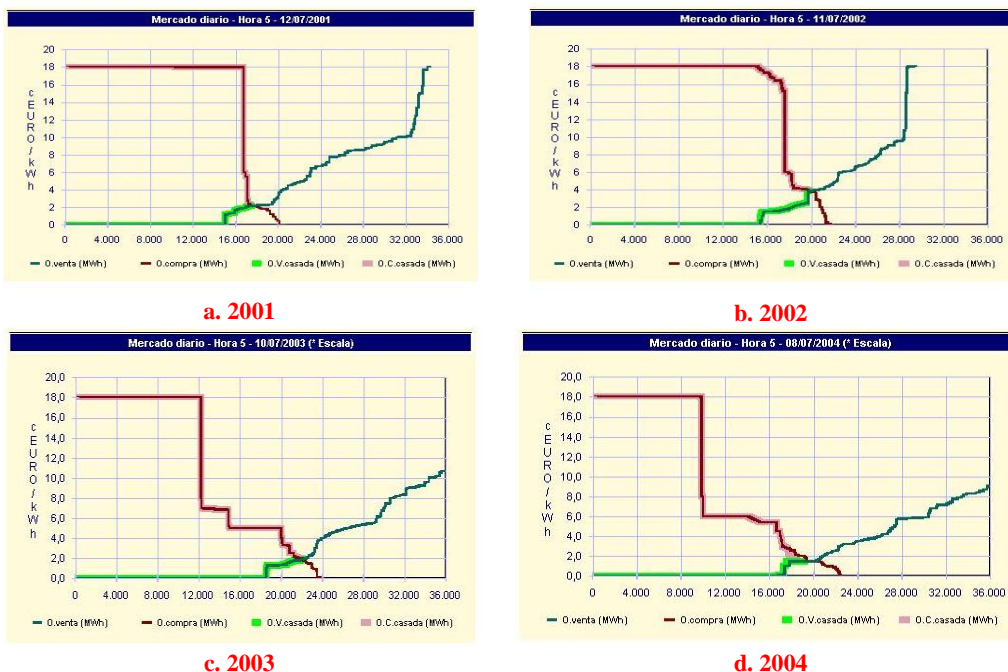
Niveles de concentración de energía contratada  
 máximo  
 intermedio superior  
 intermedio inferior



Fuente: OMIEL. Resultados del mercado

Demanda+ bombesos (MWh)	16156	20253	22479	23085	23351
Precio marginal (Cent/kWh)	2.145	4.025	4.896	4.85	4.944
Energía casada en Julio 12 de 2001 (%)					
Rango de valor de la utilidad (c€/KWh)					
Hora 5. Valle	Hora 24. semivalle	Hora 17 semipico	Hora 14 Pico	Hora 13 Pico extremo	
103,6%	104,1%	108,4%	106,7%	106,7%	
12-17,9					
6-9-8,6					
6-6,8					
5-5,9					
4--4,9					
3-3,9					
2-2,9					
1-1,9					
Total	103,6%	104,1%	108,4%	106,7%	106,7%
Demanda+ bombesos (MWh)	22079	25813	29781	30387	30420
Precio marginal (Cent/kWh)	1.864	4.2	5	5.177	5.2
Energía casada en Julio 10 de 2003 (%)					
Rango de valor de la utilidad (c€/KWh)					
Hora 5. Valle	Hora 24. semivalle	Hora 17 semipico	Hora 14 Pico	Hora 13 Pico extremo	
55,4%	59,1%	59,5%	59,3%	59,5%	
0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
6,9-8,6	0,7%	32,9%	33,4%	32,9%	
6-6,8	11,3%	5,7%	6,4%	6,5%	
5-5,9	23,2%	1,5%	0,8%	1,3%	
4--4,9	0,3%	0,7%		1,4%	
3-3,9	3,5%				
2-2,9	4,2%				
1-1,9					
Total	98,6%	99,9%	100,0%	100,4%	100,5%





**Figura 5-14.** Evolución de las curvas agregadas de oferta- demanda, para la hora 5 del valle de los 2dos jueves de julio (Fuente OMEL)

La validación de la clasificación de grupos de usuarios de la energía por sectores de consumo, mostrado en la Tabla 5-12, se efectuó por comparación de los resultados de distribución de los consumos de los usuarios en el año 2003 obtenidos del modelo de la demanda en la capa interanual, con los resultados reportados por la CNE de consumo anual de los sectores de consumo expuestos en la Tabla 5-13. Esta comparación se recoge en la parte A. de la Tabla 5-15; donde es evidente que las diferencias anuales de distribución del consumo no superan el 0,7% para la mayoría de los sectores de consumo de usuarios regulados y liberalizados del mercado español. Solo en los sectores de Alta tensión y Media tensión de usuarios regulados se expresan diferencias de -2,62% y 6,58% respectivamente; sin embargo estas se consideraron aceptables dentro de validación anual del modelo. De aquí se concluye que la clasificación de los grupos de usuarios por sectores de consumo se ajusta al modelo de curvas de carga de la demanda desarrollado en esta tesis.

Con este resultado se procedió a la asignación de los distintos rangos de utilidad marginal, revelada en el año 2004 durante el proceso de subasta y aclaración del precio observados en mercado diario del Mercado de Producción de Energía Español, a los distintos grupos de consumidores a tarifa integral regulada y clientes liberalizados, clasificados por sectores de consumo. Para ello se introdujo una hipótesis de distribución de los consumos de los diferentes grupos de consumidores de los mercados regulado y liberalizados por rangos de utilidad marginal revelada en el mercado de producción español en el año de 2004.

Esta hipótesis está recogida en la parte B de la Tabla 5-15 e incluye la siguiente clasificación de consumidores (regulados) y clientes (liberalizados):

- **Consumidores en alta tensión a tarifa T.H.P. y distribuidores** - incluye los *consumidores a alta tensión > 36 kV*: gran industrial acogido a la tarifa G-4 (DH4); industrial suministro interrumpible (DH4, DH5); sector servicios e industrial acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia THP (DH6, DH7); sector servicios suministro interrumpible (DH5) y distribuidores con suministro en HV.
- **Consumidores finales acogidos a tarifa integral** - incluye tres grupos: los *consumidores en media tensión < 36 kV*: tracción con suministro en NT1; tracción en NT2; tracción en NT3; riegos agrícolas y forestales en HV; sector industrial y servicios acogidos a la Tarifa general AT (DH3); los *consumidores de PYME's en baja tensión*: alumbrado público con suministro en LV; riegos agrícolas y forestales; servicios y muy pequeña industria (DH1); servicios y muy pequeña industria (DH2); y, los *consumidores domésticos*: sector servicios, pequeña oficina y doméstico.
- **Cliente de Bombeo (CP)**
- **Cliente proveniente de tarifa THP** - incluye sector servicios e industrial a tarifa THP en HV (DH6, DH7)
- **Clientes interrumpibles** - incluye los *clientes en alta tensión > 36 kV*: industrial con suministro interrumpible (DH4, DH5); sector servicios procedente de suministro interrumpible (DH5) y distribuidores con suministro en HV.

- **Cientes finales de media tensión** - incluye los *clientes en media tensión* < 36 kV: tracción a mercado en NT1; tracción en NT2; tracción en NT3; riegos agrícolas y forestales en HV; sector industrial y servicios procedentes de la Tarifa general AT (DH3).
- **Cientes de baja tensión** - incluye dos grupos: los *clientes PYME's en baja tensión*: riegos agrícolas y forestales; servicios y muy pequeña industria (DH1); servicios y muy pequeña industria (DH2); y, los *clientes domésticos*: sector servicios, pequeña oficina y doméstico.

A. Validación de la distribución del consumo de energía del año 2003 por grupos de usuarios y por sectores de consumo											
Mercado Regulado (tarifa integral)						Mercado Liberalizado					
Sectores de consumo											
consumos	Alta tensión > 36KV	Media tensión < 36 KV	PYME's baja tensión	Domésticos	Subtotal	Alta tensión > 36KV	Media tensión < 36 KV	PYME's baja tensión	Domésticos	Subtotal	
por grupos de usuarios (GWh)	33567	13136,5	29151,92	64.365	140220,5	12154,63	49132,67	1664,40	87,55	63039,25	
por sector de consumo (GWh)	32710	14062	29172	64.365	140309,0	12.154	49.171	1.665	87	63077,00	
Diferencia	GWh	-857,00	925,46	20,08	0,00	88,54	-0,63	38,33	0,60	-0,55	37,75
	%	-2,62%	6,58%	0,07%	0,00%	0,06%	-0,01%	0,08%	0,04%	-0,63%	0,06%
B. Hipótesis de distribución del consumo por grupos de usuarios y por rangos de utilidad revelada en el año 2004											
C.											
	Consumidor de alta tensión a tarifa T. H. P. y Distribuidores	Consumidores finales acogidos a tarifa integral				Cliente de Bombeo	Cliente proveniente de tarifa T.H.P	Cientes Interrumpibles	Cientes finales de media tensión	Cientes de baja tensión	
Rango de valor de la utilidad (c€/KWh)	5 - 5,9	18,0 -18,3				2-3,9	4 -- 4,9	5 - 5,9	6- 6,8	6,9 -8,6	
Usuarios no flexibles	Regulados 2	Regulados 1 (18)					Cientes AT	Cientes MT	Cientes BT		
Usuarios flexibles						Interrumpibles					
						3	2	1			

**Tabla 5-14.** Distribución del consumo de energía por grupos de usuarios, sectores de consumo y rangos de utilidad revelada en el Mercado de Producción de Energía Español.

La hipótesis de distribución de los consumos de los grupos de usuarios por rangos de utilidad y sectores de consumo fue empleada para construir el programa preliminar de la demanda con que se desarrollaría el experimento; y con sus resultados validar el grado de ajuste del modelo de la demanda. Para lo cual se tomaron los resultados del modelo en las fechas y horas para el año 2003 especificadas en la Tabla 5-10 y se compararon con los resultados del mercado publicados por OMEL para las mismas horas de fechas similares del año 2004; obteniéndose de este ejercicio un comportamiento de los programas de demanda arrojados por el modelo para el año 2003, similar a los reportados por OMEL para el año 2004, solo difieren en las cantidades de energía en que se incrementó la demanda entre los años 2003 y 2004.

Tal resultado es verificable al comparar la curva del programa de demanda en la hora 5 (valle) mostrado en la Figura 5-15 con la curva del programa de demanda expuesto en la Figura 5-14 parte d.2004 de los resultados del mercado diario publicado por OMEL. Esto quiere decir que la hipótesis de distribución de grupos de usuarios por rango de utilidad es correcta, ya que se obtienen resultados comparablemente repetibles para los distintos años del mercado español, tomando como referencia los umbrales superiores de cada rango de revelación de utilidad manifiesta por los comercializadores del mercado para cada grupo de usuarios.

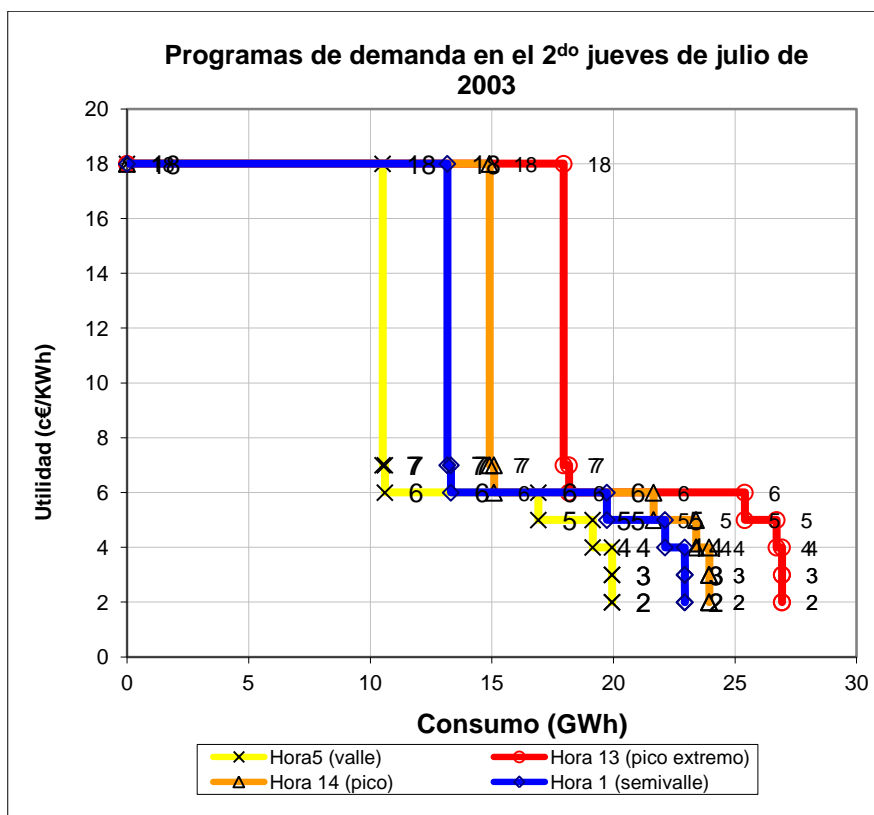


Figura 5-15. Programas preliminares de demanda del Mercado de Producción de Energía Español para el año 2003 arrojado por el modelo de demanda

Este resultado es significativo para el experimento pues, es la utilidad revelada para el año 2004 la que se tomará como referente de valor de máxima disposición a pagar por los sujetos compradores de energía del mercado experimental.

El modelado descrito hasta ahora tiene la finalidad de allegar y procesar la información con la que se pueda generar el conocimiento de la competitividad de la demanda. Uno de los productos de mayor importancia de dicho modelado lo conforman las curvas de carga de las diferentes apreciaciones de tiempo previstas en las capas del modelo, ver Anexo 5-2.

Con ayuda de las curvas de carga es posible establecer el comportamiento de los distintos grupos de consumidores, la flexibilidad como atributo agregado del

grupo, la ubicación de la carga en periodos de escasez o abundancia relativas; es decir, la curva de carga es un instrumento necesario para juzgar la potencialidad de la participación de la demanda en mercados concretos.

### 5.1.3. Instituciones de mercado

El mercado diario es el mercado prevalente en la formación del precio del Mercado de Producción Español, ello se puede constatar en la Tabla 5-16, donde se relaciona la composición del precio medio horario final mensual para los comercializadores y clientes cualificados del mercado en el año 2003. En consecuencia, la institución objeto de modelación es la subasta mayorista que rige al mercado diario Español.

Como es apreciable de la Tabla 5-16, el mercado intradiario poco influye en el precio que ven los comercializadores. Por tal razón, poco interés suscita la modelación de este mercado de ajuste; sin embargo, su presencia en el experimento crea un embotamiento de decisiones dentro del ambiente experimental.

COMPONENTES DEL PRECIO MEDIO HORARIO FINAL PARA COMERCIALIZADORES, CONSUMIDORES CUALIFICADOS Y AGENTES EXTERNOS. AÑO 2003							
MES	MERCADO DIARIO cent.€/KWh	RESTRICCIONES TÉCNICAS cent.€/KWh	BANDA DE REGULACIÓN cent.€/KWh	MERCADO INTRADIARIO cent.€/KWh	OPERACIÓN TÉCNICA cent.€/KWh	GARANTIA DE POTENCIA cent.€/KWh	PRECIO HORARIO FINAL cent.€/KWh
Enero	2,171	0,169	0,067	-0,001	0,114	0,297	2,807
Febrero	2,634	0,153	0,071	0,043	0,053	0,304	3,258
Marzo	2,55	0,041	0,07	0,016	0,057	0,111	2,846
Abril	2,226	0,039	0,053	0,001	0,035	0,115	2,468
Mayo	2,572	0,082	0,046	0,019	0,08	0,101	2,9
Junio	3,822	0,132	0,092	0,017	0,088	0,1	4,25
Julio	3,906	0,096	0,082	0,019	0,055	0,119	4,278
Agosto	3,961	0,112	0,098	0,012	0,073	0	4,256
Septiembre	3,97	0,077	0,092	0,019	0,06	0,106	4,323
Octubre	3,585	0,086	0,116	0,008	0,065	0,117	3,978
Noviembre	2,683	0,093	0,095	-0,004	0,041	0,292	3,2
Diciembre	2,27	0,112	0,065	0	0,045	0,287	2,779
<b>TOTAL</b>	<b>3,064</b>	<b>0,099</b>	<b>0,08</b>	<b>0,004</b>	<b>0,066</b>	<b>0,161</b>	<b>3,473</b>

Fuente : OMEL

Los precios negativos del mercado intradiario significan minoraciones, por esa cuantía, de los precios formados en el mercado diario

Tabla 5-15. Composición del precio medio horario final mensual para los comercializadores y clientes cualificados del Mercado Diario en el año 2003.

Las cantidades producidas en las condiciones del mercado diario liberalizado español dependen del orden de méritos de las ofertas y de las pujas, definido referencialmente a un precio uniforme único, como lo es característico para la institución de mercado de doble oferta/puja sellada de precio uniforme, conocida como UPDA (por sus iniciales en inglés de Uniform Price Double Auction). Esta subasta es objeto de modelación, los resultados de la casación arrojados por el simulador se pueden evidenciar en la Figura 5-16, donde se obtienen 4 precios por los periodos de demanda valle, semivalle, pico y pico extremo del día 22 durante el invierno.

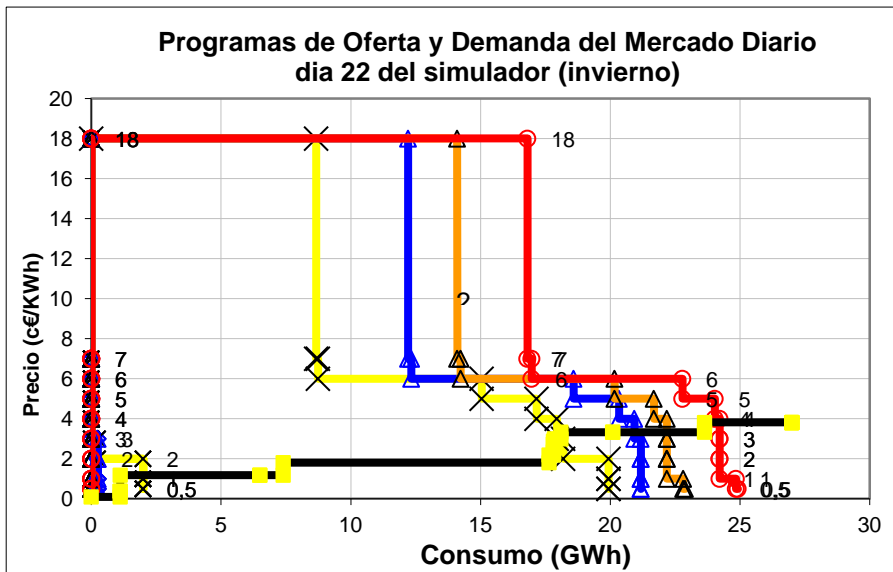


Figura 5-16. Simulación de la casación de los programas de oferta y demanda preliminares en los periodos valle, semivalle, pico y pico extremo en el mercado diario.

## 5.2. Barreras e imperfecciones del mercado español

Los análisis de las curvas de carga de cada empresa distribuidora de UNESA muestran que existe cierta correspondencia con la mezcla tecnológica que poseen las empresas generadoras del mismo holding. Esto es evidencia de que cada empresa holding funcionaba con una sola función objetivo monopólica aguas arriba y abajo del mercado diario. Esta situación no es de extrañar pues es heredada de la organización industrial de planificación centralizada vivida antes de 1998, cuando entra a operar el mercado diario.

La alta concentración de la propiedad en las empresas Endesa e Iberdrola; así como su alta cuota de mercado conllevan a pensar que la existencia de poder de mercado en el mercado diario español es posible.

Estos indicios han sido corroborados por (Kuhn & Machado, 2004) quienes desarrollaron un trabajo que titularon “Bilateral market power and vertical integration in the Spanish electricity spot market”; aquí los autores demuestran la presencia de poder de mercado del lado de los vendedores y compradores integrados verticalmente a través de un modelo de funciones de oferta (SFO), el cual fue validado empíricamente. Los autores encontraron sustancial ineficiencia productiva producto del ejercicio de poder de mercado bilateral.

Este documento será la referencia teórica y empírica para la comprobación experimental del poder de mercado.

Las barreras para la participación de la demanda comienzan desde el mismo diseño del mercado, pues como se vio anteriormente las tarifas de acceso anteriores a 2001 influyeron negativamente en la masificación de clientes calificados del mercado.

Por otro lado las compañías verticalmente integradas obstruyeron la libertad de elección de los usuarios de la energía, pues esta contravenía la función objetivo monopólica aguas arriba y debajo de la casación mayorista.

Además, la desarticulación entre el mercado minorista y mayorista español produce que la tarifa integral a precio fijo sea la forma de tasación más usual del mercado minorista.

### **5.2.1. Hipótesis de participación experimental**

De los resultados obtenidos del Capítulo 3 referente a las posibilidades de los agregadores de la demanda como articuladores del mercado mayorista con el minorista y la disponibilidad concentrada de administrar los recursos de respuesta al precio surge la idea de introducir al agregador como el agente activo de demanda.



Por otro lado dentro de las imperfecciones de mercado papel relevante lo juega la existencia lazos verticales de las empresas holding.

Teniendo en cuenta estos resultados se formula la hipótesis experimental como sigue:

*La actividad independiente de agregadores de la demanda eléctrica puede mitigar el ejercicio de poder de mercado de empresas integradas verticalmente y con alta concentración de participación en el mercado de energía español.*

### **5.3. Conclusiones**

- Las condiciones ambientales de hidraulicidad, temperatura y estacionalidad afectan a las características particulares del intercambio en el mercado mayorista español. Dichas condiciones pueden ser recogidas en un prototipo de prueba experimental.
- La mezcla tecnológica y las características de carga de las empresas verticalmente integradas se corresponden en función de la necesidad monopolica de optimización de su función de producción, por tal razón la fidelidad de la cuota de mercado de los consumidores es importante para estas empresas.
- Las imperfecciones actuales, de mayor importancia, del mercado español son la excesiva concentración del mercado y la integración vertical de las empresas generadoras y distribuidoras – comercializadoras afiliadas a UNESA, lo cual les permitiría el ejercicio de poder de mercado. (imposición de precios supra-competitivos)
- Las barreras a la participación activa de la demanda están ubicadas en las limitaciones de diseño de mercado a dicha participación y obstáculos a la libertad de elección de los consumidores por parte de las empresas verticalmente integradas.

Se elabora la siguiente hipótesis de prueba experimental:

*La actividad independiente de agregadores de la demanda eléctrica puede mitigar el ejercicio de poder de mercado de empresas integradas verticalmente y con alta concentración de participación en el mercado de energía español.*

### **5.3.1. Aportaciones**

- Se aportan modelos de conocimiento y resultados de evaluación empírica de algunas variables del ambiente económico del mercado de Producción de Energía Español durante los años 1998-2003. Estos modelos de oferta y demanda son la base para la determinación de sendas curvas dinámicas de la disposición a vender de los vendedores y la disposición a pagar de los compradores.
- Se aporta un modelo de simulación del mercado de Producción de energía español; el cual reproduce las condiciones del mercado para los periodos 1998-2003, reproduciendo los precios producto de las condiciones de escasez, producidas por tensiones en el equilibrio de mercado, confluyentes desde la oferta y/o demanda, que reflejan perturbaciones ambientales tales como periodos secos u olas de frío o calor. Este modelo de simulación sirve como prototipo de prueba experimental para efectos de los objetivos de esta tesis. Este modelo configura las condiciones de un ambiente con permanente refrescamiento de la oferta y la demanda bajo condiciones estocásticas. Esto da lugar a que el juego planteado sea no repetitivo y estocástico.

## CAPÍTULO 6

# El diseño experimental de la participación activa de la demanda

### 6.1. Hipótesis Experimental

La economía experimental utiliza al laboratorio como lecho de pruebas (test-bed) para examinar el desempeño de nuevas instituciones propuestas, modificar sus reglas y las características de la implementación; a la luz de los resultados de la prueba. En nuestro caso particular, el experimento se encamina a servir como lecho de pruebas del mercado de producción de energía español al introducir la participación activa de la demanda, a través de la siguiente hipótesis:

*Hipótesis:* La actividad independiente de agregadores de la demanda eléctrica puede mitigar el ejercicio de poder de mercado de empresas integradas verticalmente y con alta concentración de participación en el mercado de energía.

### 6.2. Plan Experimental

Los tratamientos del experimento serán tres, los cuales coinciden con el desarrollo histórico de la desagregación vertical de las empresas eléctricas, a saber:

1. Tratamiento T1. “*Con beneficios compartidos (50-50%)*”. Este tratamiento recrea la situación previa e inicial de la liberalización, donde existe comportamiento de “holding” entre las distintas organizaciones empresariales de una misma marca y comparten beneficios idénticos los miembros del grupo; de tal manera que se genera una situación de

identificación y fidelidad a la marca. En cada sesión de mercado experimental participan diez sujetos, quienes representan a cinco holdings compuestas de cinco sujetos generadores (GENCO) y cinco sujetos distribuidores-comercializadores (DISCO). Este tratamiento es tomado como base de referencia para la evaluación de las diferentes acciones de los tratamientos T2 y T3.

2. Tratamiento T2. **“Con beneficios propios”** Este tratamiento satisface el objetivo de la desintegración vertical del sector eléctrico cuando se crea el mercado mayorista de energía eléctrica. La desintegración vertical busca establecer condiciones de competitividad desde la perspectiva organizativa y contable. Sin embargo, subsiste el fenómeno de alta concentración de mercado y comunicación de las empresas holding. Cada sesión de mercado experimental cuenta con la participación de 10 sujetos con idénticos roles del tratamiento T1; sin embargo, los beneficios de los sujetos dependen de su desempeño individual en el mercado.
3. Tratamiento T3. **“Con demanda independiente”**. Consiste en la creación de la situación experimental de la introducción de empresas agregadoras de demanda, independientes de los “holdings” existentes previamente en el mercado. Diez de los sujetos poseen el idéntico rol a T2 y los otros dos fungen como empresas agregadoras de demanda. Similarmente a T2, los beneficios de los sujetos dependen de su desempeño individual.

El experimento se diseña para simular dos años del Mercado de Producción de Energía Español a través de cuatro periodos diarios de casación correspondientes a los distintos niveles de demanda diaria; durante 32 días típicos, distribuidos en ocho meses representativos de las estacionalidades anuales. El ambiente económico del mercado experimental es simulado para recrear las condiciones tecnológicas, y climáticas acaecidas en el periodo 2000-2003, que influyeron en las circunstancias individuales de las empresas holding pertenecientes a UNESA. Estas condiciones fueron modeladas en el Capítulo 5 y se presentan ante los sujetos experimentales en la plataforma informática del experimento. De manera que, cada sujeto de los tratamientos T1 y T2 funge, sin

conocer de ello, como una empresa GENCO o DISCO de los cinco holdings que conformaban a UNESA en el periodo estudiado.

En la Tabla 6-1 se detalla el arreglo del plan experimental donde se especifican el número de sesiones experimentales, días y periodos de mercado.

	Tratamientos		(No. sesiones experimentales; No. días de mercado; No. periodos de mercado)
<b>Demanda dependiente</b>	T1	Con beneficios compartidos (50-50%)	(5; 32; 640)
	T2	Con beneficios propios	(5; 32; 640)
<b>Demanda independiente</b>	T3	Con demanda independiente	(5; 32; 640)
Total			(15; 96; 1920)

**Tabla 6-1.**Plan experimental

### 6.3. Descripción de la institución del mercado experimental

El mercado experimental se rige por las reglas de participación de agentes y aclaración de precios propios de la subasta doble de precio uniforme (UPDA) de puja/oferta sellada. Este tipo de subasta es aplicado a los mercados eléctricos de pool centralizado, que poseen una sesión de mercado de día anticipado (day-ahead); en la cual, se forma el precio único por el que se rige todo el mercado, para el caso español este mercado, denominado “diario”, es de gran importancia, como quiera, que en él se transa más del 80% de la energía negociada en todo el mercado liberalizado. Este tipo de subasta también es aplicado a las seis sesiones de mercado intradiario, el cual funciona como un mercado secuencial y de ajuste del diario, donde es vaciada la totalidad de la demanda. Sin embargo, el mercado intradiario posee poca injerencia en la formación de precios del mercado, debido al carácter marginal de sus transacciones, esto se evidencia en que la correlación de precios entre el mercado diario y el mercado intradiario alcanza el 97%. Por tal razón, el objeto de experimentación en torno a la posibilidad de intervención en los precios por parte de la actividad de la demanda, se ha focalizado a su actuación en el mercado diario.

Una sesión de mercado diario tiene una apreciación de aclaración de precio horaria, por lo que se obtienen 24 precios horarios para un día. Para cada sesión de mercado diario, los agentes someten 24 programas de ofertas y/o pujas, para un día anticipado, mediante un único mensaje al subastador. El subastador, posteriormente a la hora de cierre de recepción de mensajes de ofertas y pujas, aclara 24 precios horarios correspondientes. Sin embargo, es posible agrupar estos periodos horarios según los ritmos y niveles de la demanda española en cuatro periodos diarios: “valle”, “semivalle”, “pico” y “pico extremo” como se detalló en el Capítulo 5. En consecuencia, en el mercado experimental la resolución horaria ha sido reemplazada por la periodización de los niveles de demanda; lo cual nos permite recibir solo cuatro programas de ofertas/pujas. Esto nos proporciona cuatro periodos de casación por cada ronda diaria de mercado experimental y por ende cuatro precios por cada día de mercado experimental

Así entonces, una sesión de dos años de mercado experimental sucede durante 32 rondas diarias de mercado; las cuales, poseen cuatro periodos de mercado cada uno, en los que se realiza la casación y sucede la aclaración de cuatro precios de mercado por cada sesión diaria. Cada tratamiento posee cinco sesiones bianuales de mercado, lo que nos proporciona 640 precios por tratamiento como se aprecia en la Tabla 6-1.

#### **6.4. El ambiente económico y la estructura de mercado**

El ambiente económico-tecnológico del mercado experimental es el sistema de todas las circunstancias individuales que definen las ganancias potenciales totales del intercambio. Este sistema consiste de: a) las preferencias, el conocimiento, las habilidades intrínsecas de los sujetos, lo que fue garantizado al prever el reclutamiento al experimento estudiantes residentes en España en calidad de sujetos experimentales, familiarizados con la racionalidad ecológica del experimento; y b) las restricciones de recurso energético del mercado experimental fueron garantizadas mediante el desarrollo de modelos empíricos-rationales de simulación del comportamiento del mercado Español entre los años de 2000 a 2003. Estos modelos, conjuntamente con el modelo del diseño

experimental y de la UPDA, son expresiones de la racionalidad constructivista de este experimento.

El programa de simulación calcula las condiciones del mercado experimental, basado en variables dinámicas como la estacionalidad, la hidraulicidad, la temperatura, la entrada de nuevas tecnologías al mercado y el crecimiento económico de la demanda, para el doble de días experimentales (64), durante 16 periodos estacionales que corresponden a los 4 años modelados.

El desarrollo del programa de simulación del ambiente económico – tecnológico del mercado de producción español fue orientado por un previo estudio empírico de precios mensuales y estacionalidad de ciclo anual de las variables de la oferta y la demanda. Este estudio develó el comportamiento estacional de los estados de escasez–abundancia del mercado eléctrico español. El resultado de este análisis arrojó que los meses de mayor frecuencia de estados de escasez–abundancia en el mercado español son los meses de enero, abril, julio y octubre. En el experimento estos meses fueron escogidos como representativos de los periodos estacionales de “invierno”, “primavera”, “verano” y “otoño” respectivamente, y ocurren en su secuencia natural durante dos años experimentales (ocho periodos estacionales, de cuatro días cada uno). La escogencia de estos meses orientó el cálculo de las curvas de programas tanto de oferta como de demanda.

#### **6.4.1. Programas de oferta**

El programa de oferta se define como la curva teórica de los costos en que incurren los productores del mercado, ordenados en forma ascendente, en función de las cantidades acumuladas de energía, que los productores están en capacidad de ofrecer, en un periodo de casación determinado en el mercado experimental.

Esta curva agregada de costos dentro del mercado experimental sirve como línea de base para el cálculo de los beneficios de los sujetos productores (vendedores GENCOs), ya que representa su “mínima disposición a aceptar”.

Los costes de las centrales hidráulicas embalsadas varían en dependencia de la hidraulicidad y con ello se intenta capturar el coste de oportunidad del agua. Así, para los periodos de hidraulicidad seca tienen un coste igual a las centrales térmicas a carbón, como coste de sustitución de estas; en los periodos de hidraulicidad húmeda su coste es de 0,4 €/kWh.

Los costes de producción de las centrales hidroacumulativas están en dependencia del precio de aclaración en el valle y en el semivalle (precio de compra) arrojado como resultado de la simulación de los programas de oferta y demanda elaborados para el experimento.

Las cantidades de energía disponibles para ser transada en el mercado son calculadas por el simulador en dependencia de la capacidad de generación instalada de cada empresa de generación existente y los factores de carga típicos y estacionales por tecnologías provenientes de estimaciones empíricas para el mercado español. Estas cantidades de energía a tranzar reproducen las condiciones de escasez-abundancia para los generadores durante el periodo 2000-2003 y son obtenidas como el resultado del simulador del mercado español basado en modelos estocásticos explicados en el Capítulo 5 de esta tesis.

#### **6.4.2. Programas de demanda**

El programa de demanda se define como la curva teórica de la valoración de la utilidad, ordenada en forma descendente, en función de las cantidades acumuladas de energía que los usuarios están dispuestos a consumir, en un periodo de casación determinado en el mercado.

La curva teórica de la valoración de la utilidad es utilizada como línea de base para calcular los beneficios de los sujetos comercializadores (compradores DISCOs y Agregadores de demanda) del experimento, ya que ésta representa su “máxima disposición a pagar”.

Las valuaciones de utilidad han sido tomadas de los rangos de revelación de la utilidad ocurridos en el año 2004 en el mercado español. A estos rangos de valuación de la utilidad le fueron identificados los grupos de consumidores, lo



cual evidencia un mercado segmentado por la capacidad de negociación de los distintos grupos de consumidores en el mercado minorista como fue discutido en el Capítulo 5.

Los sujetos representantes de la demanda disponen de carga interrumpible en tres escalones de valuación de la utilidad (5,6 y 7 c€/kWh) que corresponde a tres tipos de consumidores con diferente flexibilidad de la carga. Estas interrupciones tienen un coste incremental en dependencia de su número (ver Tabla 6.2). Además, los clientes “interrumpibles 1” e “interrumpibles 2” poseen un número de interrupciones máximo limitado: 12 y 14 respectivamente.

La cantidad de energía que las empresas Disco pueden interrumpir aumenta a lo largo del experimento en función del aumento de la demanda y de la penetración de la negociación de interrumpibilidad entre el grupo de consumidores-clientes potenciales a ella. La evolución del porcentaje de penetración se expone en la Tabla 6-3.

No acumulado de interrupciones	1	2	4	6	8	10	12	14	16	18	≥20
<b>Cientes</b>	<b>Coste por número acumulado de interrupciones (c€/kWh)</b>										
<b>Interrumpibles 1</b>	0	1	1	2	2	3	6	----	----	----	----
<b>Interrumpibles 2</b>	0	0	1	1	2	2	3	6	----	----	----
<b>Interrumpibles 3</b>	0	0	0	0	0	1	1	2	3	6	6

**Tabla 6-2.** Coste de las interrupciones.

<b>Evolución de la Interrumpibilidad</b>	<b>Periodos de días simulados</b>		
Cientes	[1 - 21]	[22 - 43]	[44 - 64]
Interrumpible 1	10%	14%	18%
Interrumpible 2	50%	55%	60%
Interrumpible 3	100%	100%	100%

**Tabla 6-3.** Evolución del porcentaje de penetración de la interrumpibilidad en tiempo real

En los tratamientos T1 y T2, las cantidades de energía demandada para cada periodo del día son calculadas por el simulador para cada empresa Disco existente, de conformidad a su participación en el mercado por grupo de consumidores o clientes.

En el tratamiento T3, las cantidades de energía demandada de las empresas Endesa Disco e Iberdrola Disco, son cedidas en un 7% aproximadamente a dos empresas comercializadoras, agregadoras de demanda independientes.

La primera empresa agregadora A6 captura a los consumidores regulados y clientes de Endesa DISCO, posee una composición mayor de consumidores regulados; mientras que la segunda empresa agregadora captura los consumidores regulados y clientes de Iberdrola DISCO, posee una composición mayor de clientes liberalizados con mayores recursos de respuesta de la demanda al precio (interrumpibilidad en tiempo real). Así, mientras el agregador A6 captura el 20% de los consumidores regulados 1 de Endesa DISCO, el agregador A7 captura el 10% de los mismos consumidores en Iberdrola DISCO. De forma similar, mientras el agregador A6 captura el 15% de los clientes liberalizados de Endesa DISCO; el agregador A7 captura el 30% de estos clientes de Iberdrola DISCO.

## **6.5. Procedimientos**

Para probar como los rasgos estructurales de propiedad y de participación de mercado y los rasgos organizativos de integración vertical conjuntamente influyen en el ejercicio de poder de mercado, se desarrollan 15 sesiones de experimentación de mercado con participación de 160 sujetos reclutados entre los estudiantes de la UV, de la UPV, y de la UJI.

Se realizan cinco sesiones experimentales para cada tratamiento T1 y T2 de demanda dependiente; y cinco sesiones para el tratamiento T3 de demanda independiente; lo que arroja un total de 15 sesiones de mercados experimentales (ver Tabla 6-1), utilizando la simulación del ambiente económico-tecnológico y el programa de organización de la subasta y cálculo de beneficios provistos por el prototipo de prueba para el experimento.

### **6.5.1. El orden de los tratamientos y sesiones**

Cada tratamiento T1 y T2 cuenta con 50 sujetos; los cuales desarrollan 5 sesiones de mercado compuestas con 10 sujetos cada una. El tratamiento T3 cuenta con 60 sujetos experimentales y se desarrollan cinco sesiones con 12 sujetos cada una.

Los tratamientos del experimento se desarrollan de manera independiente, con la participación de sujetos diferentes en todos los tratamientos. De tal manera que se garantice la independencia administrativa de los tratamientos, al no existir necesidad de remanencia cognitiva de los sujetos entre los tratamientos. En consecuencia los tratamientos no necesitan ser lanzados de manera secuencial.

Las cinco sesiones de cada tratamiento son lanzadas de forma simultánea y en forma aleatoria se asigna el rol del sujeto. Un programa de distribución aleatoria distribuye a los sujetos en 5 grupos de 10 para los tratamientos de demanda dependiente T1 y T2 y 5 grupos de 12 para el tratamiento de demanda independiente según lo descrito en la Tabla 6-1. Los sujetos reciben un emolumento de alta por presentarse y continuar en el desarrollo del experimento.

Los sujetos disponen de dos minutos por cada día de mercado para efectuar sus decisiones de oferta y/o puja, estas decisiones serán identificadas por orden de llegada al subastador para los distintos grupos experimentales. Para ello disponen de una pantalla de decisión mediante la cual podrán interactuar con el ambiente experimental atendiendo las indicaciones de tiempo que ella indique; ver Figuras 6-2, 6-4 y 6-6. Posteriormente a cada sesión, será desplegada, durante 30 segundos, la pantalla de los resultados de la sesión de mercado en que recientemente ha participado el sujeto mediante sus decisiones. Ver Figuras 6-3, 6-5 y 6-7.

### **6.5.2. Información a los sujetos**

Previamente a la ejecución del experimento se desarrolla una sesión informativa a la cual le seguirá una sesión de entrenamiento en el ambiente experimental con los sujetos reclutados, la sesión de entrenamiento está prevista para abarcar las cinco primeras rondas diarias del mercado experimental. El documento de

instrucciones para el experimento para el tratamiento T3, está disponible en el Anexo 6.1.

Todos los sujetos son informados acerca de:

1. La existencia de ritmos de demanda anuales (estacionales) y diarios, calificados en una escala de 1 a 10 (ver Tabla 6-4). La calificación también puede interpretarse como la disposición a comprar unidades de energía por parte de la demanda a diferentes precios. La calificación más alta significaría la disposición a comprar por parte de la demanda a los precios más altos.
2. La existencia y duración de eventos extremos tales como las olas de calor o de frío, la hidraulicidad: seca o húmeda, y de la emergencia en el mercado de centrales térmicas de ciclo combinado (térmicas 3)
3. Los resultados históricos de todas sus transacciones en el mercado en las rondas diarias previas

Duración $t_{dem}$ (horas)	Niveles de demanda diaria	Estaciones del año			
		Invierno (5)	Primavera (2)	Verano (4)	Otoño (3)
5	Valle (2)	7	4	6	5
10	Semivalle (3)	8	5	7	6
8	Pico (4)	9	6	8	7
1	Pico extremo (5)	10	7	9	8

**Tabla 6-4.** Calificación de la intensidad de los ritmos de demanda.

Así, en el diseño de las pantallas de decisión se prevé que a todos los sujetos les sean informadas las condiciones ambientales del día en que se desarrollen las ofertas o pujas. Estas condiciones ambientales tienen que ver con características cualitativas excluyentes del ambiente económico en que se desarrolla el día de mercado del experimento, así:

- Estación: Invierno, verano , primavera u otoño
- Hidraulicidad: Seca o Húmeda
- Temperatura: Ola de Calor, Ola de Frío o Normal

- Nuevas Tecnologías entrantes al mercado: Ninguna o Ciclos Combinados (a partir del día 48)
- Calificación de la intensidad de la demanda del día en una escala de 1 a 10 para cada periodo de demanda, según la Tabla 6-3.

Además, todos los sujetos podrán disponer de la historia de los resultados de sus transacciones anteriores, en las distintas sesiones de mercado diario e intradiario, donde se especifiquen los precios de aclaración máximos y mínimos, la estación, hidraulicidad y beneficios obtenidos. Esta información le permitirá construir sus ofertas y/o pujas, pues estará disponible en la pantalla de decisión de los sujetos.

Los sujetos pertenecientes a un mismo holding podrán disponer de la información de costes o valor de la empresa complementaria para cada día de mercado en forma gráfica.

### ***Sujetos productores***

Se proporciona a los sujetos productores en cada día de mercado la información completa y total sobre su estructura de oferta de mercado; es decir, para cada empresa productora su capacidad de generación y sus costos marginales de producción. Los sujetos productores serán informados sobre el hecho de que su capacidad de producción y sus costos pueden variar durante el experimento de la siguiente manera:

Para las centrales Termoeléctricas:

1. La capacidad de generación de las centrales termoeléctricas (“térmica 1” (nucleares), “térmica 2” (a carbón), “térmica 3” (ciclos combinados), “térmica 4” (a fuel-óleo/gas), y “térmica 5” (a gas)) disminuirá aleatoriamente hasta en un 15% de su capacidad disponible máxima
2. La capacidad de generación de las centrales termoeléctricas de ciclos combinados (“térmica 3”) emergerá en el mercado a partir de del día 21.
3. Los costes de cada tecnología termoeléctrica permanecerán constantes durante el experimento.

Para las centrales Hidroeléctricas fluyentes (“hidráulicas 1”) y embalsadas (“hidráulicas 2”):

1. La capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas dependen de la hidraulicidad de la estación. Así, cuando la hidraulicidad sea “SECA” su capacidad será comparativamente “más baja”; que cuando la hidraulicidad sea “HÚMEDA”.
2. Los costes de las centrales hidroeléctricas “hidráulicas 2” (embalsadas) varían de forma inversa a la anterior relación; pues cuando la hidraulicidad es “HÚMEDA” el coste marginal de las centrales hidroeléctricas embalsadas es “BAJO” (0,4 c€/kWh), y cuando la hidraulicidad es “SECA” el coste marginal es “ALTO” (1,8 c€/kWh). Esto refleja el coste de oportunidad del agua del agua embalsada.
3. Los costes de las centrales hidroeléctricas “hidráulicas 1” (fluyentes) son constantes durante el experimento.

Para las centrales hidroacumulativas (de bombeo):

1. La capacidad de generación de las centrales hidroacumulativas varía aleatoriamente en un 30% de la capacidad máxima disponible, sin depender de la hidraulicidad de la estación del año
2. Los costes marginales de las centrales de bombeo dependen de los precios de compra de energía en los periodos valle, a lo que se le suma el coste de las central de 0,4 c€/kWh

En resumen, existe dependencia de los costes de producción de las condiciones ambientales para algunas centrales y su coste varía durante el experimento, como se expone en la Tabla 6-5:

Centrales	Dependencia del coste de las condiciones ambientales		
	Hidraulicidad		Precio en el valle
Hidráulicas 1	Coste constante		
Hidráulicas 2	SECA	18,00 (€/MWh)	----
	HÚMEDA	4,00 (€/MWh)	
Térmicas	Coste constante		
Bombeo	----	PRECIO EN EL VALLE + COSTE de BOMBEO (4,00 (€/MWh))	

**Tabla 6-5.** Influencia de las condiciones ambientales en el coste de producción de las centrales de generación.

Día: 1 / 64  
 Estación: Invierno  
 Hidraulicidad: Seca  
 Temperatura: Normal  
 Nuevas tecnologías: No

**1:58**  
**Generador D**

---

**Historial**  
 Beneficio acumulado (EXCU): 0

Día	Estación	Temperatura	Hidraulicidad	Nuevas Tecnologías	Precio Valle (EXCU/Mwh)	Precio Semivalle (EXCU/Mwh)	Precio Pico (EXCU/Mwh)	Precio Pico Extremo (EXCU/Mwh)	Beneficios (EXCU)

---

Valle  
  Semivalle  
  Pico  
  Pico Extremo

Calificación de la intensidad de demanda del día (1-10): 7  
 Duración del periodo (horas): 5

Centrales	Capacidad de Generación (Mwh)	Costes (EXCU/Mwh)	Oferta (EXCU/Mwh)
<b>Centrales hidroeléctricas</b>			
Hidráulica 1	444	10	10
Hidráulica 2	314	180	180
<b>Centrales termoeléctricas</b>			
Térmica 1	2.924	120	120
Térmica 2	4.970	180	180
Térmica 4	2.224	330	330
Térmica 5	719	380	380
<b>Clientes hidroacumulativas</b>			
Bombeo 1	0	Precio Valle + 30	

**Demanda del grupo empresarial**

[Continuar](#)

**Figura 6-1.** Diseño de la pantalla de toma de decisiones de los sujetos generadores del experimento.

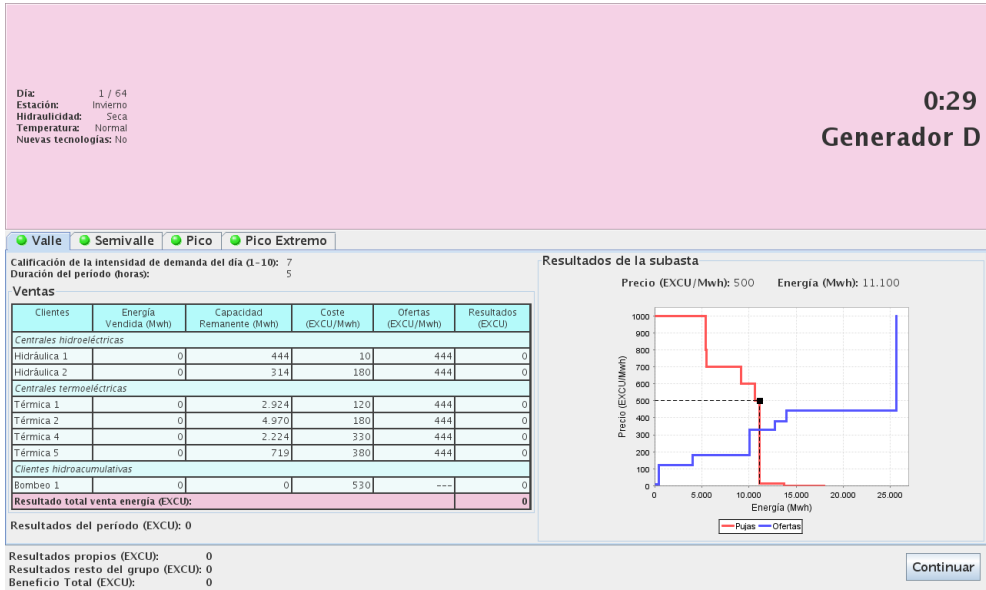


Figura 6-2. Diseño de la pantalla de resultados del generador.

### Sujetos compradores

Los sujetos compradores serán informados completa y totalmente, en cada día de mercado, sobre la estructura de demanda del mercado; es decir, para cada empresa comercializadora la carga y la valoración de la utilidad marginal de cada segmento de clientes que posea. Los sujetos compradores serán informados acerca de que su carga puede variar durante el experimento en líneas generales como se describe en la Tabla 6-6, y particularmente, para los clientes y consumidores finales de la energía.

- Los consumidores de servicio obligatorio (“regulados 1 y 2”), son los principales responsables de la variación de la carga diaria reflejada en la Tabla 6-4. Estos poseen una valoración de la utilidad constante durante el experimento.
- Los clientes a baja tensión (“clientes BT”) reproducen las costumbres de consumo domésticas y de restauración por lo tanto su carga varía en el día como lo refleja la Tabla 6-3

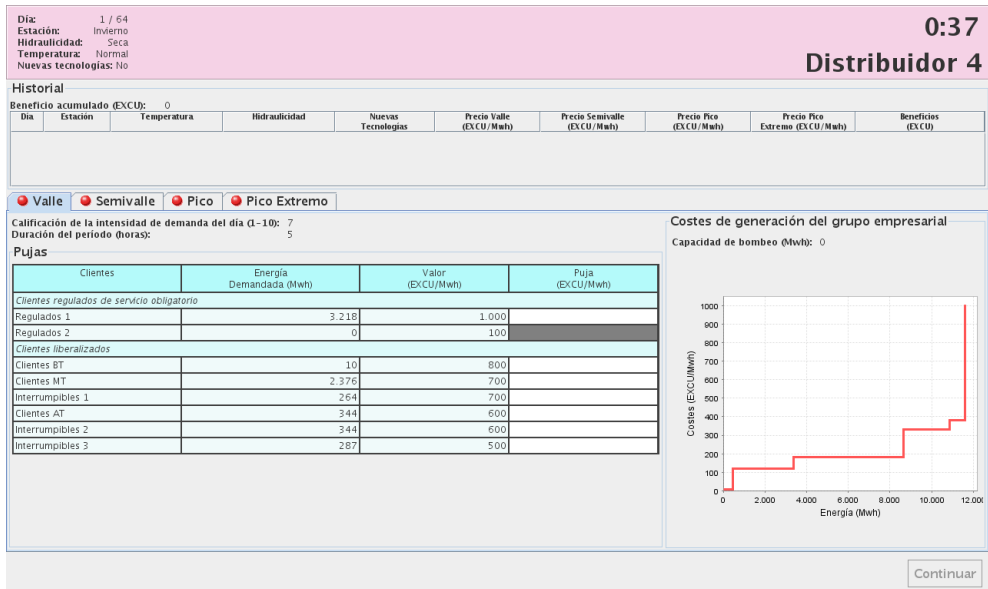


- Los clientes de media tensión (“clientes MT”) poseen una carga diaria poco variable durante el día, suavemente ascendente desde el valle al pico extremo.
- Los clientes “interrumpibles 1” son clientes de media tensión con carga flexible, que puede ser desplazada o interrumpida durante algunas horas del día.
- Los clientes de alta tensión poseen una carga variable en forma inversa a la calificación de intensidad de la demanda mostrada en la Tabla 6-4; lo cual quiere decir, que su carga diaria varía descendentemente desde el valle al pico extremo.
- Los clientes de alta tensión con recursos de respuesta de la demanda al precio se distinguen en dos tipos: a) los clientes “interrumpibles 2” que poseen carga de gran flexibilidad y que puede ser desplazada o interrumpida en horas del día, y b) los clientes interrumpibles 3 que además de poseer características de flexibilidad, poseen recursos de generación distribuida o de respaldo.

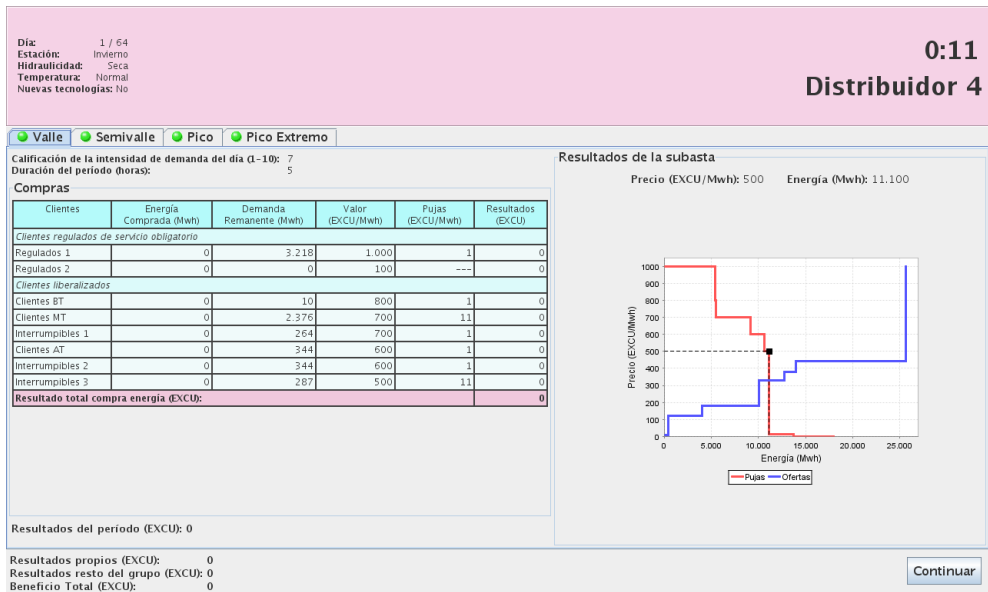
En resumen, existe diverso comportamiento del consumo de energía durante el día para diferentes grupos de clientes, como se expone en la Tabla 6-6:

clientes	Grupos de clientes	Variación de la demanda durante el día
Regulados 1 y 2	Baja tensión	Pico extremo>Pico>Semivalle>Valle
Cientes BT (baja tensión)		
Cientes MT (Media tensión)	Media tensión	Poco variable
Interrumpibles 1		
Cientes AT (Alta tensión)	Alta tensión	Valle>Semivalle>Pico >Pico extremo
Interrumpibles 1 y 2		

**Tabla 6-6.** Comportamiento diario de la demanda para grupos de clientes.



**Figura 6-3.** Diseño de la pantalla de toma de decisiones del distribuidor durante el periodo valle de demanda.



**Figura 6-4.** Diseño de la pantalla de resultados del distribuidor-4 durante el periodo valle

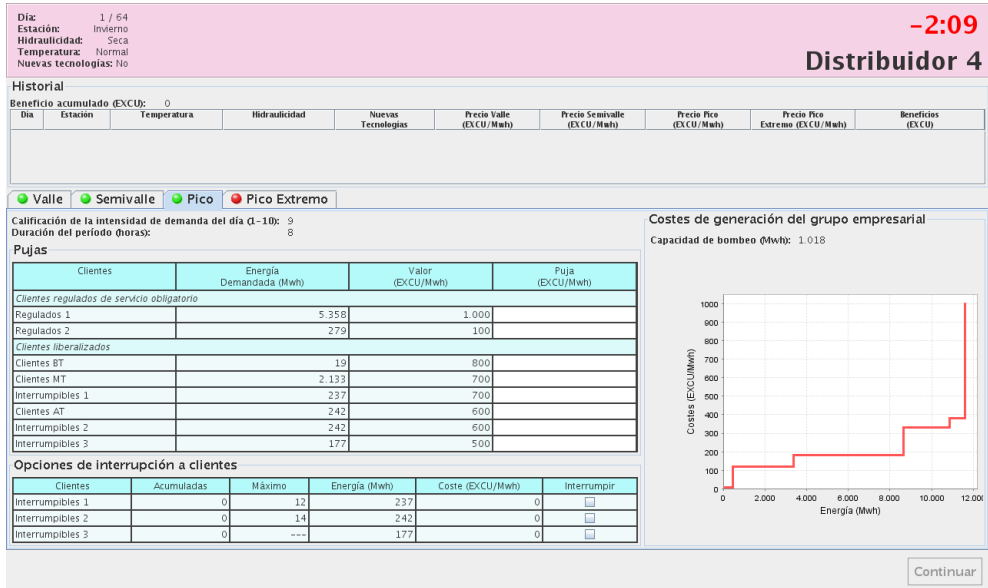


Figura 6-5. Diseño de la pantalla de toma de decisión del distribuidor durante el periodo pico de demanda (con posibilidad de interrupción de carga).

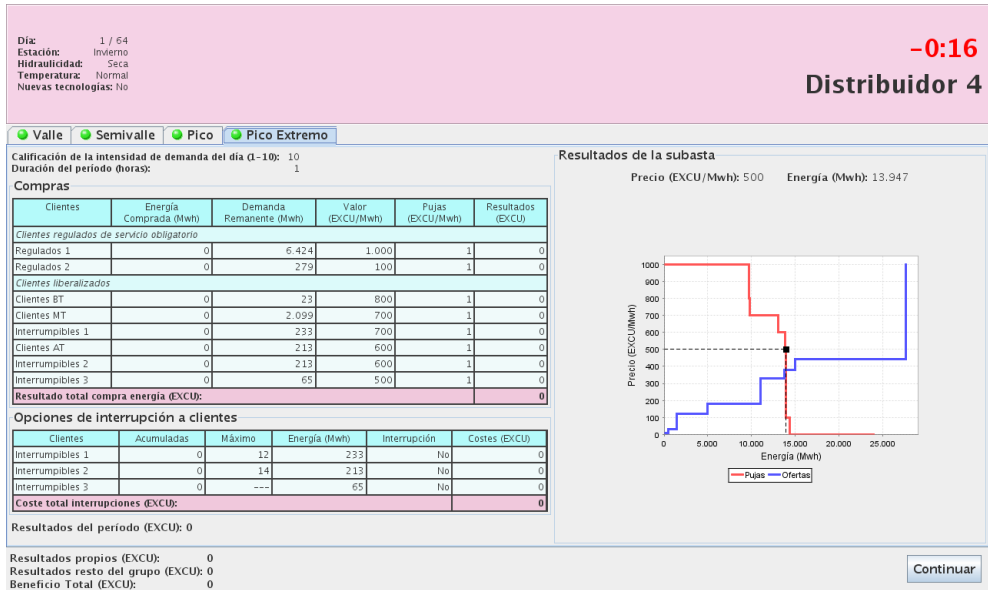


Figura 6-6. Diseño de la pantalla de resultados del distribuidor durante el periodo pico

## 6.6. Beneficios de los sujetos

El cálculo de los beneficios de los sujetos durante los tratamientos T2 y T3 (sin transferencia de beneficios) para cada rol de productor como de comercializador está dado respectivamente en las ecuaciones (1) y (2).

En un periodo de demanda dado ( $t_{dem}$ ), tenemos:

$$B_P = (P_{merc} - C_{prod}) * t_{dem} * E_{casada} \quad (1)$$

Donde:

$B_P$  – Beneficios del productor

$P_{merc}$  – Precio de mercado

$C_{prod}$  – Coste marginal de producción

$E_{casada}$  – Energía casada

$$B_C = (U - P_{merc}) * t_{dem} * E_{casada} \quad (2)$$

$B_C$  – Beneficios del comercializador

$U$  – Utilidad marginal

El cálculo de los beneficios de un sujeto que pertenece al holding  $i$ , durante el tratamiento T1; en un periodo de demanda determinado es realizado mediante la ecuación (3).

$$B_{S_i} = (B_{P_i} + B_{C_i})/2 \quad (3)$$

La recompensa monetaria de los sujetos al final de la sesión será la suma de: (i) €10 por participar y (ii) las ganancias que acumule cada sujeto a lo largo de una serie de rondas elegidas al azar. Dado que las posibilidades de ganar dinero dependen del tamaño de la empresa que ha sido asignada a cada sujeto, el

número de rondas que va a cobrar varía en función de la empresa representada y es calculado automáticamente por el servidor. En todos los casos, la tasa de cambio de EXCUs a € es de 4.000.000 ECUs= 1€. (EXCUs -Experimental Current Units).

## **6.7. Conclusiones**

- El diseño de los tratamientos plantean una situación hipotética de evolución de la desintegración vertical de las empresas y desconcentración del mercado, en presencia de posibilidad de utilización de recursos de la demanda por parte de la demanda precio responsiva
- El diseño del ambiente tecnológico económico e institucional define un juego estocástico no repetitivo; que está inmerso dentro de unos patrones de causalidad que permiten una aproximación cognitiva de los sujetos a las características que condicionan las ganancias particulares de los sujetos.

### **6.7.1. Aportaciones**

Este capítulo aporta el diseño del experimento de participación activa de la demanda, al integrar las hipótesis planteadas en los capítulos anteriores con el desarrollo de las condiciones prácticas y teóricas de la ejecución de experimentos económicos

La construcción de una plataforma experimental a partir de los modelos de simulación del ambiente tecnológico–económico del Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español.



## CAPÍTULO 7

# La ejecución del experimento y sus resultados

### 7.1. Ejecución del experimento

El experimento se llevó a cabo durante los días 5, 6 y 10 de mayo de 2005 en las instalaciones del Laboratorio LINEEX de la Universidad de Valencia (UV) con la asistencia de expertos del Laboratorio LEE de la Universidad Jaime I (UJI) de Castellón. El experimento contó con la asistencia de 160 estudiantes reclutados de las Facultades de Negocios y Administración de la UV y de la UJI y entre los doctorandos de Tecnología Energética del Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV). Evidencia de los avisos de reclutamiento y fotos del desarrollo de los experimentos se pueden apreciar en el Anexo 7-1.

El experimento se desarrolló bajo la coordinación del programa informático PM escrito en JAVA por José Pernias Cerillo del laboratorio LEE de la UJI. Este programa recogió la simulación del modelo de conocimiento del mercado de Producción Español. Durante el desarrollo del experimento se contó con la asistencia técnica de los profesores Enrique Fatas del laboratorio LINEEX de la UV y Nikolaos Georgatzis del laboratorio LEE de la UJI.

### 7.2. Resultados experimentales

Los resultados del experimento fueron entregados por los responsables del LEE en medio digital en ficheros de la hoja de cálculo Excel. Estos ficheros fueron

procesados con los criterios establecidos para las variables de tipo estadístico con el fin de alimentar al software SPSS versión 12.0. Los resultados preliminares de este procesamiento se enfocaron a determinar si los comportamientos de las variables de precios e interrupciones son estadísticamente independientes para los diferentes tratamientos experimentales, así tenemos:

### 7.2.1. Precios

El comportamiento de precios es estadísticamente diferente para cada uno de los tratamientos, esta apreciación, observable de la gráfica de medias de precios por nivel de demanda, ver Figuras 7-1 y 7-2, y, es corroborada por el grado de significancia arrojado por la prueba de Kruskal-Wallis, ver Tabla 7-2.

**Estadísticos descriptivos**

	N	Media	Desviación típica	Mínimo	Máximo
Precio Valle	5120	319,92	54,929	200	520
Precio Semi-Valle	5120	346,14	50,764	240	650
Precio Pico	5120	355,12	55,339	250	650
Precio Pico-Extremo	5120	383,25	55,462	280	670
Tratamiento	5120	2,06	,827	1	3

**Tabla 7-1.** Estadísticos descriptivos del experimento.

**Estadísticos de contraste<sup>a,b</sup>**

	Precio Valle	Precio Semi-Valle	Precio Pico	Precio Pico-Extremo
Chi-cuadrado	352,206	387,369	457,882	534,859
gl	2	2	2	2
Sig. asintót.	,000	,000	,000	,000

a. Prueba de Kruskal-Wallis

b. Variable de agrupación: Tratamiento

**Tabla 7-2.** Prueba de Kruskal-Wallis. (agrupación por Tratamiento).



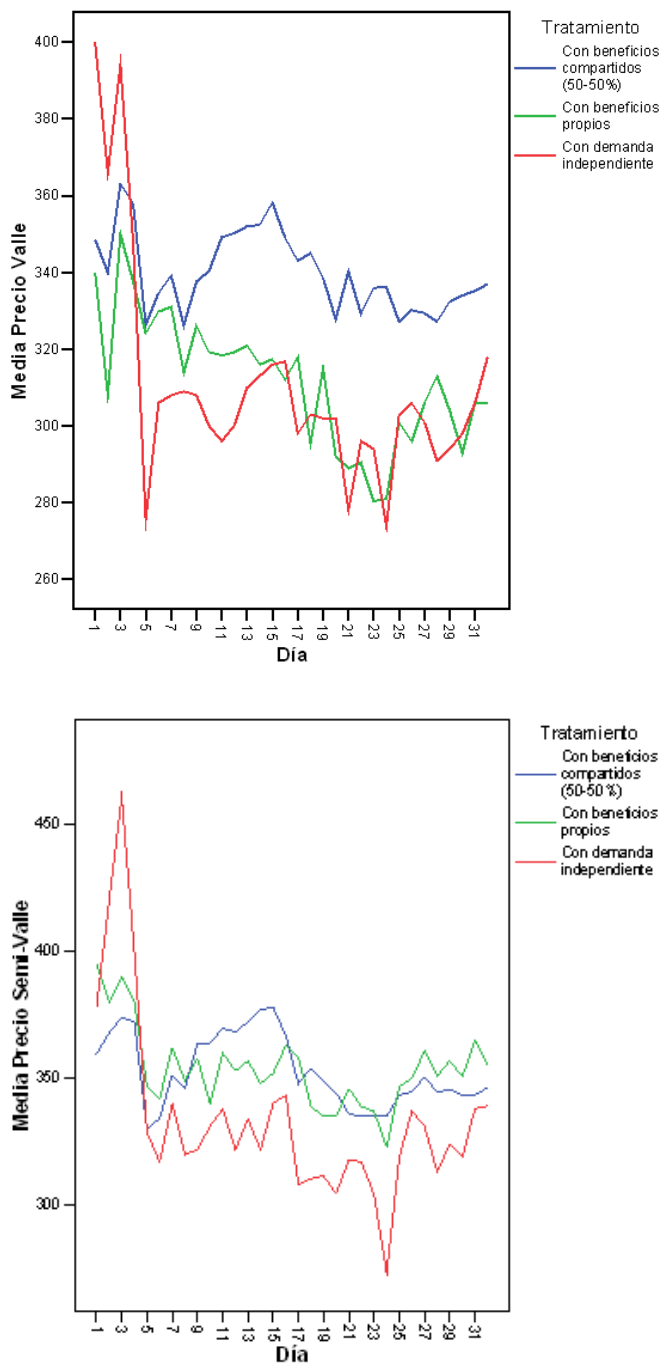
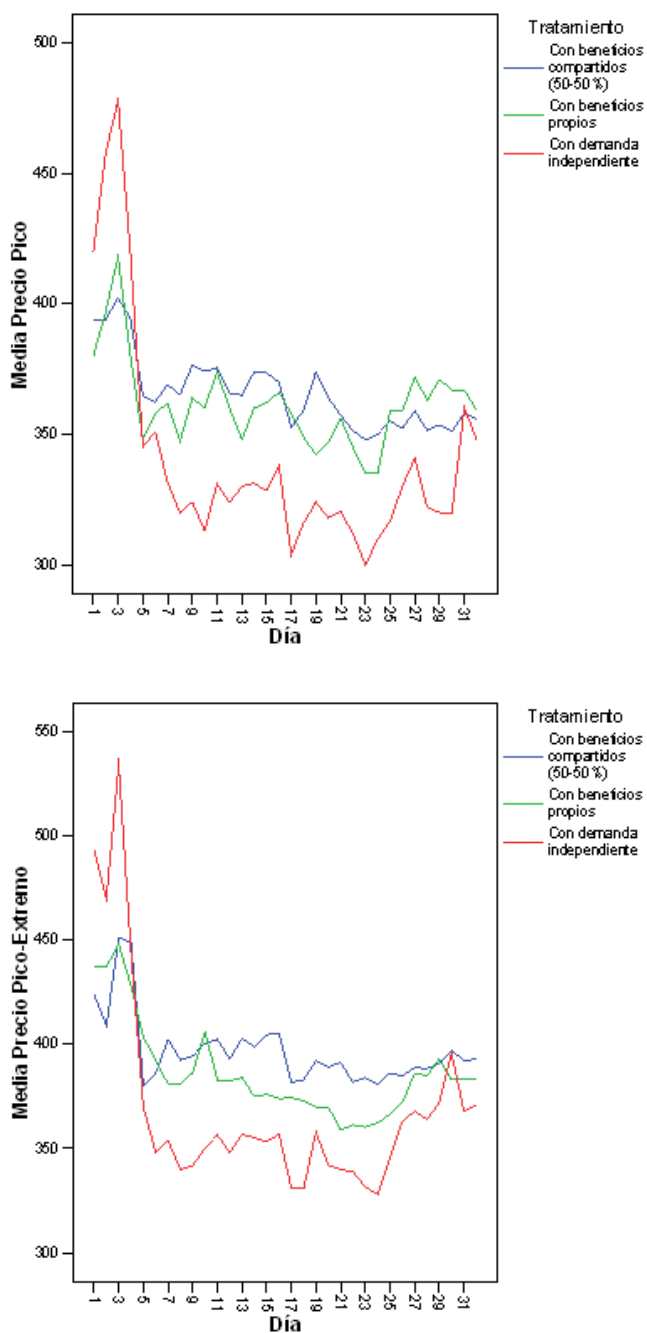


Figura 7-1. Comportamiento de los precios medios en los periodos de demanda valle y semivalle por tratamientos T1, T2 y T3.



**Figura 7-2.** Comportamiento de los precios medios en los periodos de demanda pico y pico extremo por tratamientos T1, T2 y T3.

Los precios, además de ser independientes entre tratamientos y periodos de demanda, sus medias decrecen desde el tratamiento T1: Con beneficios compartidos (50-50%) al tratamiento T2. Con beneficios propios; a su vez las medias de precios decrecen en el tratamiento T3. Con demanda independiente. Esto es observable en el diagrama de caja y bigotes de la Figura 7-3.

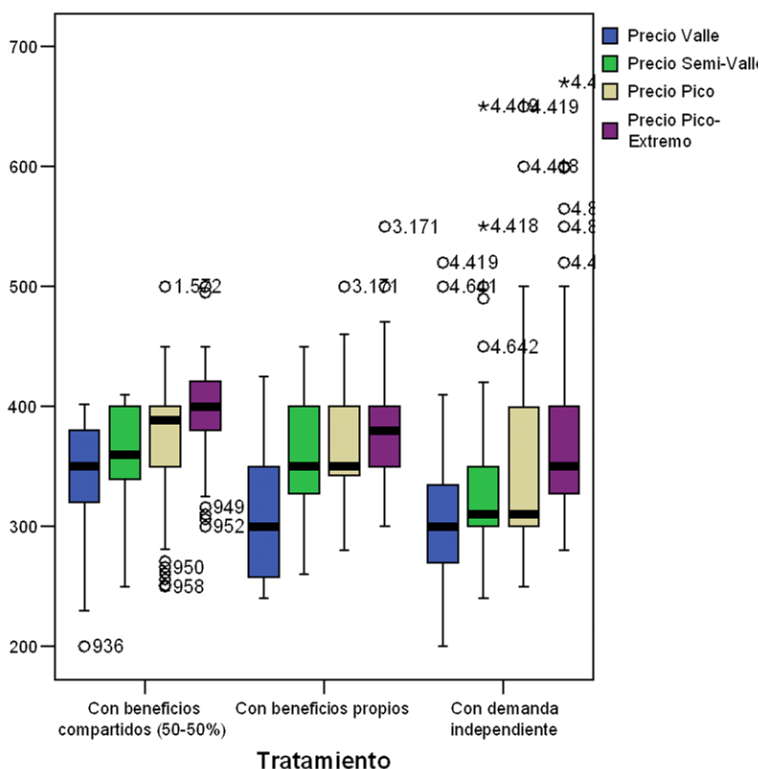


Figura 7-3. Gráfico de caja y bigotes de los precios por tratamiento.

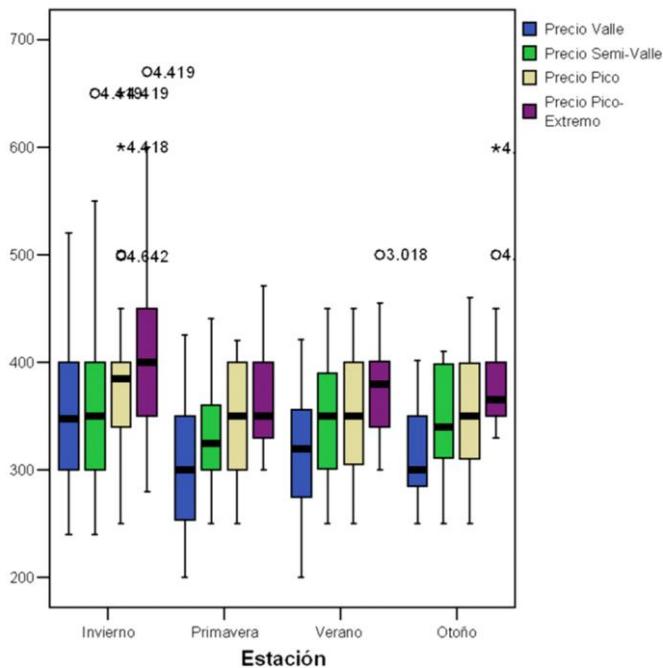
Los resultados de precios del mercado experimental pueden ser interpretados en el contexto de los tratamientos del diseño experimental de la siguiente manera:

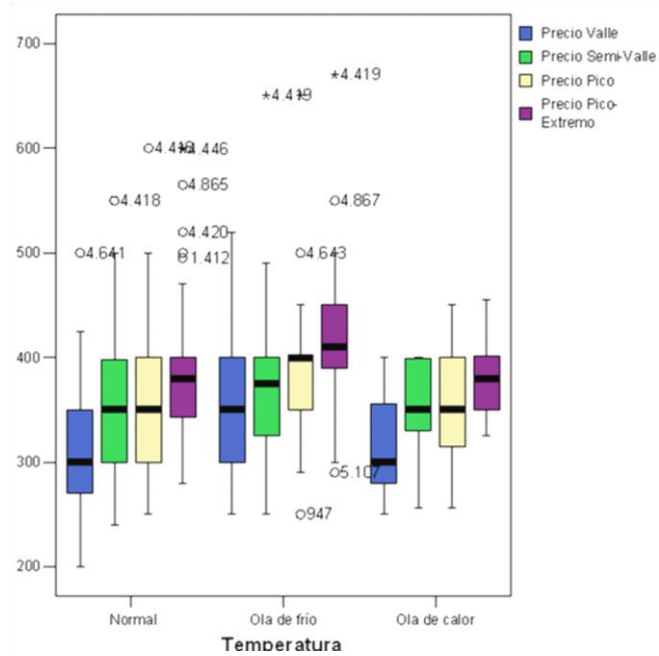
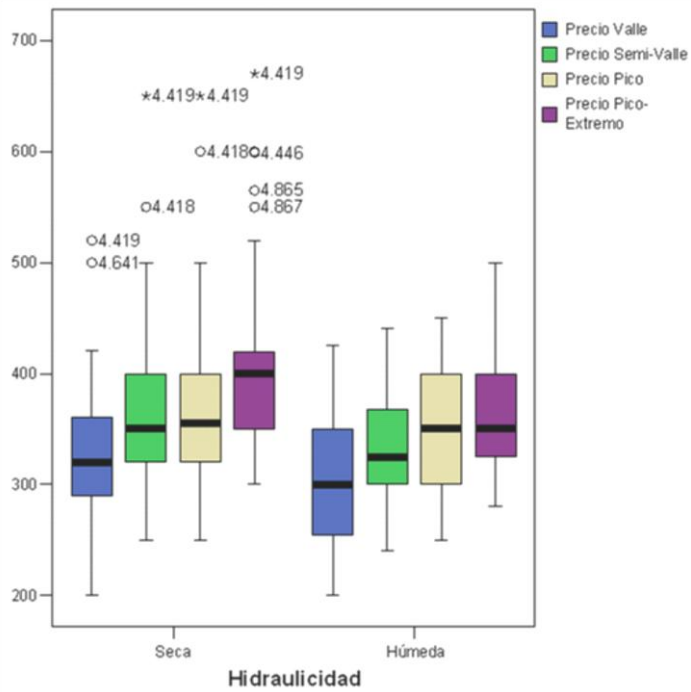
- En el tratamiento T1, Con beneficios compartidos 50-50%, se produce una “internalización” de la externalidad de la integración vertical, donde la presión del antagonismo competitivo entre agentes que representan diferentes lados del mercado, es mitigada por el reconocimiento mutuo

entre empresas del mismo holding que comparten por igual los beneficios que se obtienen a ambos lados del mercado.

- La disminución de la externalidad de la integración vertical tiene un efecto pro-competitivo como lo demuestra la inferioridad de precios del tratamiento T2: Con beneficios propios, respecto al tratamiento T1. En el tratamiento T2, por diseño experimental, se rompen los lazos verticales entre compradores y vendedores
- La introducción de los agregadores independientes en el tratamiento T3, tiene un efecto claramente pro-competitivo, el cual es corroborado por ser el tratamiento de menores precios del experimento.

El diseño del ambiente tecnológico-económico e institucional influye en la formación de precios de la misma manera que es reconocida para el mercado real. Esto es mostrado en los gráficos de caja y bigotes para precios en dependencia de la estacionalidad, hidraulicidad y temperatura en la Figura 7-3:

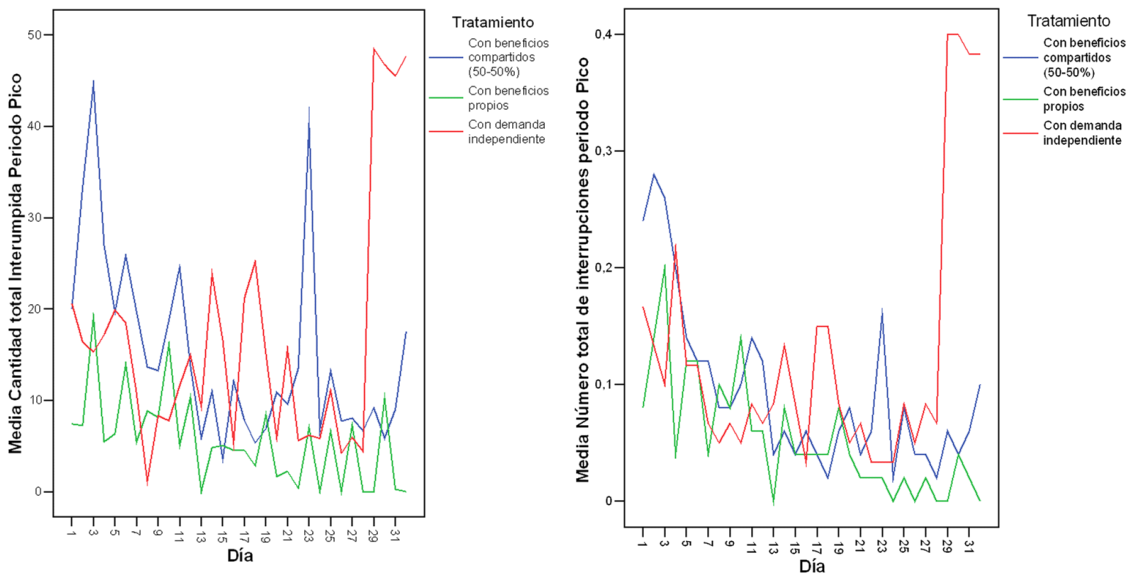




**Figura 7-4.** Gráfico de caja y bigote de los precios del mercado experimental bajo la influencia de la estacionalidad, la hidraulicidad y la temperatura.

### 7.2.2. Interrupciones

Las interrupciones son valoradas a través de las variables Cantidad de energía interrumpida y Número de interrupciones. Los gráficos de medias de las cantidades de energía y Número de interrupciones por tratamiento muestran que ellas poseen un comportamiento diferenciado por tratamiento. En el tratamiento T3, con demanda independiente es ostensible la incidencia de los Agregadores-Comercializadores independientes en la elevación del número de interrupciones y la cantidad de energía interrumpida, como es mostrado en las Figuras 7.5, 7.6 y 7.7.



**Figura 7-5.** Comportamiento promedio de la cantidad de energía interrumpida (GWh) y el número de interrupciones por tratamiento.

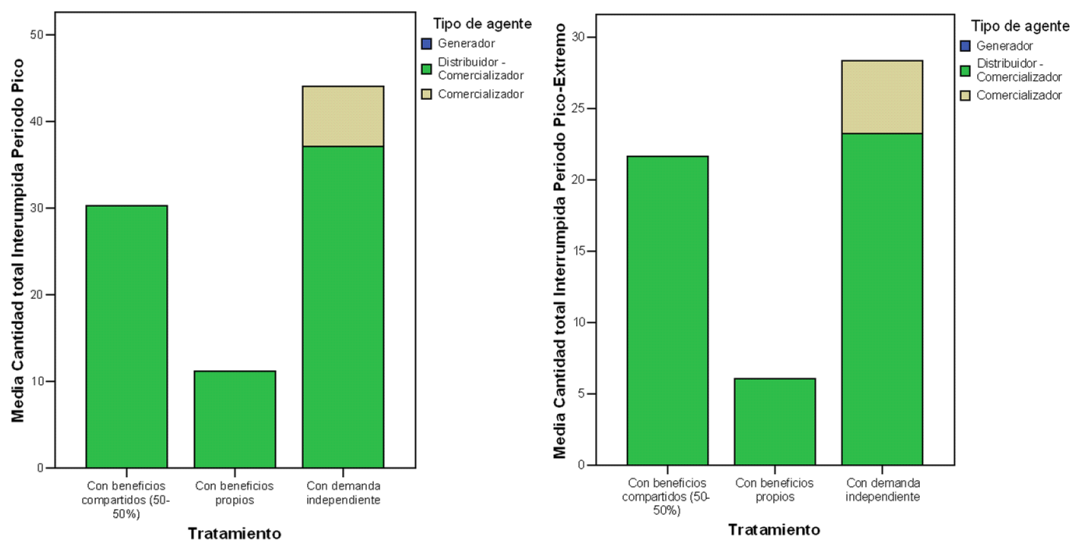


Figura 7-6. Cantidad promedio de energía interrumpida (GWh) por cada tipo de agente, en cada tratamiento para los periodos pico y pico-extremo.

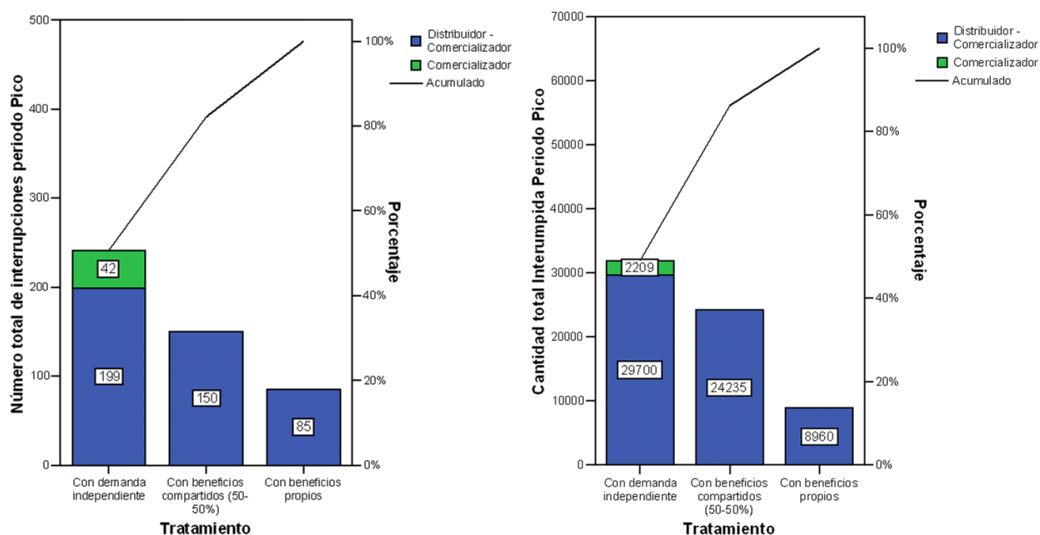


Figura 7-7. Número total de interrupciones y cantidad total de energía interrumpida (kWh) en el periodo pico, durante los tratamientos del experimento.

Los resultados del número de interrupciones y de la energía interrumpida por parte de los agregadores de la demanda, en los periodos pico y pico-extremo del mercado experimental, pueden ser interpretados en el contexto de los tratamientos del diseño experimental de la siguiente manera:

- La presencia de agregadores independientes- comercializador (tratamiento T3) tiene un efecto catalizador sobre las estrategias de los demás distribuidores-comercializadores (no independientes), incrementando significativamente el número de veces que éstos últimos “interrumpen” a pesar de sus lazos verticales con sus respectivos generadores.
- La introducción de dos agregadores independientes-comercializadores en el mercado tiene un mejor efecto que la propia ruptura de los lazos verticales entre generadores y distribuidores-comercializadores.

### **7.3. Discusión de resultados y hallazgos del experimento**

La novedad de este experimento reside en su inspiración en un mercado concreto y las consiguientes condiciones de funcionamiento del mercado eléctrico español. En este sentido, tanto el tratamiento base (T1, inspirado en el *status quo* en el sector español) como las modificaciones estudiadas como formas de mejorar dicho mercado aportan resultados originales respecto a la literatura existente tanto a nivel empírico/experimental como a nivel teórico.

Se orientará la discusión de los resultados de la mano de los siguientes hallazgos:

#### **7.3.1. Hallazgo 1. La existencia de poder de mercado**

*La externalidad de los lazos verticales entre productores y distribuidores de energía genera precios supra competitivos (poder de mercado), en un ambiente regido por la UPDA.*

**Soporte:** En el tratamiento base T1, es preciso mencionar la existencia de lazos “verticales” entre vendedores y compradores. La particularidad de la subasta estudiada en el tratamiento T1, es la de la existencia de beneficios comunes entre pares formados por un distribuidor y un generador de energía. La expectativa teórica sería que la presión competitiva de parte de cada uno de los lados del mercado hacia el otro se ve mitigada por el reconocimiento mutuo entre empresas de un mismo “holding”, a causa de que los beneficios propios dependen positivamente de los beneficios de una empresa al otro lado del mercado. Esta “internalización” de la externalidad vertical existente como factor



intrínseco en todo mercado en el que interactúan compradores y vendedores es un aspecto novel en la literatura económica. Dicha externalidad tiene un efecto claramente pro-competitivo como demuestra la inferioridad de los precios del tratamiento T2 (Ver en la Tabla 7-2 los “p-values” que demuestran la significatividad de diferencias entre tratamientos para las diversas subastas) en el que los lazos verticales están rotos por diseño, asignando a cada empresa su propio beneficio y rompiendo los lazos entre compradores y vendedores. Dicho resultado es claramente novedoso a pesar de su similitud con resultados teóricos sobre monopolios u oligopolios consecutivos en los que aparece el conocido problema de la doble marginalización.

En el contexto experimental, los lazos verticales existen por la distribución equivalente de incentivos entre empresas pertenecientes al mismo “holding”, sin embargo, se puede afirmar que la transmisión de las estrategias (debido a la naturaleza de las subastas con precio uniforme) entre agentes relacionados es más débil, dado que las pujas de cada empresa no tienen efecto inmediato sobre los resultados del socio al otro lado del mercado. Esto es debido a que las estrategias individuales tienen una capacidad limitada para imponer el precio del mercado. Sin embargo, la sensación de altruismo a causa de los beneficios otorgados por alguien, que en teoría tendría intereses opuestos, parece tener un efecto negativo más fuerte sobre la competencia en el mercado. Lo cual quiere decir que los resultados no son producto de una mente individual; sino que son el producto de una especie de mente social compleja. Colusión tácita inconsciente.

### **7.3.2. Hallazgo 2. Mejora gracias a la actividad de agregadores de la demanda**

*La actividad independiente de agregadores de la demanda de energía logra mitigar el poder de mercado de las empresas holding, mediante el uso estratégico de energía interrumpible.*

**Soporte:** Es el tercer tratamiento el que aporta el resultado más novedoso de este estudio. Según este tratamiento, la introducción de agregadores independientes tiene un efecto claramente pro-competitivo. Aunque también este resultado se

puede confundir con la proposición casi trivial de que más empresas significan más competencia, el lector deberá tener en cuenta que la competencia entre compradores puede aumentar el poder de los vendedores, incrementando así el precio de equilibrio. Sin embargo, nuestro mercado es mucho más complejo que los entornos oligopolísticos simples en los que se suele obtener dicho resultado. A diferencia de estos entornos, en el experimento se obtiene que la activa presencia de agregadores independientes tiene un efecto catalizador sobre las estrategias de los demás distribuidores (no independientes), incrementando significativamente el número de veces que éstos últimos “interrumpen” a pesar de sus lazos verticales con sus respectivos generadores.

De hecho, el hallazgo más novedoso de estos experimentos es que la introducción de agregadores independientes con baja cuota de mercado (7%), tiene mejor efecto que la propia ruptura de los lazos entre generadores y distribuidores. Las implicaciones de este resultado para la política económica y la regulación del mercado de energía eléctrica son importantísimas. Se puede pensar, por ejemplo, en lo difícil y costoso (en términos de regulación) que es la verificación de la ruptura de las relaciones que existen entre empresas que durante décadas han estado operando dentro de la misma función objetivo. Incluso si el regulador consigue detectar los síntomas exactos de estos lazos verticales, la imposición de la ruptura y la efectiva desintegración vertical es algo casi imposible de aplicar y vigilar eternamente.

Los resultados experimentales demuestran que la introducción de nuevos agregadores independientes, dotados de recursos de respuesta al precio (interrumpibles), puede aumentar la eficiencia del mercado, incluso por encima de lo que se conseguiría mediante la desintegración vertical. En otras palabras, si el regulador tiene que elegir entre desintegración vertical y la introducción o aumento de los agregadores independientes, la segunda de las dos medidas dominaría la primera, no sólo por su mayor facilidad de aplicación; sino por su mayor eficacia.

### **7.3.3. Hallazgo 3. Validación del prototipo de prueba del mercado español**

*El buen desempeño del prototipo de prueba del mercado español se evidencia a través de la variación de los precios medios en función de las condiciones de escasez/abundancia modeladas en el mercado experimental.*

**Soporte:** Otra contribución de este estudio consiste en el diseño experimental de un mercado concreto, para lo cual se precisó diseñar una herramienta informática que sirviese como prototipo de prueba del mercado experimental y que emulara las condiciones de escasez/abundancia de la manera que ocurrían de forma contextualizada en el mercado real; es decir, en un intervalo de tiempo histórico determinado y con condiciones de causalidad institucional, climáticas y económicas que reprodujeran las circunstancias para la toma de decisiones similares al mercado en foco de estudio. Esta perspectiva permite que los sujetos tomen decisiones similares a los agentes reales del mercado, manifiestas en sus ofertas/pujas de precios en el mercado experimental, además que puedan ser contrastadas con los resultados obtenidos en el mercado real (ver Anexo 5-1).

Por otra parte la validación del prototipo de prueba lleva a pensar que, los sujetos no tuvieron dificultad para asimilar la complejidad del ambiente tecnológico-económico, pues, este estaba basado en la reproducción de patrones vivenciales previamente conocidos por ellos. Aunque tal facultad cognitiva no es controlada por el experimentador, tiene importancia a la hora de estudiar mercados concretos, en los cuales podría incrementarse la complejidad, al relajar las restricciones de aprendizaje en los experimentos mediante la experiencia personal de los sujetos.

## **7.4. Conclusiones**

- La hipótesis experimental fue corroborada; es decir, La actividad independiente de los agregadores de la demanda mitiga el ejercicio de poder de mercado de las empresas integradas verticalmente y que poseen alta concentración de propiedad y gran cuota de mercado, a partir de los siguientes hallazgos del experimento:

- Hallazgo 1. La existencia de poder de mercado: La externalidad de los lazos verticales entre productores y distribuidores de energía genera precios supra competitivos (poder de mercado), en un ambiente regido por la UPDA.
- Hallazgo 2. Mejora gracias a la actividad de agregadores de la demanda: La actividad independiente de agregadores de la demanda de energía logra mitigar el poder de mercado de las empresas holding, mediante el uso estratégico de energía interrumpible.
- El prototipo de prueba experimental del mercado diario de energía español fue validado exitosamente en razón a que se halló que las condiciones del ambiente económico-tecnológico del mercado inciden en la formación de precios de igual manera en que observa para el mercado real, a partir del siguiente hallazgo del experimento:
  - Hallazgo 3. Validación del prototipo de prueba del mercado español: El buen desempeño del prototipo de prueba del mercado español se evidencia a través de la variación de los precios medios en función de las condiciones de escasez/abundancia modeladas en el mercado experimental.

#### **7.4.1. Aportaciones**

Se cumple con el objetivo central de la tesis al demostrar que la participación de la demanda mitiga las imperfecciones de los mercados eléctricos, mejorando su funcionamiento.

El mecanismo como lo logra es de hondo calado, porque tiene repercusiones en el diseño del mercado a través de la irrupción de un agente de mercado que sería el agregador de la demanda.

# Conclusiones generales y futuros trabajos de investigación

## 8.1. Conclusiones Generales

Las conclusiones generales de la tesis se exponen a continuación:

- La participación activa de la demanda en los mercados mayoristas de electricidad logra elevar la eficiencia económica del mercado al mitigar el efecto de sus imperfecciones y fallos en la formación del precio. Esta participación efectuada en cabeza de los agregadores de la demanda posibilita la articulación efectiva de los mercados mayorista y minorista y agrega el valor de la gestión eficiente de los recursos de la demanda, el cual se refleja en los precios mayoristas del mercado. Este resultado es de hondo calado ya que se constituye en un aporte en el diseño de los mercados al introducir un nuevo agente de agregación de valor. Por otra parte, su introducción permitiría la resolución de mayor eficacia al poder de mercado bilateral que se presenta en muchos mercados mayoristas de electricidad del mundo.
- El efecto catalizador de respuesta al precio que producen los agregadores de demanda cuando deciden emplear los recursos interrumpibles en tiempo real se constituye en un efecto novedoso del resultado experimental de la tesis. Este efecto no previsto por el experimentador es prueba de la presencia de una conducta cultural insondable que emerge cuando los humanos interactúan en estos entornos económicos. Además de este efecto, la introducción de cargas interrumpibles en tiempo real y la posibilidad de pujar con sus recursos dentro del mercado, es una novedad para la

reglamentación de la subasta de energía eléctrica. Este resultado no está contemplado en los juicios de la teoría económica estándar.

- El prototipo de prueba experimental permitió el desarrollo del experimento en un mercado eléctrico concreto isomorfo al real que plantea un juego no repetitivo en un ambiente de evolución estocástica. Los sujetos reaccionaron a este ambiente complejo demostrando gran poder de adaptación a las condiciones tiempo-variantes que le imponía el ambiente económico simulado por el prototipo de prueba experimental. Este resultado llena los vacíos que otras metodologías evaluativas de los mercados eléctricos no pueden cumplir.
- La introducción de la nueva metodología para la evaluación de resultados y funcionamiento de los mercados eléctricos reales con miras a su mejoramiento; probada mediante el desarrollo de los experimentos económicos reportados en esta tesis, los cuales se apalancaron en modelos experimentales de conocimiento de los mercados concretos, que posteriormente fundamentaron la construcción de prototipos de prueba experimental del mercado en foco, abre nuevas posibilidades a los programas de investigación de mercados eléctricos en la vía de disponer de la economía experimental como metodología evaluativa pertinente para escrutar el mejoramiento de dichos mercados.
- Este acercamiento metodológico probó que es posible utilizar el método de la economía experimental con ambientes tecnológicos –económicos complejos para el estudio del afinamiento del diseño de mercados eléctricos concretos, a partir del desarrollo de un prototipo del mercado real a estudiar, utilizando el conocimiento previo, culturalmente adquirido del ambiente económico de los sujetos experimentales, como camino de relajación de la exigencia de extenso aprendizaje de los sujetos del experimento.
- El resultado experimental tiene un profundo significado de orden práctico para el mercado Español; pues en primera instancia confirma la presencia de poder de mercado de las compañías holding integradas verticalmente; ahora bien, la introducción de agregadores de la demanda de pequeña cuota

de mercado rinde mejores resultados que los obtenidos mediante la desintegración vertical hoy existente en el mercado. Este resultado de utilidad regulatoria, también abre el camino para el desarrollo de la gestión energética, basada en la flexibilidad y eficiencia del consumo y por ende de impacto ambiental y económico innegable, de cara a las metas de reducción de CO<sub>2</sub> y de consumo de energía en vigor en la UE.

## **8.2. Futuros trabajos de investigación**

Los futuros trabajos de investigación pueden sobrevenir en dos órdenes, no necesariamente separados, el metodológico y el evaluativo de mercados concretos de energía y conexos como los de CO<sub>2</sub> y gas natural.

Desde el punto de vista de la investigación metodológica experimental, en lo atinente al proceso de desarrollo de prototipos experimentales de mercados concretos puede sobrevenir la ampliación de la investigación en la vía de cobertura a otros mercados de similares condicionamientos a los del eléctrico, donde la elaboración de prototipos de prueba sean requisitorios ya sea por las condiciones tecnológicas, topológicas o ambientales pertinentes a la modelación y reproducción experimental.

También la investigación metodológica experimental se puede ampliar para desarrollar las características de modularidad e intercambiabilidad de los prototipos de prueba de manera que se desarrollen plataformas de construcción de prototipos de prueba experimental de mercados eléctricos universales. Esta herramienta sería útil de cara a los intereses de planeación del sector eléctrico bajo ambientes competitivos a niveles regionales o nacionales, o como preparación para la inversión de capital de riesgo de compañías agregadoras que quieran ingresar al mercado mayorista.

La evaluación de la introducción de la participación activa de la demanda en los mercados eléctricos concretos abre enormes posibilidades investigativas y de innovación en campos tan diversos como la seguridad del abastecimiento, en los

mercados complementarios de energía, en los mercados minoristas masivos del futuro, en la integración de mercados energéticos y ambientales. Todo esto puede ser abordado desde diversidad de enfoques como el riesgo, el diseño de instituciones, el cambio tecnológico, etc.

También de los hallazgos del experimento se abre camino la discusión teórica y/o experimental de la ciencia económica a partir de los tres resultados siguientes:

- Resultado 1: La participación activa de agregadores de la demanda con baja cuota de mercado logra mitigar el poder de mercado de agentes con alta cuota de concentración de propiedad y cuota de mercado e integrados verticalmente.
- Resultado 2: El resultado procompetitivo de la introducción de mayor competencia del lado de la demanda (disminución de la concentración) contradice la cláusula “ceteris paribus” de incremento de poder de mercado del lado de la oferta cuando aumenta la competencia del lado de la demanda, en ambientes oligopólicos simples.
- Resultado 3: La condición de compartición de información en los entornos institucionales de la UPDA, entre sujetos de vínculos económicos desintegrados, evidencia comportamientos de colusión tácita entre los agentes.

La disponibilidad del prototipo de prueba experimental para el mercado de producción español facilita el desarrollo de futuros experimentos interdisciplinarios de orden teórico-investigativo, o práctico-innovativo que reúna el interés de diversas comunidades académicas y/o empresariales.



## Referencias bibliográficas

- Abbink, K., Brandts, J., & McDaniel, T. (2003). Asymmetric Demand Information in Uniform and Discriminatory Call Auctions: An Experimental Analysis Motivated by Electricity Markets. *Journal of Regulatory Economics*, 23(2), 125–144.
- Ackermann, T., Andersson, G., & Soder, L. (2001). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3), 195–204.
- Adilov, N., Schuler, R., Schulze, W., & Toomey, D. (2004). The Effect of Customer Participation in Electricity Markets: An Experimental Analysis of Alternative Market Structures. \_Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'04) -(Vol. \_Track 2 \_, p. 20050b). Big Island, Hawaii. Retrieved from [\\_http://csdl.computer.org/comp/proceedings/hicss/2004/2056/02/2056toc.htm](http://csdl.computer.org/comp/proceedings/hicss/2004/2056/02/2056toc.htm); <http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/2003public/>
- Albadi, M. H., & El Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989–1996.
- Alvarez, C., Gabaldon, A., & Molina, A. (2004). Assessment and simulation of the responsive demand potential in end-user facilities: application to a university customer. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 19(2), 1223–1231. doi:10.1109/TPWRS.2007.907530
- Anderson, C. L., & Davison, M. (2008). A Hybrid System-Econometric Model for Electricity Spot Prices: Considering Spike Sensitivity to Forced Outage Distributions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(3), 927–937.
- Angarita, J. L., Usaola, J., & Martínez-Crespo, J. (2009). Combined hydro-wind generation bids in a pool-based electricity market. *Electric Power Systems Research*, 79(7), 1038–1046.
- Asano, H. (2008). Economic Evaluation of Microgrids. *2008 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, VOLS 1-11*, 1313–1318.
- Backerman, S., Denton, M., Rassenti, S., & Smith, V. (1998). *Market power in a deregulated electrical industry: an experimental study*. Retrieved from

- <http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/frame.asp?RNDKey=wkwsjtvjbvwdwibt>; <http://www.econlab.arizona.edu/papers/pdf/>
- Backerman, S., Rassenti, S., & Smith, V. (2000). Efficiency and Income Shares in High-Demand Energy Networks: Who Receives the Congestion Rents when a Line is Constrained? *Pacific Economic Review*, 5(3), 331–347.
- Backerman, S., Rassenti, S., & Smith, V. (2008). Chapter 74 Transmission Constraints, Incentive Auction Rules and Trader Experience in an Electric Power Market. *Handbook of Experimental Economics Results* (Vol. Volume 1, pp. 700–709). Elsevier. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1574072207000741>
- Baumol, W. J., Panzar, J. ., & Willig, R. . (1982). *Contestable Markets and the Theory of Industrial Structure*. New York: Harcourt Brace.
- Bernard, J., Hall, W., Either, R., Mount, T., Schulze, W., Zimmerman, R. D., Gan, D., et al. (1998). Experimental Results for Single Period Auctions ( *Markets for Electric Power: Experimental Results for Alternative Auction Institutions* ) . Thirty-First Annual Hawaii International Conference on System Sciences Kohala Coast, HI (Vol. 3, p. 15). Retrieved from [\\_http://computer.org/proceedings/hicss/8239/8239toc.htm?SMSESSION=NO](http://computer.org/proceedings/hicss/8239/8239toc.htm?SMSESSION=NO)
- Bernard, J., Mount, T., & Schulze, W. (1998). Alternative Auction Institutions for Electric Power Markets. *Agricultural and Resource Economics Review*, 27(2), 125–131.
- Bertoldi, P., & Huld, T. (2006). Tradable certificates for renewable electricity and energy savings. *Energy Policy*, 34(2), 212–222.
- Bertrand, J. (1883). Théorie mathématique de la richesse sociale. *Journal des Savants*, 499–508.
- Borenstein, S. (2003). *Time-Varying Retail Electricity Prices: Theory and Practice*. Retrieved from [\\_http://www.ucei.berkeley.edu/conf2003/order\\_papers2003.html](http://www.ucei.berkeley.edu/conf2003/order_papers2003.html) \_
- Borenstein, S., Jaske, M., & Rosenfeld, A. (2002). *Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets*. San Francisco, CA,: The Energy Foundation. Retrieved from [\\_http://www.ef.org/resources.cfm](http://www.ef.org/resources.cfm); <http://www.ef.org/energyseries.cfm>; <http://www.ucei.berkeley.edu/pubs-csemwp.html>; <http://faculty.haas.berkeley.edu/borenste/>
- Bouffard, F., & Kirschen, D. S. (2008). Centralised and distributed electricity systems. *Energy Policy*, 36(12), 4504–4508.
- Bower, J., Alba, J., & Bunn, D. (2001). Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 25(3-4), 561–592.
- Bower, J., & Bunn, D. W. (2000). Model-based comparisons of pool and bilateral markets for electricity. *Energy Journal*, 21(3), 1–29.
- Brandts, J., Pezanis-Christou, P., & Schram, A. J. (2008). Competition with Forward Contracts: A Laboratory Analysis Motivated by Electricity Market Design. *The Economic Journal*, 118(525), 192–214.

- Buriticá-Arboleda, C. (2004a). Estudio de costes de producción de Energía Eléctrica.
- Buriticá-Arboleda, C. (2004b). Evolución de las variables del mercado español.
- C.N.E. Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas\_ (2001). Retrieved from [\\_http://www.cne.es/estructura.html](http://www.cne.es/estructura.html)
- C.N.E. (2004). *El consumo eléctrico en el mercado peninsular en los años 1998- 2003*. C.N.E. Retrieved from [\\_http://www.cne.es/estructura.html](http://www.cne.es/estructura.html)
- Chamberlin, E. (1965). *The Theory of Monopolistic Competition*. Cambridge MA.
- Chapman, D., Vossler, C. A., Mount, T. D., Barboni, V., Thomas, R. J., & Zimmerman, R. D. (2004). Market efficiency, competition, and communication in electric power markets: experimental results. *Ecological Economics*, 48(3), 317–327.
- Chen, H., & Wang, X. (2007). Strategic Behavior and Equilibrium in Experimental Oligopolistic Electricity Markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(4), 1707–1716.
- Cournot, A. (1838). *Recherches sur les Principes Mathématiques de la Théorie des Richesses*. Researches into the Mathematical Principles of the Theory of Wealth. Nueva York: Macmillan, 1897.
- Cox, D. R., & Reid, N. S. (2000). *The theory of the design of experiments*. Monographs on statistics and applied probability (1st ed.). United States of America: Chapman & Hall/CRC.
- Denton, M., Rassenti, S., & Smith, V. (2001). Spot market mechanism design and competitiveness issues in electric power. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 44(4), 435–453.
- Denton, M., Rassenti, S., Smith, V., & Backerman, S. (2001). Market power in a deregulated electrical industry. *Decision Support Systems*, 30(3), 357–381.
- Dosi, G. (1988). The nature of the innovative process. *Technical Change and Economic Theory* (pp. 221–239). London: Pinter Pub Ltd.
- EPRI. (2003). *Electricity Sector Framework for the Future*. EPRI. Retrieved from <http://www.epri.com>
- Ethier, R., Zimmerman, R. D., Mount, T., Schulze, W., & Thomas, R. (1997). Auction Design for Competitive Electricity Markets. 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences ( HICSS-34). Maui, Hawaii: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Retrieved from <http://computer.org/proceedings/hicss/0981/volume%202/09812031abs.htm;http://www.pserc.wisc.edu/>
- Ethier, R., Zimmerman, R., Mount, T., Schulze, W., & Thomas, R. (1999). A uniform price auction with locational price adjustments for competitive electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 21(2), 103–110.
- Faruqui, A. (2002). *Creating Value Through Dynamic Pricing in Mass Markets*. Retrieved from [\\_http://www.peaklma.com/i4a/pages/index.cfm?pageid=143](http://www.peaklma.com/i4a/pages/index.cfm?pageid=143)
- Faruqui, A., Chao, H. P., Niemeyer, V., Platt, J., & Stahlkopf, K. (2001). Analyzing California's power crisis. *Energy Journal*, 22(4), 29–52.

- Garcia-Bertrand, R., Conejo, A., & Gabriel, S. (2005). Multi-Period Near-Equilibrium in a Pool-Based Electricity Market Including On/Off Decisions. *Networks and Spatial Economics*, 5(4), 371–393.
- Green, R. (2003a). Failing electricity markets: should we shoot the pools? *Utilities Policy*, 11(3), 155–167. doi:10.1016/S0957-1787(03)00045-6
- Green, R. (2003b). Electricity Markets: Challenges for Economic Research. Research Symposium on European Electricity Markets. September 26, 2003, The Hague. Retrieved from <http://www.electricitymarkets.info/symp03/index.html>
- Hahn, R. W., & Van Boening, M. V. (1990). An Experimental Examination of Spot Markets for Electricity. *The Economic Journal*, 100(403), 1073–1094.
- Haoyong Chen. (2007). Experimental analysis of uniform price and PAB auctions in electricity markets. *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International* (pp. 24–29). Presented at the Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International.
- Hawkes, A. D., & Leach, M. A. (2009). Modelling high level system design and unit commitment for a microgrid. *Applied Energy*, 86(7-8), 1253–1265.
- Hayek, F. (1984a). The Use of Knowledge in Society. *The Essence of Hayek* (p. 211–224). Chicago: Reprinted from the American Economic Review, 1945; Hoover Institution Press.
- Hayek, F. (1984b). Competition as a Discovery Procedure. *The Essence of Hayek* (pp. 254–265). Chicago: 1978; Hoover Institution Press.
- Hirst, E. (2001). *The California Electricity Crisis - Lessons for other states*. Edison Electric Institute. Retrieved from <http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/frame.asp?RNDKey=wkwsjtvjbvdwibt>
- Hume, D. (1748). *A Treatise of Human Nature*. BOOK OF MORALS (etext library.). Adelaide University. Retrieved from <http://ebooks.adelaide.edu.au/h/hume/david/h92t/>
- Humphrey, M., & Wenstein, J. (2009). Field Experiments and the Political Economy of Development. *Annual Review of Political Science*, 12, 367–378. doi:10.1146/annurev.polisci.12.060107.155922
- Hunt, S., & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and choice in Electricity* (Vol. 1). Chichester, England: John Wiley & Sons Ltd.
- Hyungna Oh, & Mount, T. (2005). Testing the Effects of Holding Forward Contracts On the Behavior of Suppliers in an Electricity Auction. *System Sciences, 2005. HICSS '05. Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on* (p. 61a). Presented at the System Sciences, 2005. HICSS '05. Proceedings of the 38th Annual Hawaii International Conference on. doi:10.1109/HICSS.2005.583
- IEA. (2002). *Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets*. International Energy Agency Demand-Side Management Programme. Retrieved from [\\_http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=43](http://www.iea.org/dbtw-wpd/bookshop/add.aspx?id=43)

- Johnson, R. B., Oren, S. S., & Svoboda, A. J. (1997). Equity and efficiency of unit commitment in competitive electricity markets. *Utilities Policy*, 6(1), 9–19.
- Jones, M. (2003). *Demand Response in Liberalised Electricity Markets*. Retrieved from <http://www.peaklma.com/i4a/pages/index.cfm?pageid=1>
- Joskow, P., Tirole, J., & Centre for Economic Policy Research. (1998). *Transmission rights and market power on electrical power networks I: financial rights*. Discussion paper series; no 2093. Centre for Economic Policy Research. Retrieved from [http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof\\_id=pjoskow&type=paper](http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow&type=paper)
- Jullien, C., Khalfallah, M. H., Pignon, V., Robin, S., & Staropoli, C. (2009). An experimental study of investment incentives mechanisms in the electricity industry (Revised April 2009). *Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European* (pp. 1–7). Presented at the Energy Market, 2009. EEM 2009. 6th International Conference on the European. doi:10.1109/EEM.2009.5207222
- Karakatsani, N. V. (2008). Intra-day and regime-switching dynamics in electricity price formation. *Energy Economics*, 30(4), 1776–1797.
- Kiesling, L., & Wilson, B. J. (2007). An experimental analysis of the effects of automated mitigation procedures on investment and prices in wholesale electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, 31(3), 313–334.
- Kuhn, K. U., & Machado, M. (2004). Bilateral Market Power and Vertical Integration in the Spanish Electricity Spot Market. *SSRN eLibrary*. Retrieved from <http://ssrn.com/paper=608249>
- Kunz, F., Leuthold, F., Bautngartner, M., Seeliger, C., & Stolze, L. (2008). Applying experiments to auctions in electricity markets. *Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European* (pp. 1–5). Presented at the Electricity Market, 2008. EEM 2008. 5th International Conference on European. doi:10.1109/EEM.2008.4579083
- Lakatos, I. (1982). *Escritos Filosóficos. I. La metodología de los programas de Investigación Científica*. Madrid: Alianza Editorial.
- Levy, R., Abbott, R., & Hadden, S. (2002). *New Principles for Demand Response Planning* (No. 1006015). Palo Alto: EPRI. Retrieved from [http://www.epri.com/OrderableItemDesc.asp?product\\_id=00000000001006015](http://www.epri.com/OrderableItemDesc.asp?product_id=00000000001006015)
- Manson, E. S. (1939). Price and production policies of large scales enterprises. *American Economic Review*, 29, 61–74.
- McAfee, P., & McMillan, J. (1987). Auctions and Bidding. *Journal of Economic Literature*, XXV(2), 699–738.
- McCabe, K. A., Rassenti, S. J., & Smith, V. L. (1991). Smart Computer-Assisted Markets. *Science*, 254(5031), 534–538.
- McCabe, K., Rassenti, S., & Smith, V. (1989). Designing “smart” computer-assisted markets: An experimental auction for gas networks. *European Journal of Political Economy*, 5(2-3), 259–283.

- McCabe, K., Rassenti, S., & Smith, V. (1991). *The Double Auction Market Institutions, Theories, and Evidence*. Santa Fe Institute: Addison-Wesley.
- Metaxoglou, K. (2007). Efficiency of the California electricity reserves market. *Journal of Applied Econometrics*, 22(6), 1127–1144.
- Miller, R. M. (1996). Smart market mechanisms: From practice to theory. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 20(6-7), 967–978.
- MINECO. (2002). *Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. Retrieved from <http://www.mineco.es/energia/>
- MINECO. (2003, May 27). Registro Administrativo de Productores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados. MINECO. Retrieved from <http://www.mineco.es/energia/>
- Ministro de Industria, T. y C. Por la que se revisan las tarifas electricas apartir del 1 de octubre de 2007. , Orden ITC (2007).
- Moffatt Associates. (2009). *Analysis of EU wholesale electricity and gas markets* . Retrieved from <http://www.enerclub.es/es/frontReportAction.do?action=viewCategory&id=41&publicationID=1000051442>
- Mount, T. D. (2001). Market power and price volatility in restructured markets for electricity. *Decision Support Systems*, 30(3), 311–325.
- Mount, T., Schulze, W., Thomas, R. J., & Zimmerman, R. (2001). *Testing the Performance of Uniform Price and Discriminative Auctions* ( No. 01-18). Power Systems Engineering Research Center (PSERC). Retrieved from <http://www.pserc.wisc.edu/>
- Murphy, J. J., Dinar, A., Howitt, R. E., Rassenti, S. J., & Smith, V. L. (2000). The Design of ‘Smart’ Water Market Institutions Using Laboratory Experiments. *Environmental and Resource Economics*, 17(4), 375–394.
- Negrponte, N. (1995). *Being Digital*. New York: Alfred A. Knopf.
- Newbery, D. M. (1997a). Privatisation and liberalisation of network utilities. *European Economic Review*, 41(3-5), 357–383.
- Newbery, D. M. (1997b). Pool Reform and Competition in Electricity. presented at the IES\LBS \_Lectures on Regulation Series VII . Retrieved from [\\_http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/output-download.htm](http://www.econ.cam.ac.uk/dae/people/newbery/output-download.htm)
- Olson, M. A., Rassenti, S. J., Smith, V. L., Rigdon, M. L., & Ziegler, M. (1999). Market Design and Motivated Human Trading Behavior in Electricity Markets. \_Thirty-Second Annual Hawaii International Conference on System Sciences Maui, Hawaii (Vol. 3, p. 3022). Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Retrieved from [\\_http://computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/0001toc.htm](http://computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/0001toc.htm); [http://www.ergo.ee.unsw.edu.au/EgyMktWkshp/EgyMktWkshp\\_workshop\\_presentations.htm](http://www.ergo.ee.unsw.edu.au/EgyMktWkshp/EgyMktWkshp_workshop_presentations.htm) \_
- Olson, M. A., Rassenti, S., & Smith, V. L. (2008). Energy, Reserve and Adjustment Market Behavior With Industry Network, Demand and Generator Parameters

- (Vol. Volume 1, pp. 681–699). Elsevier. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/B7P5N-4SYS65G-30/2/0580e1688b6ccd653d5bcc06fe442928>
- Olson, M., Rassenti, S., Rigdon, M., & Smith, V. (2003). Market design and human trading behavior in electricity markets. *IEEE Transactions*, 35(9), 833–849.
- OMEL. (2002). *OMEL y el Mercado de Electricidad 2002*. OMEL. Retrieved from <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>
- OMEL. (2004). *Evolución del mercado de producción energía eléctrica* ( No. Informe mensual. Enero 2004). OMEL. Retrieved from <http://www.omel.es/frames/es/index.jsp>
- Perez-Arriaga, I. ., & Meseguer, C. (1997). Wholesale marginal prices in competitive generation markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 12(2), 710–717.
- Plott, C. R., & Smith, V. L. (Eds.). (2008). *Handbook of Experimental Economics Results* (Vol. Volume 1). Elsevier. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1574072207001291>
- Porter, D., Rassenti, S., & Smith, V. L. (2003, March 1). Combinatorial Auction Design. Retrieved from <http://www.ices-gmu.org/people.php/79154.html?menuid=>
- Rassenti, S. (1981). *O-1 Decision Problems with Multiple Resource Constrains: Algorithms and Applications*. University of Arizona.
- Rassenti, S. J., Smith, V. L., & Wilson, B. J. (2001). *Demand Side Bidding Will Reduce the Level and Volatility of Electricity Prices*. Retrieved from <http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/frame.asp?RNDKey=wkwsjtvjbvdwibt>
- Rassenti, S., & Smith, V. (1986). *Electric Utility Deregulation. In Pricing Electric Gas and Telecommunication Services*. The Institute for the Study of Regulatory.
- Rassenti, S., & Smith, V. (2008). Chapter 72 Electric Power Market Design Issues and Laboratory Experiments. *Handbook of Experimental Economics Results* (Vol. Volume 1, pp. 676–680). Elsevier. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1574072207000728>
- Rassenti, S., Smith, V., & Bulfin, R. (1982). A Combinatorial Auction Mechanism for Airport Time Slot Allocation. *Bell Journal of Economics Autumn*.
- Rassenti, S., Smith, V. L., & Wilson, B. J. (2001). The California Crisis. Turning Off the Lights. Regulation fall. Retrieved from <http://www.ices-gmu.org/people.php/79151.html?menuid=>
- Rassenti, S., Smith, V. L., & Wilson, B. J. (2002). Using Experiments to Inform the Privatization/Deregulation Movement in Electricity. *Cato Journal*, 21(3), 515.
- Rassenti, S., Smith, V. L., & Wilson, B. J. (2003a). Discriminatory price auctions in electricity markets: Low volatility at the expense of high price levels. *Journal of Regulatory Economics*, 23(2), 109–123.
- Rassenti, S., Smith, V., & Wilson, B. (2000). *Market power in electricity network*. Retrieved from <http://dsm.iea.org/NewDSM/Prog/Library/frame.asp?RNDKey=wkwsjtvjbvdwibt>

- Rassenti, S., Smith, V., & Wilson, B. J. (2003b). Controlling market power and price spikes in electricity networks: Demand-side bidding. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 100(5), 2998–3003.
- Rassenti, Stephen, & Smith, V. L. (1998). Deregulating electric power: market design issues and experiments. *International Series in Operations Research & Management Science*, Vol. 13 (Vol. 13). Boston Mass: Kluwer Academic.
- REE. (1998). *Proyecto INDEL - Atlas de la demanda eléctrica española* (p. 163). Madrid: Red Eléctrica S.A. Retrieved from [http://www.ree.es/sistema\\_electrico/pdf/indel/Atlas\\_INDEL\\_REE.pdf](http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/indel/Atlas_INDEL_REE.pdf)
- REE. (2003). *El Sistema Eléctrico Español. Informe Diciembre 2003*. [http://www.ree.es/apps/index\\_dinamico.asp?menu=/cap07/menu\\_sis.htm&principal=/cap07/s12.htm](http://www.ree.es/apps/index_dinamico.asp?menu=/cap07/menu_sis.htm&principal=/cap07/s12.htm): Red Eléctrica S.A. Retrieved from [\\_http://www.ree.es/apps/index\\_dinamico.asp?menu=/cap07/menu\\_sis.htm&principal=/cap07/s12.htm\\_](http://www.ree.es/apps/index_dinamico.asp?menu=/cap07/menu_sis.htm&principal=/cap07/s12.htm)
- REE-MINECO. (2004). *Boletín estadístico de energía eléctrica 2004*. REE. Retrieved from [\\_http://www.ree.es/sistema/estadistico/index.html](http://www.ree.es/sistema/estadistico/index.html)
- Robinson, S. (1933). *The Economics of Imperfect Competition*. London.
- Roth, A. E. (2002). The Economist as Engineer: Game Theory, Experimentation, and Computation as Tools for Design Economics. *Econometrica*, 70(4), 1341–1378.
- Roth, A. E. (2009). The early history of experimental economics. *Journal of the History of Economic Thought*, 15(02), 184–209.
- Rudkevich, A. (2005). On the supply function equilibrium and its applications in electricity markets. *Decision Support Systems*, 40(3-4), 409–425.
- Rudkevich, A., Duckworth, M., & Rosen, R. (1998). Modeling electricity pricing in a deregulated generation industry: The potential for oligopoly pricing in a poolco. *Energy Journal*, 19(3), 19–48.
- Ruscalleda, S. (2003). *Liberalización del Mercado Minorista de Electricidad: Elegibilidad del consumidor*. C.N.E. Retrieved from <http://www.cne.es/publicaciones.html>
- Schuler, R. (1999). Analytic and Experimentally-Derived Estimates of Market Power in Deregulated Electricity Systems: Policy Implications for the Management and Institutional Evolution of the Industry. Thirty-Second Annual Hawaii International Conference on System Sciences Maui, Hawaii (Vol. 3, p. 3020). Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Retrieved from <http://computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/00013020abs.htm>
- Schuler, R. (2005). *Structuring Electricity Markets for Demand Responsiveness: Experiments on Efficiency and Operational Consequences\_ \_* ( No. 04-33). Power Systems Engineering Research Center (PSERC)\_ \_ . Retrieved from [\\_http://www.pserc.wisc.edu/;\\_](http://www.pserc.wisc.edu/;_)
- Shubik, M. (1959). *Strategy and Market Structure*. London: Wiley.



- Sioshansi, R. (2008). Economic Consequences of Alternative Solution Methods for Centralized Unit Commitment in Day-Ahead Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2), 344–352.
- Smith, V. L. (1991). *Papers in Experimental Economics. (Collected works)*. New York: Cambridge University Press.
- Smith, V. L. (1996). Regulatory reform in the electric power industry. *Regulation*, 19(1), 33–46.
- Smith, V. L. (2001). Markets, Institutions and Experiments. *Encyclopedia of Cognitive Science*. Retrieved from <http://www.ices-gmu.org/people.php/79151.html?menuid=>
- Smith, V. L. (2002a). *What is Experimental Economics?* <http://www.ices-gmu.org/article.php/368.html>. Retrieved from <http://www.ices-gmu.org/>
- Smith, V. L. (2002b). Method in Experiment: Rhetoric and Reality. *Experimental Economics*, 5(2), 91–110.
- Smith, V., Rassenti, S., & Wilson, B. (2001). California: Energy Crisis or Market Design Crisis? Retrieved from <http://www.ices-gmu.org/people.php/79151.html?menuid=>
- Steinberger, J. K., van Niel, J., & Bourg, D. (2009). Profiting from negawatts: Reducing absolute consumption and emissions through a performance-based energy economy. *Energy Policy*, 37(1), 361–370.
- Stoft, S. (2002). *Power System Economics* (Vol. 1ra). U.S.: John Wiley & Sons.
- Subrahmanian, E., & Talukdar, S. N. (2004). Engineering of markets and artifacts. *Electronic Commerce Research and Applications*, 3(4), 369–380.
- Thomas, R. (2002). Testing the Effects of Price Responsive Demand on Pay-as-Offered and Soft-Cap Electricity Auctions. 35th Annual Hawaii International Conference on System Sciences (HICSS'02) (Vol. 2, p. 54). Big Island, Hawaii. Retrieved from <http://doi.ieeecomputersociety.org/10.1109/HICSS.2002.993958>
- Thomas, Robert, Mount, T., Zimmerman, R., & Murillo-Sanchez, C. (2001, October 5). A Comparison of the Results of Three Auction Experiments. Retrieved from <http://www.pserc.wisc.edu/>
- Thurstone, L. L. (1931). The Indifference Function. *Journal of Social Psychology*, 2, 139–167. doi:10.1080/00224545.1931.9918964
- Toulmin, S. (2003). *Regreso a la razón. El debate entre la racionalidad y la experiencia y la práctica personales en el mundo contemporáneo*. Barcelona: Ediciones Peninsula.
- UNESA. (2003a). *La electricidad en España. 313 preguntas y respuestas*. UNESA. Retrieved from <http://www.unesa.es/index.htm>
- UNESA. (2003b). *Producción en las centrales nucleares 1999 - 2002*. UNESA. Retrieved from <http://www.unesa.es/index.htm>
- US DOE. (2006, February). Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving them, Report to the United States Congress.

- <http://eetd.lbl.gov/EA/emp/reports/congress-1252d.pdf>. Retrieved from <http://eetd.lbl.gov>.
- Vazquez, C., Rivier, M., & Perez-Arriaga, I. (1999). Revisión de los modelos de casación para mercados eléctricos. 6tas Jornadas Luso españolas de Ingeniería Eléctrica (Vol. 3, p. 47). [http://www.cne.es/pdf/DT004\\_99.pdf](http://www.cne.es/pdf/DT004_99.pdf). Retrieved from [http://www.cne.es/pdf/DT004\\_99.pdf](http://www.cne.es/pdf/DT004_99.pdf)
- Ventosa, M., Baíllo, J. L., Ramos, A., & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy*, 33(7), 897–913.
- Vickrey, W. (1961). Counterspeculation, Auctions and Competitive Sealed Tenders. *Journal of Finance*. Retrieved from [\\_E:\Economía\ .pdf \\_](#)
- Vogstad, K. (2005). Combining System Dynamics and Experimental Economics to Analyse the Design of Tradable Green Certificates (p. 58a).
- Vogstad, Klaus, & Arango, S. (2006). *Experimental economics for electricity market design*. Oslo. Retrieved from <http://folk.ntnu.no/klausv/>
- Von Neumann, J., & Morgenstern, O. (1944). *The Theory of Games and Economic Behaviour*. Princeton: University Press.
- Vossler, C. A., Mount, T. D., Thomas, R. J., & Zimmerman, R. D. (2009). An experimental investigation of soft price caps in uniform price auction markets for wholesale electricity. *Journal of Regulatory Economics*, 36(1), 44–59.
- Willems, B., Rumiantseva, I., & Weigt, H. (2009). Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us? *Energy Economics*, 31(1), 38–47.
- Williamson, D. V., Jullien, C., Kiesling, L. L., & Staropoli, C. (2006). Investment Incentives and Market Power: An Experimental Analysis. *SSRN eLibrary*. Retrieved from <http://ssrn.com/paper=892598>
- Wilson, R. (1999, June 17). Market Architecture. Retrieved from <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/>; <http://gobi.stanford.edu/facultybios/bio.asp?ID=167>
- Wilson, R. (2002). Architecture of power markets. *Econometrica*, 70(4), 1299–1340.
- Zimmerman, Ray D, Bernard, J. C., Thomas, R. J., & Schulze, W. (1999). Energy Auctions and Market Power: An Experimental Examination 17. Thirty-Second Annual Hawaii International Conference on System Sciences Maui, Hawaii (p. 3034). Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.. Retrieved from <http://computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/0001toc.htm>; <http://www.pserc.wisc.edu/>
- Zimmerman, R.D., & Thomas, R. J. (2004). PowerWeb: a tool for evaluating economic and reliability impacts of electric power market designs (pp. 1562–1567).
- Zimmerman, R.D., Thomas, R. J., Gan, D. Q., & Murillo-Sanchez, C. (1999). A web-based platform for experimental investigation of electric power auctions. *Decision Support Systems*, 24(3-4), 193–205.
- Zimmerman, Ray D, Thomas, R., Gan, D., & Murillo-Sanchez, C. (1998). An Internet-Based Platform for Testing Generation Scheduling Auctions. Thirty-First Annual Hawaii International Conference on System Sciences (Vol. 3, p. 138 ). Kohala Coast, HI IEEE. Retrieved from <http://computer.org/proceedings/hicss/8239/82390138abs.htm>;

## **Anexos**



## ANEXO 2-1

## Descripción del funcionamiento de las subastas

- **Subasta ascendente o inglesa.** La característica que la define, es el hecho de que el precio se va incrementando sucesivamente, hasta que queda un único comprador; al cual, a la postre, es a quien se le adjudica el bien al precio final. Los sistemas, mediante los cuales, los precios se van incrementando pueden ser diferentes. Quizá, el más conocido es aquel en el que los propios postores van “cantando” (proclamando) sus pujas, (bien oralmente; o bien, a través de un mensaje en un mecanismo electrónico). Los compradores pueden presentar cuantas pujas deseen; siempre y cuando, cumplan con la condición de superar a la puja más alta en vigor; como fue mostrado en el ejemplo ilustrativo de modelación de institución anteriormente expuesto.

Normalmente, cuando los teóricos de subastas analizan el tipo de subasta, usualmente llamada “electrónica”, implícita o explícitamente, se están refiriendo a una variante de la subasta ascendente, en la que el precio es continuamente elevado (bien por el vendedor o de una manera automatizada); y los compradores se van retirando sucesivamente, cuando el precio alcanza niveles que no están dispuestos a pagar (una vez que alguien se retira no se permite que se vuelva a incorporar). Cuando un comprador se retira, el resto de candidatos observa el precio al que se ha producido su salida, y el proceso continúa hasta que permanezca activo un único comprador; a quien se le adjudica el bien, al precio en que abandonó el último candidato. Este procedimiento, en ocasiones, se pone en práctica utilizando un mecanismo electrónico; el cual, va marcando el precio actual;

mientras, que cada comprador dispone de un pulsador; el cual utilizará, cuando desee abandonar. A esta variante de la subasta inglesa, a veces se le denomina subasta japonesa. En cualquier caso, una característica básica de la subasta inglesa, consiste en que los potenciales compradores, siempre conocen el nivel actual de la puja máxima.

- **Subasta holandesa o subasta descendente.** Es el mecanismo inverso al anterior. En este caso, el subastador comienza con un precio muy alto, el cual va disminuyendo sucesivamente, hasta que algún comprador lo acepta. Este tipo de subastas, menos conocida que la anterior, recibe su nombre en virtud a ser el mecanismo, utilizado tradicionalmente, para la venta de flores en Holanda.
- **Subasta con sobre cerrado al primer precio.** Los potenciales compradores presentan las pujas en sobre cerrado, el bien se adjudica al mejor postor y el precio coincide con la mayor puja. En este tipo de subastas destacan dos características, las cuales difieren con lo que ocurre en la subasta inglesa: en el momento de presentar sus pujas los potenciales compradores no conocen cuales son las pujas de los demás; y cada comprador, sólo puede presentar una única puja (es decir, no existen rondas adicionales de mejora).
- **Subasta con sobre cerrado al segundo precio (o subasta de Vickrey).** Esta subasta es igual a la anterior; pero, con la diferencia de que el precio a pagar, no es la puja del ganador; sino, que es igual a la segunda puja más alta presentada. De esta manera, el precio es independiente de la puja presentada por el ganador. Esto conlleva, a que en el momento de preparación de la puja, el comprador es consciente de que, en caso de ganar, no va a influir en el precio.

Estas cuatro formas básicas de subastas admiten muchas variantes. Así, por ejemplo, se puede incluir un precio mínimo que podría ser hecho público o no; se pueden imponer tasas por el derecho a pujar; el tiempo límite para presentar las pujas podría ser fijo, ó, se puede prorrogar, en un intervalo determinado, después de presentada la última puja; los pagos se pueden correlacionar no sólo

con la pujas; sino, con alguna variable, cuya realización se conocerá solo con carácter “ex-post” (por ejemplo, con los beneficios obtenidos en el caso de subastar un monopolio; o, con el mineral extraído, en el caso de subastar el derecho de una explotación minera). En las subastas inglesas se puede establecer un incremento mínimo sobre la puja más alta existente.

También, se pueden subastar múltiples unidades; las cuales, en algunas ocasiones, constituyen partes de un mismo bien (como por ejemplo las acciones de una empresa); y en otras, son bienes independientes que pueden ser homogéneos o no. En realidad, las subastas que dan nombre a la subasta holandesa son de este tipo, ya que se intenta adjudicar múltiples lotes de flores. En el caso de la energía eléctrica, considerada como un bien homogéneo, cada MWh de una transacción en subasta horaria se puede considerar como una unidad.

La llamada subasta discriminatoria (en ocasiones se le denomina americana) es una subasta de múltiples unidades (N unidades), equivalente a la subasta al primer precio; ya que, las N unidades se adjudican a las pujas más altas por esas N unidades y cada uno paga un precio igual a su puja. Esta subasta da el principio básico de la contratación bilateral del mercado eléctrico inglés NETA.

Por otra parte, las subastas con precio uniforme (o competitivas), son equivalentes a las subastas al segundo precio ya que se adjudican a las pujas más altas; pero, todos pagan el mismo precio; el cual coincide, con la puja más alta de las rechazadas. En ocasiones, el precio de adjudicación, en lugar de ser igual a la puja más alta entre las rechazadas, es igual a la puja más baja entre las aceptadas. Aunque, también se le suele denominar de la misma manera, esta última variante ya no es equivalente desde el punto de vista estratégico a las subastas al segundo precio. Esto se debe a que, en este caso, cuando los compradores presentan sus pujas, conocen que existe una probabilidad positiva, de que en caso de entrar entre los ganadores, su puja sea la que determine el precio.

En las subastas con múltiples unidades (o lotes), surgen posibles variaciones referentes a las subastas básicas; diferentes a las que ocurren para el caso de las subastas de un único objeto. Así, es necesario determinar la forma en que se asignan las acciones (bienes) en relación con el adquirente marginal en caso de empate, si se permite presentar ofertas sin precio y, en el caso de respuesta afirmativa, a qué precio se entiende que se han presentado (podría ser al precio marginal, al precio medio – ponderado o no- de las ofertas aceptadas, al precio mayor, etc.); también, es necesario decidir si se realiza una única subasta, en la que se adjudiquen todas las unidades, ó, si se realizan varias subastas sucesivas o simultaneas, etc.

En los mercados minoristas de electricidad usualmente se ha utilizado una institución que no tiene las características de subasta, se trata de la institución de “Precio fijo” (Posted offer), la cual es también de amplia utilización en el mercado minorista de bienes de consumo (tiendas de electrodomésticos, ropa ó alimentación). Aquí, el cliente camina en la tienda y observa un menú de tómelo-o-déjelo, con etiquetas de precio para cada artículo ofrecido en venta. La tradición del precio fijo, tómelo -o-déjelo, en la venta minorista moderna, data desde las innovaciones del almacenamiento masivo de los departamentos de venta minorista de F. W. Woolworth y R. H. Macey, ocurridas en la última mitad del siglo XIX; la cual, desplazó a la venta en tienda de mercancía general operada por su dueño, caracterizada por el "regateo" (quizá un rudimento de la subasta doble) sobre los precios de venta.

Los mercados de precio fijo no siguen bien los cambios en la demanda. A diferencia de la subasta doble, tales mercados dependen altamente de fuentes de información por fuera del mercado, relacionadas con los cambios en el ambiente.

Por su parte, en las subastas dobles varios vendedores y varios compradores presentan pujas simultáneamente. Las subastas dobles se pueden considerar como una representación estilizada de mercados organizados (tales como los mercados de valores y numerosos mercados de bienes). Este tipo de subastas es el más utilizado en los mercados mayoristas de electricidad, por tal razón se



estudiarán, más adelante, con mayor detenimiento. Existen varios tipos de subasta doble:

- **La Institución de la Subasta Doble continua.** Esta institución comercial, usada dentro de los mundos financieros, de materias primas y mercados de valores, es una generalización en términos bilaterales y de múltiples unidades de la subasta de puja ascendente para artículos únicos. Los compradores someten pujas para comprar, mientras que los vendedores someten ofertas o piden para vender, en medio de una estructura rica en reglas que definen la prioridad basada el precio, la cantidad y el tiempo de llegada.

Se describirá una versión simple utilizada en un experimento descrito en (V. L. Smith, 2001); en el cual, los sujetos negocian unidades singulares secuencialmente. Cada puja (oferta ó petición)<sup>25</sup> se entiende como la representación de una orden de compra (venta) para una sola unidad. En el mismo momento de la primera puja puesta, la cual es incorporada por un sujeto comprador, es exhibida en todas las pantallas de los monitores. Cualquier puja nueva es admitida, solamente si especifica un precio más elevado que el de la puja puesta, y así sucesivamente en secuencia tal como entren las pujas nuevas. Simultáneamente, los vendedores están en libertad de someter sus peticiones. Cuando hay una petición puesta, cualquier nueva sumisión de oferta, debe especificar un precio más bajo. Tan pronto como se produzcan una puja y una petición de precio, ocurre una proclama (canto) de puja/petición (bid/ask), decimos se puja por \$4, y se pide \$5. En consecuencia, bajo las reglas de exposición de la proclama de puja/petición (bid/ask), solamente se puede angostar la diferencia, si llegan nuevas órdenes para que sean exhibidas. Sin embargo; detrás de una proclama de la posición de puja/petición existe una cola electrónica. Así, si un precio de puja es menor que el precio de puja puesto, entonces este es colocado en una cola de la puja; si un precio pedido es mayor que la petición puesta, entonces este es colocado en una cola de peticiones

---

<sup>25</sup> Los compradores pujan y los vendedores ofertan ó piden.

(ofertas). Las pujas en esta cola son ordenadas desde el valor más alto al valor más bajo y las peticiones desde el valor más bajo al más alto. Consecuentemente, la mayor puja puesta y la menor petición puesta se exhiben públicamente; mientras que la cola de las pujas menores a la mayor, y las peticiones mayores que la menor petición no son exhibidas, como se muestra a continuación:

<b>Cola de la Puja</b>	<b>Cola de la Petición</b>
	\$8
	\$7
	\$6 cola no exhibida por encima de la línea
<hr/>	
	\$5 la menor petición puesta
<u>\$4</u>	la mayor puja puesta
\$3	cola no exhibida por debajo de la línea
\$1	

Entonces, la proclama de puja/petición es de 4 a 5. Una nueva petición debe ser menos de \$5 para que se exhiba; de otra manera, entra en la cola. Similarmente, una nueva puja debe exceder a \$4 para que sea exhibida, si no se coloca en la cola de la puja. En la versión de subasta de "libro abierto" estas colas son exhibidas para que todos los participantes las vean.

La regla contractual es simple: cualquiera de los compradores acepta el precio de la petición puesta, o un vendedor acepta la puja puesta. Después de cada aceptación, la subasta termina y la computadora espera el sometimiento de nuevas pujas y peticiones, de la misma forma que fue descrita anteriormente. Se observa que el lenguaje del mercado es pujas, peticiones y aceptación de puja o petición. Estos son los únicos cuatro mensajes que pueden ser sometidos por cualquier agente, sujeto a este sistema comercial, y las reglas de filtrado anteriormente expuestas, son aplicadas a los mensajes tan pronto llegan.

Dentro de las propiedades reconocidas de la subasta doble, es destacable su capacidad de rápida adaptación; ya que, la información del ambiente económico es llevada continuamente por los agentes, en el momento de someter sus pujas y peticiones. Pero, entonces ¿Cuál es la razón, para que la popularidad de la tasación de la precio fijo sea tan extensa? La respuesta es que la tasación de precio fijo, posee ventajas compensatorias frente a la subasta doble, cuando esta comparación es efectuada en términos de las características del intercambio; de tales características cualitativas, no dan cuenta las mediciones tradicionales de eficiencia del desempeño del mercado.

Así, los mercados de precio fijo no requieren de una continua participación activa por parte de los agentes formadores del precio. Pues, se fija el precio una sola vez, para cada período de negociación (por ejemplo estación). Por lo tanto, en los mercados de precio fijo se evita el esfuerzo de transacción (negociación), requerido por los agentes cuando negocian en la subasta doble. En los mercados de precio fijo, las mercancías son vendidas por vendedores, que no tienen la necesidad de aprender las habilidades de negociación, ó, no necesitan ser motivados para actuar de conformidad al interés económico de sus superiores ó de los propietarios de los bienes. La eficiencia distributiva de la comercialización minorista masiva, tiende a compensar cualquier ineficiencia de la tasación administrada centralizadamente. Tales ineficiencias de tasación, dan lugar a una institución añadida a la tasación de precio fijo: la conocida venta de liquidación (clearance sale) mensual o estacional; en la cual, el establecimiento corrige sus equivocaciones en la tasación, despejando su inventario no vendido a precios de descuento. Sin embargo, en el mercado de energía eléctrica minorista que utiliza la tasación de precio fijo no puede utilizar este tipo de corrección debido a sus restricciones físicas (no es un stock almacenable).

Con respecto a las propiedades de mitigación del fenómeno de la subrevelación; se puede afirmar, que la subasta doble es una institución, en cuyas formas de conducta, se presentan las soluciones de aproximación práctica al problema de la estrategia-prueba en ambientes económicos con información dispersa. Además de este tipo de subastas, existen dos tipos de subastas de precio uniforme, con las cuales los experimentalistas han trabajado y, que indican poseer propiedades conducentes a la mitigación de la subrevelación, similares a la subasta doble;

estas son: la subasta de precio uniforme con puja-oferta sellada y la subasta doble de precio uniforme (UPDA, Uniform Price Double Auction).

La Institución bilateral de Puja –Oferta Sellada es utilizada comúnmente por las bolsas de acciones, para abrir la negociación de cada acción listada cada mañana. El propósito de esta subasta es el de aclarar la acumulación nocturna de las órdenes de compra y de venta en un solo precio. Con ello resumen la subasta doble continua secuencial que se ha negociado durante el día. Las pujas son ordenadas desde la mayor a la menor; mientras que, las ofertas (peticiones) de la menor a la mayor; de esta manera en la intersección se determina el precio uniforme de aclaración y el volumen del intercambio. Este mecanismo de puja-oferta sellada, a veces es llamado como el mecanismo de la Casa de Aclaración (Clearing House mechanism).

Estudios experimentales muestran que la eficiencia de la institución es muy pobre en los períodos iniciales, y se da una lenta convergencia del proceso de la puja/peticiones a ciegas, en un ambiente estacionario de la oferta y de la demanda. Esta institución propicia que los sujetos anden a tientas alrededor del equilibrio, y apunten con su conducta a un equilibrio de estrategia-prueba, a través de un uso profuso de la subrevelación. Sin embargo, a pesar de la subrevelación, esta institución produce menos dispersión de pujas/peticiones del equilibrio competitivo.

Estos resultados experimentales reflejan que la condición teórica de “que cada agente tiene una estrategia dominante para revelar la verdadera disposición-a-pagar, o la disposición-a-aceptar para todas las unidades, y para las unidades no ajustadas cerca del margen, de manera que halle un equilibrio de estrategia-prueba” es muy fuerte. Los resultados de subastas bilaterales a ciegas, sin embargo, también muestran que hay un coste para el logro de un equilibrio de la estrategia-prueba: las subastas bilaterales a ciegas convergen más lentamente al equilibrio competitivo que las subastas dobles continuas, y sobre la convergencia, pueden no ser eficientes.

**ANEXO 3-1**

## **La eficiencia económica del precio Tiempo-Variante en el mercado eléctrico**

La demanda precio-responsiva puede afectar el coste total de la electricidad y, especialmente, la asignación del coste entre los clientes y los productores desregularizados. En consecuencia es menester estudiar el impacto económico de trasladarse a un sistema en qué los precios reflejan con mayor exactitud el equilibrio de oferta/demanda.

Para simplificar el problema, se asumirá que existen solamente dos niveles de demanda, pico y valle, según se muestra en la Figura A3.1; además, que todos los productores tienen el mismo coste de producción hasta su capacidad nominal, y que no haya productor capaz de ejercer poder de mercado. Se iniciará ilustrando la manera cómo este mercado funcionaría si surgieran precios diferentes para los periodos donde existe demanda pico y valle.

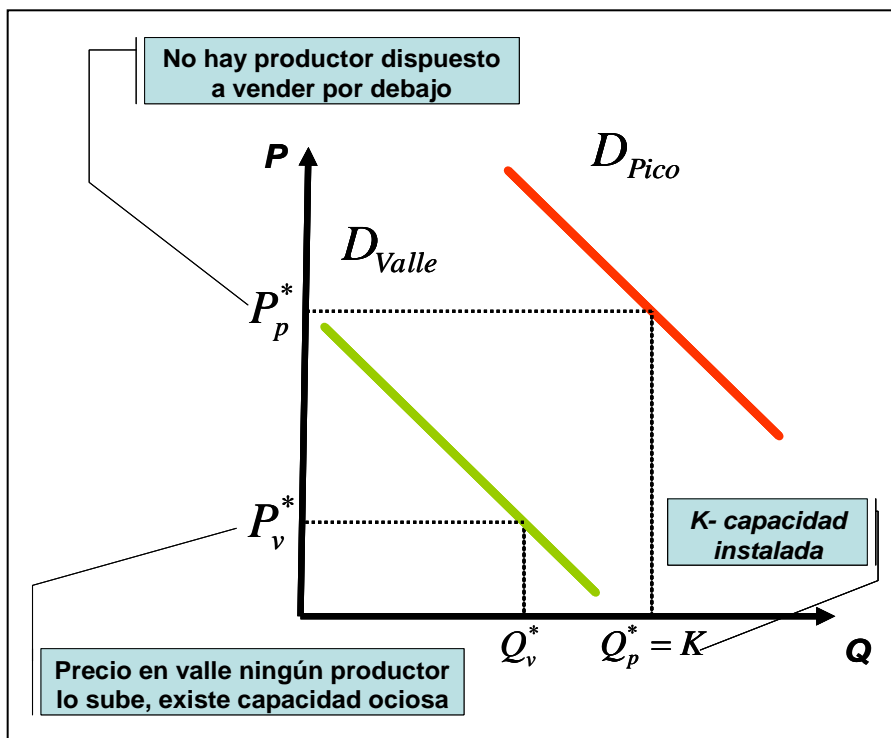
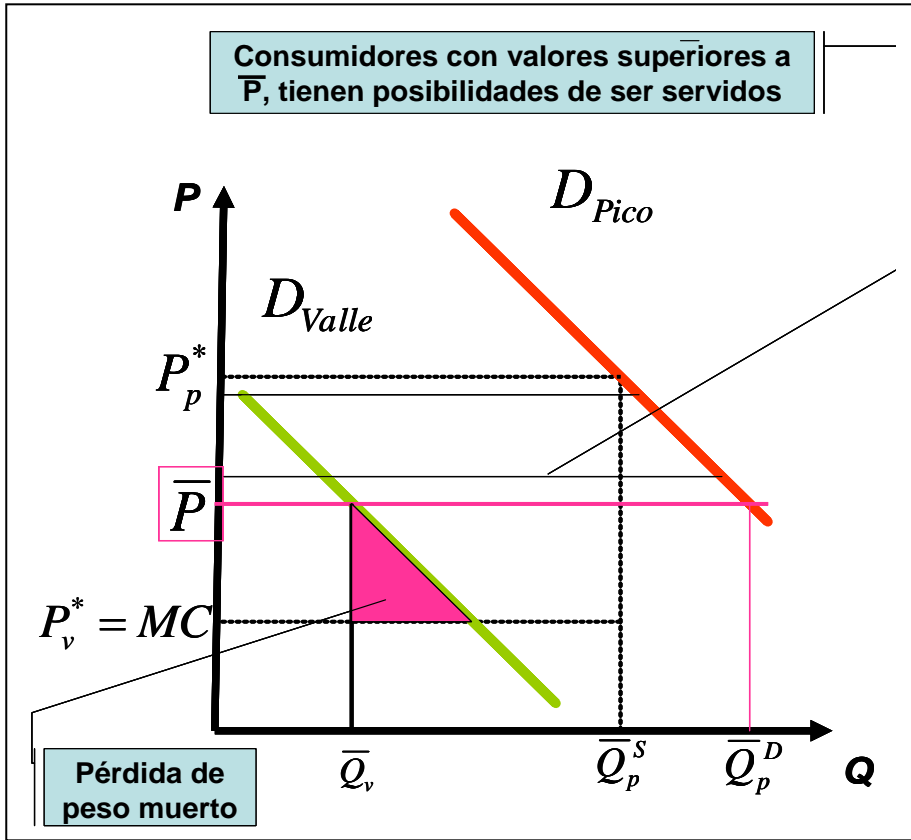


Figura A3-1. Precios para periodos de demanda valle  $D_{valle}$  y de demanda pico  $D_{pico}$

Si el mercado es competitivo y la capacidad instalada es  $K$ , es evidente observar que los precios en el mercado serían  $P_p^*$  y  $P_v^*$ . Si cualquier productor intenta poner un precio por arriba de  $P_v^*$  durante el valle; no podrá vender su energía, puesto que hay capacidad ociosa que espera para entrar, si el precio está por encima del coste marginal de los productores. Durante los periodos picos, no hay productor dispuesto a vender en un precio por debajo de  $P_p^*$ , en razón a que  $P_p^*$  es el precio de aclaración del mercado; es decir, no existe capacidad ociosa; cualquier productor puede vender toda su producción a ese precio; en consecuencia, el productor no tendrá ningún incentivo para cobrar menos. Si cualquier productor intenta cobrar más que  $P_p^*$ , encontrará que sus ventas de la unidad declinarán, y no podrá ganar lo suficiente de la energía que venda, de manera que justifique vender una cantidad menor a su capacidad total, como

podría hacerlo al precio  $P_p^*$ . Esto se desprende de la asunción de que ninguna firma puede ejercer poder de mercado provechosamente.

Ahora se considerará el resultado; cuyo planteamiento de partida consiste en que las firmas ponen el mismo precio para las demandas de los periodos pico y valle, debido a restricciones tecnológicas o legales; como ocurre bajo la institución de precio fijo. Si las firmas no ganaran ni perdieran con esta inmovilidad, el precio  $\bar{P}$  se situará en alguna parte intermedia entre los precios pico y valle, estudiados en el caso anterior, como se ilustra en la Figura A3-2. Esto subirá el precio para la demanda valle, y alentará el consumo ineficiente en el valle; ya que, el precio excederá el coste de producción marginal verdadero. En estas condiciones, no ocurrirá ningún consumo que produzca un mayor valor que el coste de producción incremental. Esto es ilustrado por el área sombreada de la "pérdida de peso muerto".



**Figura A3-2.** Precio fijo  $\bar{P}$  para periodos de demanda valle  $D_{valle}$  y de demanda pico  $D_{pico}$

Una restricción de precio fijo dará lugar a un precio para la demanda pico, que estará por debajo de  $P_p^*$ . Esto aumentará la cantidad total demandada por encima de la capacidad actual del mercado. La capacidad adicional inexistente causará una escasez en el mercado; la cual, requerirá de racionamiento; ya sea, utilizando incentivos económicos; ú, otro tipo de medida alternativa. Omitiendo, por el momento, la alternativa de interrupción por apagón, el racionamiento obliga a la entrega energía a un mayor valor que el precio  $\bar{P}$ . Un uso con un valor un poco por encima de  $\bar{P}$  tiene igual probabilidad de recibir energía como un uso con un valor mucho más alto.

En la operación de los mercados reales de energía, por supuesto, no está permitido causar apagones para el exceso de demanda de las horas picos. En su



lugar, se amplía la capacidad para cubrir la alta demanda que resulte en las horas picos. La pregunta es entonces, si éste es un buen uso de los recursos. La respuesta es casi ciertamente no, como se explica en la sub-sección siguiente.

### A.3.1.1. Inversión Eficiente en Capacidad

En la Figura A3-3 se ilustra la inversión en la capacidad con precios Tiempo-Variantes. Está claro que en esta situación la capacidad adicional no tiene ningún valor para el período valle. El consumo en el valle, no utiliza toda la capacidad actualmente disponible. La capacidad adicional en los periodos pico, tendrá valor, si el valor marginal de la energía a los clientes, es mayor que el coste marginal que tendrá que ser absorbido, después de que sea construida una unidad adicional de capacidad. Para ser exacto, el valor de una unidad adicional de capacidad es

$$P_p^* - MC,$$

lo que es  $\lambda_p$  en la ilustración.

$\lambda_p$  es el valor sombra de la capacidad marginal del período-pico en el nivel actual,  $K$ .

El valor sombra de la capacidad marginal del valle es  $\lambda_v = 0$ .

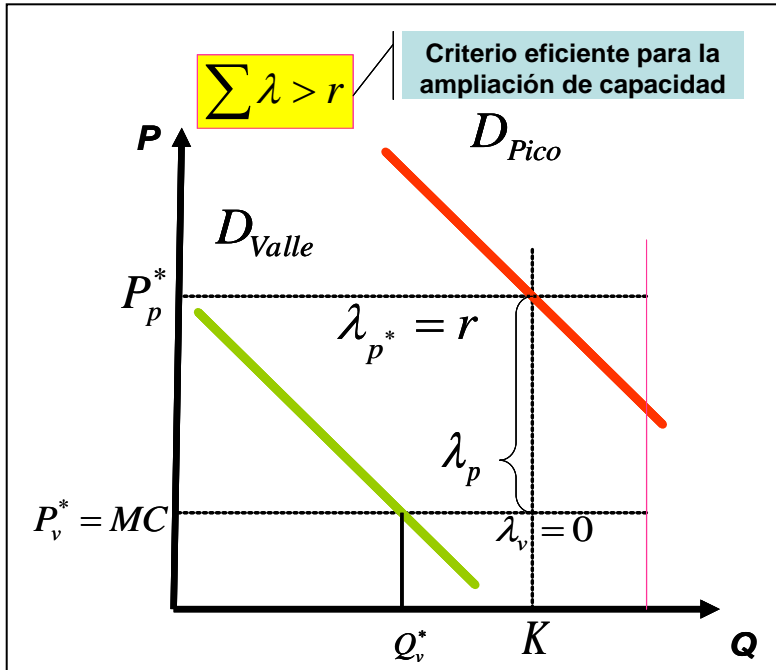


Figura A3-3. Criterio eficiente de ampliación de la capacidad bajo precios tiempo-variantes.

Si se asume que la capacidad puede ser ajustada a través de incrementos muy pequeños, este ajuste costará la suma del coste diario<sup>26</sup> de una unidad adicional de capacidad, de los costes fijos de operación y mantenimiento más los costes de depreciación y de oportunidad de inversión de capitales; es decir, el interés inevitable de las bases utilizadas para esta inversión. Llamaremos a este el coste fijo total de capacidad  $r$  por unidad de la capacidad por día. La decisión de ampliación de criterio la capacidad será eficiente, siempre y cuando se cumpla que  $\sum \lambda > r$  y se declinará la decisión de ampliación de la capacidad en el punto en que  $\sum \lambda = r$ . En otras palabras, la inversión social óptima en capacidad, ocurre en el punto que la suma de los valores sombra de la capacidad es igual, justamente, al coste de capacidad. Observe que se toma la suma de las

<sup>26</sup> donde un día incluye un pico y un período valle.

$\lambda$ 's porque el funcionamiento en el pico y en el valle no son usos comparables de la misma capacidad.

Afortunadamente también, éste es el criterio que determinará el nivel de competitividad de la ampliación de la capacidad, pues el valor que cada dueño de la capacidad, tomador de precio, recibirá, estará por encima de sus gastos de explotación en períodos pico  $\lambda_p$  y en períodos valle  $\lambda_v$ . Así, una firma tendrá incentivos para ampliar la capacidad; siempre y cuando, la suma de  $\lambda$ 's sea mayor que el coste de ampliar capacidad. Este criterio será universal, tanto para la generación centralizada (lado oferta), como para la distribuida (lado demanda).

Ahora, se retomará el tema de la inversión en capacidad, bajo el sistema de la venta minorista de precio-fijo. Ante el precio  $\bar{P}$ , la demanda valle estará bastante por debajo de la capacidad instalada; así que, el valor sombra de la capacidad para la demanda remanente del valle es cero. En vía de satisfacer la demanda pico ante  $\bar{P}$ , se ha construido una capacidad adicional,  $\Delta K$ . Sin embargo, no es eficiente la construcción de esa capacidad; pues, el valor neto de la energía adicional producido por la capacidad, es menor que el coste de la capacidad. Es decir, la construcción del suplemento  $\Delta K$  de capacidad crea una pérdida de peso-muerto igual al triángulo sombreado en la Figura A3-4; ya que, el valor neto de esta capacidad adicional es menor que el coste de llevar a cabo la construcción de dicha capacidad; el cual es  $r \times \Delta K$ .

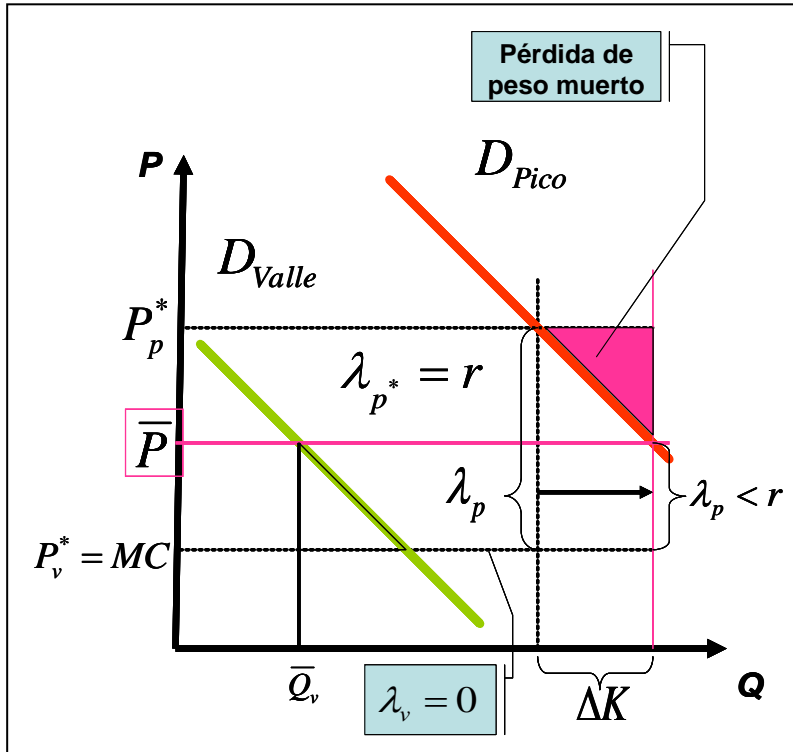


Figura A3-4. Ampliación de la capacidad bajo precio-fijo  $\bar{P}$ .

En los mercados eléctricos reales, donde no se utilizan tasaciones tiempo variantes, se debe construir capacidad en exceso, para servir a la demanda pico; así entonces, surge una ineficiencia de capacidad sub-utilizada en el mercado. El valor que los clientes están dispuestos a pagar para obtener esta capacidad, no es lo suficientemente grande, que logre justificar la inversión de capitales. Con la implementación de tasación Tiempo-Variante de la electricidad, este exceso de capacidad no será necesario; ya que, los precios punta de las horas picos animarán a los clientes a consumir menos en esas horas, cambiando de posición, del pico al valle, al consumo, ó, simplemente reduciendo el consumo en las horas picos.

### A.3.1.2. Los Precios Tiempo-Variantes y el poder de mercado

En el análisis anterior, solamente se ha considerado el caso de un mercado mayorista competitivo de electricidad. Sin embargo, la ventaja de instituir

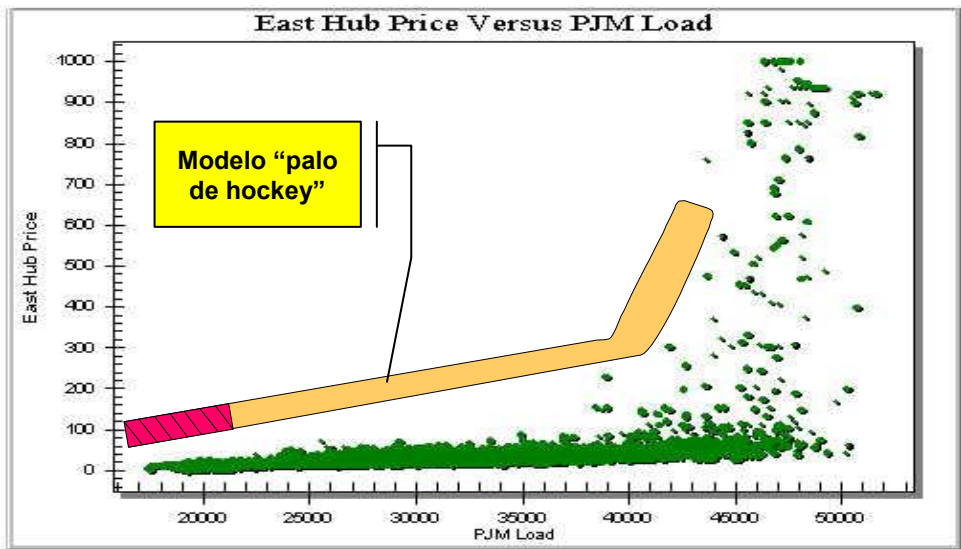
precios Tiempo-Variantes, cuando los productores pueden ejercer poder de mercado, es mucho mayor. En cualquier mercado, un vendedor o un grupo de vendedores ejercen poder de mercado, subiendo el precio por encima del nivel competitivo; y así, reducen las cantidades vendidas por debajo del nivel competitivo. La atracción financiera de esta acción, se origina por la compensación que causan los ingresos por las ventas, a precios más elevados, comparados con las pérdidas, debido al crecimiento del precio y a la disminución de la cantidad vendida por la firma. Está claro que la rentabilidad de ejercer poder de mercado, es mayor si la acción de subir los precios tiene reducido impacto en el nivel de las ventas (baja elasticidad al precio).

Cuando el precio minorista de la electricidad no varía en el tiempo, el vendedor mayorista está tentado a ejercer poder de mercado, ya que, el aumento de los precios mayoristas no tendrán ningún impacto en las ventas a corto plazo, puesto que los clientes del uso final no ven ningún cambio en el precio (minorista) al que se enfrentan. Esto hace mucho más provechoso para el vendedor mayorista, el ejercicio del poder de mercado. Con los precios Tiempo-Variantes, que reflejen los cambios en el precio mayorista, una tentativa de subir los precios mayoristas afectará a los precios minoristas y reducirá así, la cantidad de energía que demandan los clientes. Esta respuesta de los clientes, reduce el beneficio de subir los precios mayoristas y, así, desalienta el ejercicio del poder de mercado (además, se aumenta la elasticidad al precio de la demanda).

Para ejemplarizar el planteamiento anterior de forma concreta, consideraremos un día caluroso del verano, cuando el sistema es tensionado, cercanamente, a su límite, y preguntémosnos: ¿Cuáles podrían ser los incentivos de un vendedor mayorista del mercado que posee el 5% de la capacidad del sistema? En tal día, el vendedor mayorista sabe que si retira el 1% de la capacidad del sistema de producción, tendrá un efecto significativo en el precio mayorista. Sin embargo, si el precio minorista también aumentara, cuando se incrementa el precio mayorista, los clientes tendrían una señal para disminuir el uso. La reducción resultante en la demanda, significaría que el retiro de la capacidad de producción tendrá menos impacto en el precio mayorista y, así, esto será menos provechoso para el vendedor. En contraste, si los precios minoristas no se ligan

al nivel del precio mayorista, no habrá respuesta de la demanda cuando el vendedor retire capacidad, y lo más probable es que el precio mayorista aumente dramáticamente.

Sin la demanda precio-responsiva, la combinación de oferta-demanda resulta mal apareada y la capacidad de los vendedores de ejercer poder de mercado en las horas picos crea una relación entre el precio y la carga del sistema que parece un palo de hockey de perfil. La Figura A3-5 muestra una impresión de la desviación de precio/carga para el mercado de PJM durante Junio de de 2002. La relación de palo de hockey refleja una gran dispersión de precios cuando la demanda crece cerca de la capacidad nominal del mercado. La demanda Precio-responsiva reduciría la frecuencia y el grado de los precios punta durante los períodos de la alta carga del sistema.



**Figura A3-5.** Dispersión de precios cercanos a la capacidad nominal del sistema.

**Fuente:** mercado PJM.

El poder de mercado, que ejercen los productores de electricidad, a veces se justifica con el prejuicio tradicional de que los usuarios finales poco, o nada,

reaccionan a los precios de la electricidad; es decir, son indiferentes a los tipos de elasticidad mostrados en la Tabla A3-1 (Jones, 2003). Los estudios de elasticidades propias del precio en los mercados de electricidad, típicamente, arrojan coeficientes en el rango de 0.1 a 0.2 en el corto plazo, y 0.3 a 0.7 en el largo plazo. Esto significa que para un 10% de cambio en el precio de la electricidad, habrá un 1%-2% de cambio en la demanda en el corto plazo y habrá un 3%-7% de cambio en el largo plazo. Estos estudios indican, por consiguiente, que la demanda de electricidad es tradicionalmente inelástica al precio, o no sensible, particularmente en el corto plazo. Sin embargo, en estos estudios el corto plazo se refiere a periodos de dos o tres años, mientras el largo plazo puede referirse a periodos de 10 a 20 años. Esto quiere decir, que los estudios han sido realizados, usualmente, para la realidad de los mercados centralmente regulados, guiados por la racionalidad de la planificación centralizada; la cual ha tenido la posibilidad de acción histórica, que ha permitido el acopio de los datos, y que a la postre, han facilitado el desarrollo de tales estudios.

<b>Tipo de elasticidad</b>	<b>Definición</b>
<b>Elasticidad del ingreso</b>	El cambio porcentual en la demanda de electricidad por el cambio porcentual en el ingreso
<b>Elasticidad propia del precio</b>	El cambio porcentual en la demanda para un cambio porcentual dado del precio de la electricidad
<b>Elasticidad de sustitución</b>	El cambio porcentual en el consumo relativo de dos bienes como consecuencia de un cambio en los precios relativos de los bienes.
<b>Elasticidad cruzada al precio</b>	El cambio porcentual en la demanda para el bien i, como resultado de un cambio porcentual en el precio del bien j.

**Tabla A3-1.** Tipos de Elasticidad de la demanda.

Las estimaciones históricas de elasticidad de la demanda al precio de la electricidad se derivan de mercados regulados o tiempo-invariantes, y por consiguiente, se examina sólo el efecto de cambios en el promedio de los precios. Los precios son supuestos como invariantes en el corto plazo; es decir, en una hora, diariamente o incluso con base estacional. En consecuencia, los coeficientes de elasticidad de “corto plazo”; donde, como se ha anotado, “corto

plazo” significa dos años, enmascaran el potencial de las elasticidades mucho más altas, que pueden caracterizar a periodos de tiempo mucho más cortos como las horas del día; pues los precios horarios máximos pueden variar significativamente, (usualmente entre 8 y 10 veces), entre valles y picos. De esta variación, puede derivarse la presencia de un interés económico de mayor importancia para los consumidores, para el minorista y para el operador del mercado, comparado con el precio medio pagado por la electricidad. En consecuencia, tal variación de precio puede producir elasticidades de “muy corto plazo” más elevadas que las habitualmente conocidas.



## ANEXO 3-2

## **Crítica a la efectividad de las diversas tasaciones del mercado minorista de electricidad**

Parte de esta crítica se encuentra en el Anexo 3-1 cuando se compara la tasación tiempo variante con la de precio fijo (tarifa plana). Ahora ella será complementada comparando las tasaciones intermedias a estas, las cuales, son recogidas como cinco programas de respuesta de la demanda que buscan introducir mayores incentivos económicos en la demanda de electricidad: RTP, TOU con o sin las cargas demandas, tasación del pico crítico, programas de la reducción de demanda, y programas interrumpibles. En esta sección, exploraremos las diferencias entre estos cinco acercamientos. Entender las distinciones entre estos programas, es importante primero para reconocer su concordancia intrínseca. Todos estos programas procuran dar a los clientes del uso final incentivos económicos para reducir su demanda ocasionalmente cuando el equilibrio de oferta/demanda en el sistema es muy justo.

### **A.3.2.1. Comparación de la tasación de los programas de DR “guiados por el mercado”**

#### **Comparación de la Tasación en Tiempo Real RTP y Las tarifas de Tiempo-de-Utilización TOU**

La RTP introduce incentivos económicos permitiendo que el precio minorista cambie en los intervalos de tiempo de aclaración de mercado mayorista, generalmente cada hora. El precio en tiempo real para cada hora se puede anunciar al principio (o en los minutos anteriores) de la hora, o puede ser

anunciado por adelantado. Usualmente los programas actuales de RTP anuncian los precios para todas las horas de un día, en el día anterior. Obviamente, un periodo mayor entre el aviso del precio y la puesta en práctica del precio dará lugar a precios que reflejen con menor exactitud la situación de la oferta y la demanda en tiempo real en el mercado.

Además, un periodo de retraso mayor entre el aviso y la práctica del precio ocasionará que los precios minoristas sean menos volátiles que el precio mayorista de la electricidad, para un instante, en tiempo real. Los diseñadores de los programas RTP tienen en cuenta la compensación entre el precio notificado con gran anticipación y las señales más exactas del precio. Los programas de RTP, que siguen al precio mayorista en tiempo real, no tienen virtualmente ninguna notificación anticipada, estos programas, que reciben la denominación de críticos (Critical RTP)<sup>27</sup>, utilizan los precios que reflejan el estado del mercado mayorista de electricidad subyacente, lo más exactamente posible. En el otro extremo, se ubican los programas de RTP que utilizan los precios horarios, que han sido anunciados un mes o más por adelantado. En este caso, cada hora de la tarde de un día laborable tendría, prácticamente, los mismos precios, debido a que los pronósticos del mes-anticipado del equilibrio de oferta/demanda sobre una hora dada serían simplemente promedios históricos, sin considerar ninguna información concreta del momento o de interrupción de ninguna planta. El problema con este acercamiento se puede ilustrar con lo ocurrido en California, en junio de 2000. En ese mes, en el periodo horario de 3-4 p.m. la carga de sistema del día laborable fluctuó desde 30.000 MW hasta los 44.000 MW y los precios mayoristas fluctuaron desde 6,4 US¢ por kWh hasta 92,5 US¢ por kWh. (Borenstein et al., 2002).

Así, la RTP con un periodo de retraso largo entre el anuncio del precio y su puesta en práctica es aproximadamente igual a la tasación de tiempo-de-utilización TOU. Los programas de TOU fijan los precios meses por adelantado

---

<sup>27</sup> La tasación Crítica en tiempo real (Critical Real Time Pricing CRTTP) está considerada en los programas económicos de Respuesta de la Demanda, ya que los clientes hacen seguimiento y se exponen en forma directa al precio mayorista.

y por lo tanto, lógicamente, no pueden capturar cualquiera de las variaciones de corto plazo en el equilibrio de oferta/demanda. De hecho, la mayoría de los programas de TOU, incluso, hacen un trabajo peor que el que harían si reflejaran la variación media del mercado mayorista. Esto ocurre así porque, primero, los precios fijados por los programas de TOU están dados en solamente dos o tres bloques -- tales como pico, hombro, y valle. Esto significa que el precio del periodo horario de 4-5 p.m. del día laborable, es igual al precio del mediodía (1 p.m.) del día laborable, ya que se encuentran en el mismo bloque; a pesar, del hecho de que, el precio medio del mercado mayorista es absolutamente diferente en estas horas. En segundo lugar, porque los programas TOU, usualmente, reajustan los precios para cada bloque, solamente dos o tres veces por año. Así pues, los precios de los picos, valles, y hombros no cambian durante meses predeterminados; aunque, el promedio de demanda y los costes cambien de una manera bastante predecible durante ese tiempo.

Estos atributos significan que la variación del precio de la TOU, reflejará muy poco la variación real en el mercado mayorista. Empíricamente, se puede demostrar esto observando, para un bloque de tasación horaria, si la variación del precio mayorista es reflejada en los precios de la TOU, asumiendo que el precio de la TOU haya sido fijado como el óptimo para maximizar su relación a los precios de mercado mayorista. La tasación de la TOU no captura esta clase de variación del equilibrio de oferta/demanda.

Según (Borenstein et al., 2002) para el verano de 2000 en California, si se hubiesen ajustados los precios de la TOU que se fijan ex-post, para reflejar el precio medio real en períodos pico, hombro, y valle; las tarifas de TOU hubieran reflejado solamente cerca del 20% de la variación promedio del precio de mercado del día-anticipado. En comparación con los precios en tiempo real de la electricidad, las tarifas de TOU habrían reflejado solamente cerca de 14% de la variación del precio mayorista en promedio. Las cifras son incluso más bajas, si se examina completamente el entero mercado de California, durante el período de mayo de 1998 a octubre de 2000, cuando el mercado mayorista tenía menor volatilidad de precios en promedio. Podría asumirse que la agencia, encargada

de fijar las tarifas, tendría mejores condiciones para pronosticar exactamente el precio promedio en cada período, lo cual es virtualmente imposible.

Descrito en forma diferente, los precios de la TOU, al procurar dar la mayor comunicación previa sobre los precios, pierden la mayor parte de su valor de reflejar la variación de los precios mayoristas. El coste de esta pérdida de información dependerá en mucho de cómo los clientes reaccionen si les diesen información más fina. Por ejemplo, si una fábrica puede reaccionar a los cambios del precio solamente haciendo ajustes de largo plazo; tales como, el cambio de horarios de los trabajadores; cambio este, que solamente se puede hacer semestralmente, entonces la información de precios de TOU, puede ser suficiente para la fábrica. En ese caso, no se está sacrificando ninguna sensibilidad al precio al usar precios de TOU en vez de RTP. De otra parte, si el cliente puede hacer tales ajustes con mayor frecuencia, por ejemplo semanal o mensual, o se puede ajustar rápidamente a la información de oferta/demanda momentánea; por ejemplo, variando el ajuste del aire acondicionado para aminorar su carga cuando se tensiona el sistema, las tarifas TOU no podrán enviar la información que el cliente necesita para hacer estos ajustes.

La Tecnología desempeña un papel importante en esta compensación. Pues, hasta hace poco tiempo, el coste de medición de TOU era substancialmente menor que la medición del tiempo real; además, la capacidad para enviar la información del precio en tiempo real a los clientes era limitada. Los cambios ocurridos en la década de los 90's en la tecnología, han eliminado virtualmente estas limitantes. Los cambios en la tecnología también han ampliado, y continúan ampliando, la capacidad del cliente a responder a los cambios del precio en tiempo real. Responder a los cambios frecuentes del precio minorista ahora no requiere intervención humana. En su lugar, el precio en tiempo real es enviado electrónicamente a una computadora que se programa para responder. Si el precio pasa por encima 15 US¢ por kWh, por ejemplo, la computadora puede reajustar automáticamente el aire acondicionado 2°C. Una computadora podría también reajustar automáticamente la iluminación y cambiar la hora de las actividades de uso intensivo de energía que sean ajustables en el tiempo, por ejemplo el funcionamiento de una bomba de piscina. Así, las medidas históricas

de las capacidades de las firmas a responder a los cambios del precio en tiempo real probablemente estarán fuera de lugar debido a la precio-sensibilidad que la tecnología y la educación evocarán en los años futuros.

### **Mejorar la TOU con las Cargas Demandadas**

El reconocimiento de que la tasación de TOU no captura el súper-pico de la demanda, ha originado que muchas aplicaciones de la TOU sean acompañadas con las Cargas Demandadas. Las cargas demandadas son una manera de cobrar el pico de demanda de un cliente; sin embargo, los incentivos económicos establecidos por este procedimiento es una aproximación imperfecta al coste económico verdadero impuesto al sistema. Primero, las cargas demandadas no se sincronizan con la demanda total en el sistema; así que, se cobra igual tanto para un pico de demanda que ocurra en un periodo de baja demanda, como para el que ocurra en un periodo de la mayor demanda. De hecho, esto no puede ser tan malo como parece al principio, ya que, por ejemplo, los picos de la demanda del aire acondicionado tienden a ser altamente correlacionados para los usuarios de una región. Sin embargo mucho más importante, es el hecho de que la tarifa de la carga demandada no da un fuerte (o algún) incentivo para que un cliente conserve baja su demanda permanentemente; y no solo hasta que esté cerca del nivel pico del período a facturar. Por ejemplo, si ocurre un día muy caliente, en la etapa inicial de un período de facturación, la tarifa por carga demandada ofrecerá al cliente poco incentivo para conservar la energía después de ese día caliente, en el resto del periodo.

La economía de las cargas demandadas tuvo sentido bajo regulación tradicional centralizada para la empresa de servicios. Cuyo objetivo era el de cobrar a los clientes su contribución a la necesidad de construir la capacidad pico adicional. Aún así, éste concepto sufre del problema de que el consumo pico del cliente, puede no coincidir con el pico de la demanda total. Por otra parte, a excepción del pico, las cargas de los clientes varían poco. Esto tiene mucho menos sentido en un mercado mayorista desregularizado; donde, como resultado del aumento de la demanda, ocurren aumentos significativos en el precio mayorista, incluso antes de que el sistema llegue hasta el límite de su capacidad.

Adicionalmente, las cargas demandadas no hacen ningún ajuste del lado de la oferta del mercado. Si del lado de la oferta ocurre un número inusualmente alto de salidas forzadas, y esto sucede en un día de calor moderado, el sistema puede ser presionado como si estuviera en un día muy caliente; incluso, así la carga total de sistema estuviese más baja. Aunque los precios mayorista varían sistemáticamente con demanda del sistema, muchos otros factores influyen para que los precios mayoristas fluctúen a través del mes. Las variaciones en la disponibilidad de la oferta; además, de los precios en los cuales se desarrolla esa oferta, pueden ser tan importantes como las variaciones en la demanda, para explicar el fluctuante precio mayorista. Así, aunque las cargas demandas realzan la capacidad de la tasación TOU para reflejar los costes económicos verdaderos del servicio, todavía se queda corta en comparación con la RTP.

### **Programas de Tasación del Pico Crítico**

Los programas CPP son la evolución natural de las cargas demandadas cuando estuvo disponible una medición del consumo más sofisticada. Los cobros aumentan en los picos críticos del sistema, independientemente del pico individual de la demanda de cliente, lo que es mucho más consistente con los costes verdaderos de consumo. La CPP todavía tiene dos debilidades económicas, aunque realmente pueden ser fortalezas en términos de la aceptación de cliente. Primero, los precios son limitados y los niveles se preestablecen para las temporadas altas críticas, por lo tanto no pueden ser calibrados para moverse con los precios reales en el mercado mayorista. En segundo lugar, el número de las horas de picos críticos que se pueden anunciar en un año, es limitado. Consecuentemente, la empresa de servicio protege a los clientes contra el enfrentamiento a precios muy elevados, por espacio de un número fijo de horas. La RTP se puede diseñar para ofrecer el mismo nivel de cubrimiento de riesgo, a la vez que proporciona a los clientes alicientes convincentes para ahorrar energía cuando el mercado esté apretado. La diferencia dominante es que la CPP ofrece un "contrato de requerimientos" ante los precios fijados; es decir, los compradores pueden comprar tanto o tan poco como desean a ese precio. En contraste, el cubrimiento bajo la RTP implicaría probablemente comprar cantidades fijas de energía a los precios preestablecidos.

Así, el precio marginal para el consumo, o la recompensa por renunciar a dicho consumo, seguiría siendo el precio en tiempo real.

### **A.3.2.2. Comparación de la tasación de los programas de DR “guiados por el sistema”**

#### **Programas de Reducción de Demanda en Tiempo Real**

Los programas de Reducción de Demanda en tiempo real, procuran reconocer la variación diaria y horaria en la tensión del sistema, y dar a los clientes incentivos para responder a los precios. Los programas de Reducción de Demanda son activados por el operador de sistema, cuando las condiciones de la red cumplen ciertos criterios predeterminados; los cuales, indican que el equilibrio de oferta/demanda va a ser, probablemente, muy apretado en un cierto período futuro de tiempo. El operador entonces, ofrece pagarles a los clientes participantes para que corten su consumo.

En general, estos programas son instrumentos bastante embotados; pues, el operador del sistema, simplemente anuncia cuándo el programa está en acción. El precio ofrecido está predeterminado y generalmente no varía con la tirantez de la oferta.

La debilidad fundamental de los programas de Reducción de Demanda es que no existe línea de base confiable con la cual se pueda pagar la reducción. Lo que sucede con la mayoría de las mercancías, es que la línea de base natural es cero: usted comienza sin posesión alguna de bienes y paga más mientras más consume. Los programas que pagan la reducción de la demanda fijan generalmente una línea de base que recoja la historia del último comportamiento del cliente. Esto origina dos problemas serios:

Primero, si el programa es voluntario, podrá ser proyectado desproporcionadamente por los algunos clientes; quienes podrían tener la certeza de una disminución en su consumo. Por ejemplo, si el programa de reducción de carga utiliza el consumo del año pasado como la línea de base (quizás con un ajuste temporal), las compañías que han sufrido de contracción

en ese periodo, serán las primeras en firmar su adhesión. Su consumo de electricidad habrá caído comparado con la línea de base, por razones ajenas al programa. El operador termina por sobre-pagar una supuesta "conservación", que habría ocurrido de todos modos. Mientras tanto, las compañías que han crecido rápidamente desde el año pasado, simplemente, no firmarán su adhesión. Este fenómeno se conoce como "selección adversa."

En segundo lugar, puede surgir un problema de "peligro moral", si la línea de base utilizada, puede ser afectada por la conducta previa del cliente; lo que probablemente, puede alentar un consumo de derroche de energía durante las épocas en que los pagos no estén en acción. Por ejemplo, considere un plan que fije la línea de base en el nivel del consumo que el cliente tenía en el día anterior; entonces, sería absurdo conservar energía en ese día, en que el pago no está en acción; además, si ese comportamiento posteriormente le favorece para la contabilización de su conservación, y por ende de su pago posterior. Los californianos vieron este efecto en los años 70 con el racionamiento del agua. Muchos usuarios calcularon que eran mejor derrochar en años de precipitación normal; de modo que, tuvieran una línea de base más alta ante un futuro golpe de la sequía.

Para superar estos problemas, podría haber un programa que utilizara una línea de base a partir de un período anterior y que no fuera voluntario. Sin embargo, esto levantaría serias preocupaciones concernientes a la equidad. Las compañías que se encogieran, cosecharían una inesperada ganancia y se penalizarían a las compañías que se amplíen por sus méritos de mercado.

### **Programas de Demanda Interrumpible**

Las características físicas de los sistemas de electricidad implican que el exceso de la demanda no se puede racionar utilizando el mecanismo estándar de ponerlo en la cola; es decir, no hay precio cuando no hay existencias del producto. En su lugar, un exceso de demanda de tamaño considerable respecto al sistema, puede conducir a un derrumbamiento de toda la red, cortando el suministro a todos los usuarios. Por esta razón, es que los incentivos económicos no pueden equilibrar la oferta y la demanda en un período breve; el operador de sistema debe tener la



capacidad de cortar el consumo de algunos clientes. Como respuesta a esta necesidad del sistema, han surgido los contratos de programas de demanda interrumpible y de Reducción de Demanda, que otorgan al operador del sistema, el derecho de ordenar al cliente cesar o reducir el consumo, con un aviso perentorio cercano al evento. En contraprestación, el cliente recibe, generalmente, una reducción de su tarifa-plana (de precio-fijo) de la electricidad, (o TOU), o en ocasiones, recibe un pago fijo periódico.

El cliente en un programa interrumpible, conserva la opción de continuar consumiendo a un precio enormemente creciente, después de recibir la orden de interrumpir el consumo. Por ejemplo, en un programa interrumpible de California, los clientes industriales y comerciales, adherentes al programa, pagan aproximadamente 20¢ por el kWh, durante los períodos de demanda pico de TOU; pero, si alguno de ellos declinara interrumpir cuando es solicitado por el operador del sistema, su tarifa aumentará a \$9.00 por kWh.

Los contratos interrumpibles y de Reducción de Demanda son considerados como contratos RTP (o CPP) ligeros (Ligth), los cuales, poseen cambios de precio muy embotados; es decir, poseen una tarifa constante, a menos que ocurra una emergencia del sistema; en cuyo caso, el aumento de la tarifa es tan grande, que casi todos los clientes contratados eligen parar, o reducir drásticamente su consumo. Al igual que los programas de respuesta de la demanda y los de tasación de pico crítico- CPP, los programas y los contratos interrumpibles y de Reducción de Demanda ofrecen cierta cantidad de seguridad a los clientes, pues, en los programas interrumpibles se asegura que los clientes no sean llamados a interrumpir, en cantidad y duración mayor a un número especificado de veces durante épocas de un año. Sin embargo, mas adelante discutimos que los productos de cubrimiento al riesgo (protección) al precio pueden complementar a las RTP y ofrecer, por lo menos, el mismo seguro.

### **La utilización de la demanda para satisfacer los requisitos de reserva**

Los Administradores de casi todos los mercados reestructurados de electricidad, y de muchos aún regulados completamente, han sugerido que la sensibilidad al precio de la demanda, se podría utilizar para ayudar a resolver requisitos de

reserva. La Comisión Federal Reguladora de la Energía (FERC) de los Estados Unidos de América ha incluido este concepto en su diseño de estándar del mercado. La aplicación de este acercamiento, sin embargo, expone un conflicto entre el análisis económico de los mercados de electricidad y los procedimientos de funcionamiento que los ingenieros eléctricos utilizan en el funcionamiento de la red. El operador del sistema prefiere poseer disponibilidad de recursos, de manera que sepa, con bastante certeza, que puede invitarlos para aumentar la oferta o para reducir la demanda.<sup>28</sup> Los operadores del sistema (la red), tienden a resistirse a la idea de equilibrar la oferta y la demanda, por medio del aumento del precio en el mercado spot de electricidad, de manera que la demanda agregada responda al precio.

Las preocupaciones de los operadores del sistema son comprensibles, puesto que cualquier desequilibrio de oferta/demanda, que dure algo más de una porción de un segundo, puede ser catastrófico. A ellos no les parece atractiva la idea de balancear la oferta y la demanda, con los ajustes del precio que se obtendrían como resultado de pequeños cambios de millares de clientes; ya que, ninguno de esos clientes estaría predeterminado a realizar un cambio específico bajo condiciones específicas. Así entonces, las respuestas a los cambios en el precio serían probabilísticas, y la confiabilidad de la respuesta agregada de la demanda, solamente estaría sometida a la ley de los grandes números, aplicada a una muchedumbre de compradores independientes. En concreto, si la demanda excede a la oferta y se supone que el ajuste ocurra a través de un mecanismo de precio, el operador de la Red no tendría que llamar nadie para asegurar que ocurra la respuesta de la demanda.

Esta es la razón de que los operadores del sistema prefieran apoyar a los contratos de demanda interrumpible y de reducción predeterminada de demanda,

---

<sup>28</sup> Aunque muchos clientes interrumpibles no pueden ser física y realmente interrumpidos, según lo discutido arriba, los programas implican generalmente a un número pequeño de clientes grandes, así que es factible que el operador del sistema entre en contacto con cada uno, por teléfono, para acordar cómo responderán a la llamada para la reducción de la demanda (y cómo responderán al precio minorista extremadamente alto que acompaña tal llamada).

antes que a los métodos de balance de la oferta y la demanda que proponen las tasaciones de pico crítico o de tiempo real.

Sin embargo, en un futuro los operadores del sistema podrían cambiar su posición y permitir que la respuesta al precio juegue un papel importante en el equilibrio de oferta/demanda. Así, los contratos interrumpibles y de Reducción estática de Demanda jugarían un papel, como mecanismo de reserva. En atención al estado de desarrollo de la ingeniería de los sistemas eléctricos, el operador del sistema debe tener capacidad de cortar a ciertos clientes cuando el sistema se sobrecargue, como consecuencia de que los procesos normales del mercado hayan fallado, ó, no puedan responder con la suficiente rapidez. Para tales situaciones, tiene sentido económico establecer las prioridades por adelantado, y de esta manera, compensar a los que se ofrezcan voluntariamente para el corte o para la reducción del consumo, en vez de elegir a clientes o áreas de corte aleatoriamente, como sucedió en California a principios de 2001 y en otros lugares durante las crisis vividas.

No obstante, es de reconocer que la reducción de la demanda mediante una gran reducción predeterminada, con la participación contratada de un cliente interrumpible, es más conveniente para el cliente que interrumpe; pues, el toma un peaje económico mucho mayor, que lo que podría ofrecerle la demanda precio-responsiva; es decir, forzar a 100 clientes a reducir el consumo en un 100% es mucho más costoso, que inducir a 10.000 clientes a que cada uno reduzca el consumo solo en el 1%, en promedio. Los operadores del sistema han reconocido que no es práctico firmar millares de contratos para pequeñas reducciones de demanda, y posteriormente, llamar a cada uno de estos clientes para solicitarle la reducción. Está claro, que solo el mecanismo del precio es la herramienta que puede alcanzar ese resultado sin contratarlo formalmente. Si a los procesos de mercado, se les permitiera funcionar con eficiencia; los programas de Reducción de la Demanda y los contratos interrumpibles serían un mecanismo desechado del pasado, de muy escasa utilización.

Actualmente, los requisitos de reserva se establecen basados en pronósticos de los picos de demanda del sistema sin considerar la respuesta de la demanda a los

cambios de precio. Implícitamente, la demanda se asume totalmente precio-inelástica y se fijan los requisitos de reserva del sistema como un cierto porcentaje, que oscila generalmente entre el 10% y el 20% del pico pronosticado del sistema. Los contratos de interrupción o de reducción de la demanda tienen fácil cabida bajo este paradigma. El hecho de incorporar la sensibilidad al precio por parte de la demanda bajo la implementación de las tasaciones dinámicas RTP o CPP requiere de un cambio de paradigma.

Algunos exageran el efecto de la tasación RTP cuando afirman que no habrá la reserva necesarias una vez se halla implementado la RTP, a la vez que minimizan el impacto cuando dicen que la RTP simplemente reduciría el pico del sistema; ya que, para un pronóstico algo más bajo que el pico, se debe aplicar el mismo requerimiento de reserva. La demanda Precio-responsiva significará no sólo que el pico del sistema será más bajo, sino que también el nivel del porcentaje necesario de la reserva disminuirá, ya que una escasez inesperada del sistema podrá ser direccionada en parte con la respuesta a los aumentos de precio. Cuando suceda la primera aplicación de la RTP en un sistema, la confiabilidad de la respuesta al precio no estará probada, así que el operador tendrá aún, poca confianza en ella para resolver los requisitos de reserva. Sin embargo, con un cierto plazo de ejercicio, el pronóstico de la respuesta al precio será de mayor confianza, y la sensibilidad al precio podrá aumentar su papel, con el fin en de asegurar la confiabilidad del sistema. Aunque nunca substituirá completamente otras formas de reservas, la demanda precio-responsiva disminuirá, eventual y substancialmente, los niveles necesarios de reserva.

Se han propuesto y/o se han implementado una variedad de programas para que los incentivos económicos de los clientes reflejen con mayor exactitud el coste mayorista, tiempo-variante, de la electricidad. Tal demanda precio-responsiva tiene la llave de la atenuación de la volatilidad del precio en los mercados spot mayoristas de electricidad. Sin embargo, los programas por si solos no lograrán capturar la conducta de la demanda, si de su lado, no está clara la apropiación de excedentes e incentivos originados de su participación activa en los mercados competitivos

En conclusión, los programas de Reducción de Demanda en tiempo real son substitutos imperfectos para la tasación del pico crítico o RTP. Requieren de la misma tecnología de medición que la tasación del pico crítico y aproximadamente el mismo nivel de transmisión de información del operador de sistema. El programa de Reducción de Demanda limita la responsabilidad del cliente al tener una tarifa-plana y disminuir el monto de las facturas de cobro mediante su reducción predeterminada; sin embargo, lo mismo se puede obtener fácilmente con la implementación de programas de CPP o de RTP.

A diferencia de las tasaciones CPP o RTP, los programas de Reducción de Demanda sufren problemas significativos y conflictos potenciales al fijar las líneas de base. Los programas de Reducción de Demanda fueron implementados a menudo, como un mecanismo de refuerzo positivo; sin embargo, está claro que todos los dineros pagados para afianzar este refuerzo positivo tienen que venir de en alguna parte; es decir, el pago de la reducción de la demanda no es un almuerzo gratis. Viene, muy probablemente, de tarifas generales más altas; las cuales, son ineludibles si se quiere alcanzar el requisito de rentabilidad<sup>29</sup>. El efecto de estos programas, igualmente se obtendrían bajo las tasaciones de la CPP o de la RTP.

---

<sup>29</sup> Las tarifas pueden aún ser más bajas bajo la tasación plana (precio fijo) puesto que la demanda reducida puede bajar el precio del mercado mayorista en mayor proporción que el coste de los pagos para la reducción de la demanda. No obstante, el requisito del rédito implica que las tarifas medias totales no serán más bajas con programas de la reducción de la demanda que con la CPP.



## ANEXO 5.1

# **Análisis empírico de precios mensuales y estacionalidad de ciclo anual de los recursos de la demanda y de la oferta del mercado eléctrico español (sistema peninsular)**

### **Justificación**

Una característica de los mercados eléctricos es su volatilidad de precios, explicada, de una parte por la imposibilidad de almacenar el bien transable de la energía eléctrica, en cantidades económicamente suficientes; y por otra, de la dependencia estacional de escasez o abundancia relativa de los recursos de la oferta ó de la demanda del mercado; esto, cuando no se consideren aspectos conductuales del mercado como la posibilidad de los agentes de imposición unilateral de precios (poder de mercado), o, la actividad de la demanda (elasticidad), o, comportamientos estratégicos de los agentes como respuesta a la arquitectura del mercado.

Ya que los precios del mercado tienen asignado el papel de portadores de la señal de inversión de los agentes, independientemente de que dicha inversión sea efectuada en recursos de los agentes de la oferta o recursos de la demanda, es necesario establecer algunas regularidades de su comportamiento manifiestas en el mercado Español; así mismo, atisbar a establecer, así sea hipotéticamente, cierta incidencia con resolución mensual de los ciclos de estacionalidad anual

tanto de los recursos de energía primaria como del comportamiento de la demanda.

Para efectos de las decisiones de inversión en los recursos tradicionales de la oferta eléctrica, la teoría de costes marginales nos indica que la señal importante a considerar son los llamados “precios puntas” (price spikes); pues, son ellos los que pueden garantizar el cubrimiento de los costes en que se incurren en estas inversiones. Teóricamente, estos precios punta reflejarían los costes de oportunidad del sistema que podrían estar relacionados con periodos de escasez.

Así mismo, el establecimiento de los periodos de abundancia, donde existe la concurrencia al mercado de diversidad de oferentes y relativa baja demanda, podría tener importancia para el afán de escudriñar aquellos costes marginales que se acerquen a los costes variables de producción, a partir de la manifiesta disposición a vender de los oferentes,

### **Objetivo:**

Identificar los ciclos de variación de precios y su posible explicación en función de la escasez ó abundancia de oferta del recurso primario con el fin de precisar los meses relevantes para un estudio detallado del comportamiento histórico del mercado español desde 1998.

### **Metodología**

1. Se clasifican los meses del año considerando las estaciones climáticas de “invierno” (diciembre, enero y febrero), “primavera” (marzo, abril y mayo), “verano” (junio, julio y agosto) y “otoño” (septiembre, octubre y noviembre).
2. Para efectos de asegurar una continuidad estacional se consideran años de diciembre a diciembre
3. Se identifican los puntos de inflexión de los comportamientos evolutivos mensuales desde la entrada en vigor del mercado de:
  - a. La demanda, a través del comportamiento evolutivo de:

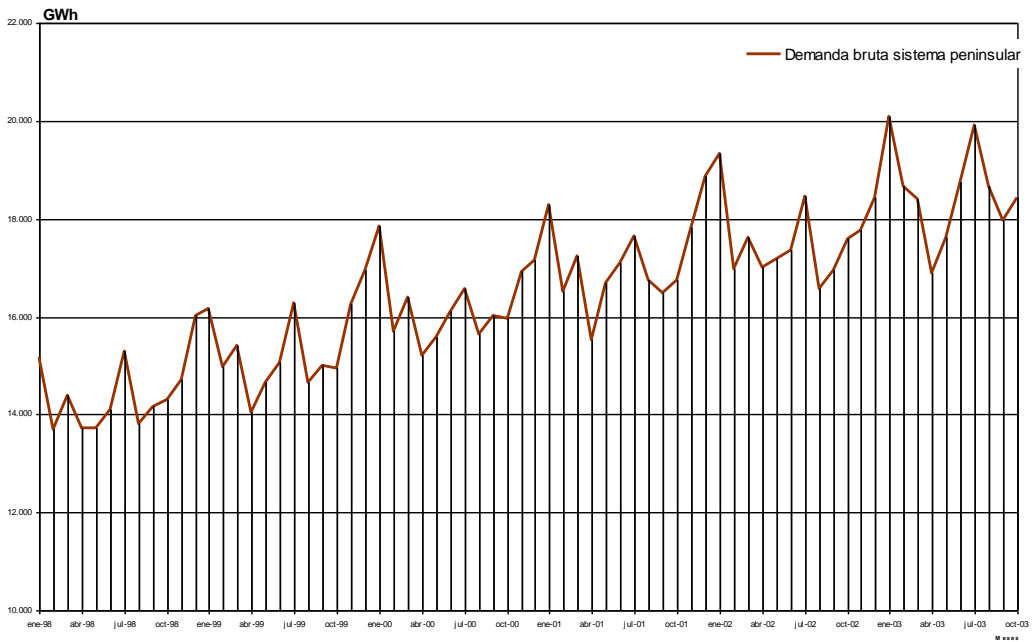


- i. La demanda bruta,
  - ii. La energía casada en el mercado diario
  - iii. La energía casada en el mercado intradiario
  - iv. Los recursos de la demanda
    - 1. Régimen especial a distribución
  - v. La cuota de mercado de los agentes de adquisición significativos
  - vi. La estructura de la demanda
  - b. La Oferta, a través del comportamiento evolutivo de:
    - i. Los Recursos de oferta de energía primaria
      - 1. La energía hidroeléctrica producible
      - 2. Disponibilidad de combustibles fósiles y nuclear
    - ii. La producción de energía eléctrica por tecnologías
      - 1. Centrales Hidroeléctricas
      - 2. Centrales Nucleares
      - 3. Centrales térmicas a carbón
      - 4. Centrales de Fuel-Gas
      - 5. Centrales de Ciclos Combinados
      - 6. Régimen especial (eólica, cogeneración)
  - c. Los precios, a través del comportamiento evolutivo de:
    - i. Los precios máximos, mínimos y medios del mercado diario
    - ii. Los precios máximos, mínimos y medios del mercado intradiario diario
    - iii. La oferta residual del mercado
4. Se catalogan esos puntos de inflexión en ciclos anuales estacionales por máximos y mínimos absolutos, máximos y mínimos relativos hasta el tercer nivel. Los niveles son considerados en orden descendente de valor para los máximos, y orden ascendente de valor para los mínimos

5. Se establece la frecuencia de ocurrencia mensual de la tipología de máximos y mínimos, absolutos y relativos
6. Se establecen conjeturas de causalidad al comportamiento mensual de precios y se escogen los meses representativos para profundizar el análisis de los precios a los niveles de resolución temporal diaria y de niveles de carga horario (valles y picos).

## Desarrollo

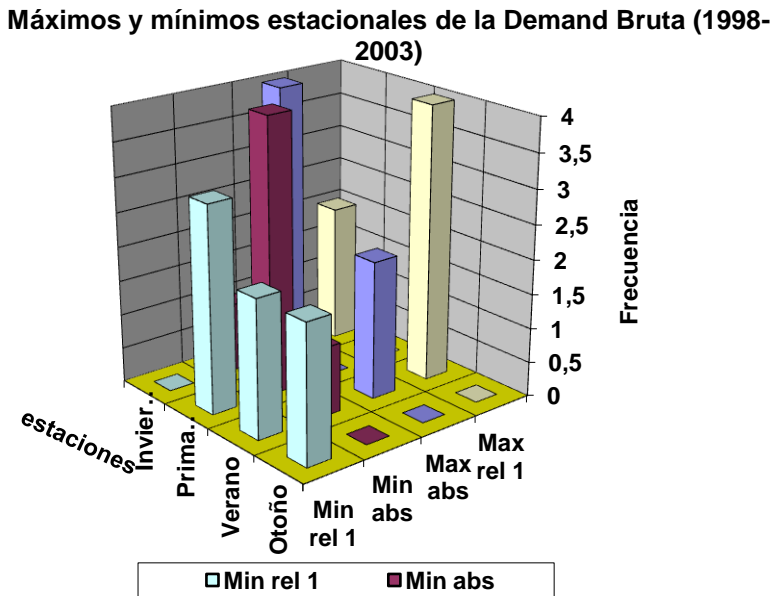
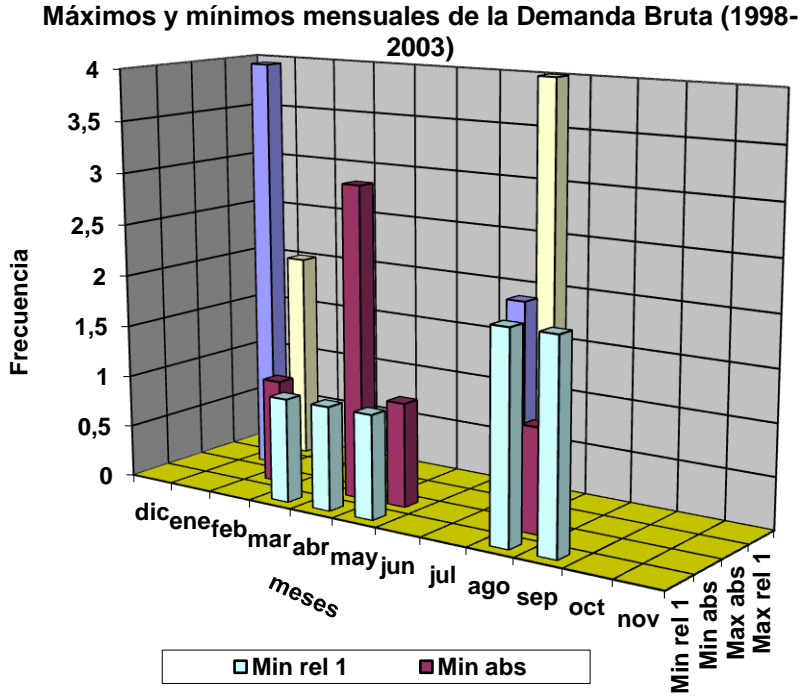
- La Demanda
  - a. Demanda Bruta mensual del sistema peninsular



Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	jul	ene	mar	-	feb	Abr may	ago	-
1999	ene	jul	mar	sep	abr	ago	oct	feb
2000	ene	jul	mar	sep	may	ago	feb	oct
2001	ene	jul	mar	-	abr	sep	feb	-
2002	ene	jul	mar	-	ago	mar	abr	-
2003	ene	jul	-	-	abr	sep	-	-
Total ocurrencias	6	6	5	2	6	7	5	2
<i>Frecuencias</i>								
	dic							
	ene	5	1					
	feb				1		2	1
	mar		5			1		
	abr				3	1	1	
	may				1	1		
	jun							
	jul	1	5					
	ago				1	2	1	
	sep			2		2		
	oct						1	1
	nov							

## Información adicional

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica en España tiene una comprobada correlación con la temperatura ambiente, con la laboralidad y la actividad económica. En consecuencia, es posible suponer que el calentamiento global puede incidir en la temperatura ambiente, Se puede citar que en 1998 hubo un aumento de la temperatura global de 0,55°C por encima de la temperatura promedio entre 1961 y 1990, en el 2002 de +0,48°C y en el 2003 de +0,45°C, este último año especialmente recordado por una ola de calor estival sin precedentes.



## **Observaciones:**

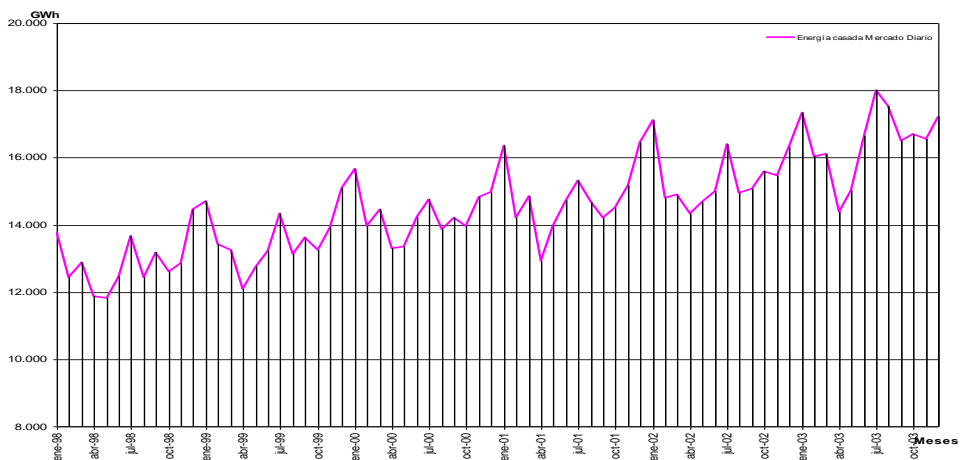
Durante el periodo de vigencia del mercado liberalizado de 1998 a 2003 se observa:

1. Los máximos absolutos de la demanda bruta del sistema mayoritariamente se han ubicado en invierno en el mes de enero (4 veces) y minoritariamente en verano en el mes de julio (2 veces).
2. Los máximos relativos de nivel 1 de la demanda bruta del sistema mayoritariamente se han ubicado en verano en el mes de julio (4 veces) y minoritariamente en Invierno en el mes de enero (2 veces). Produciéndose así, una alternancia de los mayores máximos de la Demanda Bruta entre los meses de enero y julio.
3. Los mínimos absolutos de la demanda bruta del sistema peninsular se ubican mayoritariamente en primavera (4 veces), distribuidos en 3 ocasiones en el mes de abril y una en mayo. Existen dos mínimos absolutos dispersos en Invierno (febrero de 1998) y verano (agosto de 2002). En 1998 ocurre el calentamiento global y la temperatura promedio subió en 1,2% con respecto a febrero de 1997; mientras que el mes de agosto de 2002 ocurrió con temperaturas estivales moderadas y su promedio con respecto al mes de agosto anterior decreció en promedio en -1,7% (REE-MINECO, 2004).
4. Los mínimos relativos de nivel 1 se encuentran dispersos en primavera, verano y otoño, con una concentración anual de ocurrencia de dos años para cada estación exceptuando al invierno.

## **Conclusiones**

- Según los puntos de inflexión de máximos de la muestra de la Demanda Bruta (1998-2003) los meses representativos son los de enero y julio.
- Según el punto de inflexión de mínimo absoluto de Demanda Bruta (1998-2003) el mes representativo es abril. Para el mínimo relativo de nivel 1 no se encontró mes representativo.

a. Energía casada mensual del Mercado diario del sistema peninsular

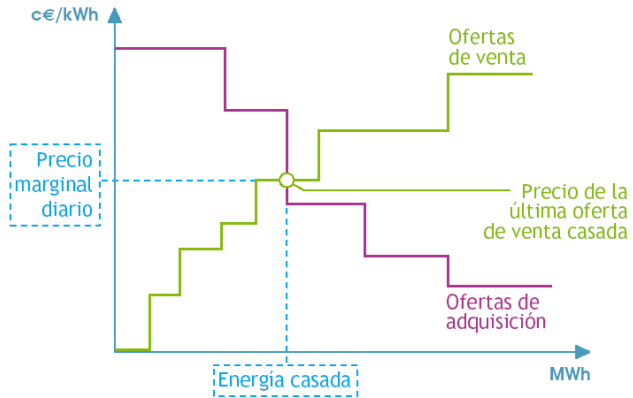


Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	ene	jul	sep	mar	Abr may	ago	feb	oct
1999	ene	jul	sep	-	abr	ago	oct	
2000	ene	jul	mar	sep	abr may	ago	oct	feb
2001	ene	jul	mar	-	abr	feb	sep	feb
2002	ene	jul	sep	mar	abr	feb	ago	nov
2003	jul	ene	oct	mar	abr	feb	sep	nov
Total ocurrencias	6	6	6	4	8	6	6	5
<i>Frecuencias</i>								
	dic							
	ene	5	1					
	feb					3	1	2
	mar			2	3			
	abr				6			
	may				2			
	jun					3		
	jul	1	5					
	ago						1	
	sep			3	1		2	
	oct			1			2	1
	nov							2

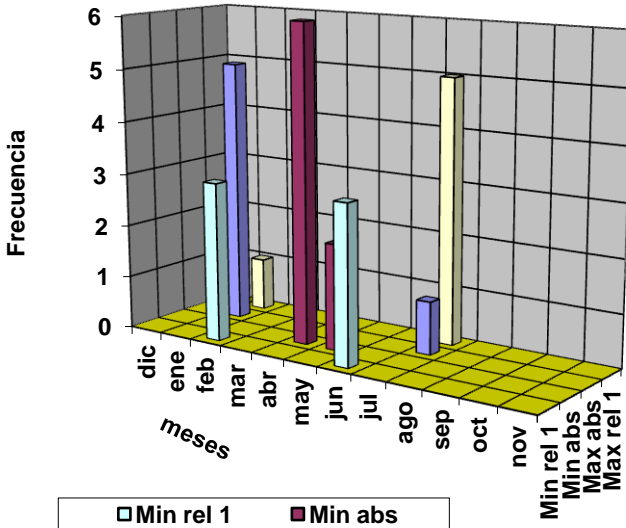
La energía casada es la energía total adquirida en el mercado diario en el mes (OMEL resultados de mercado).

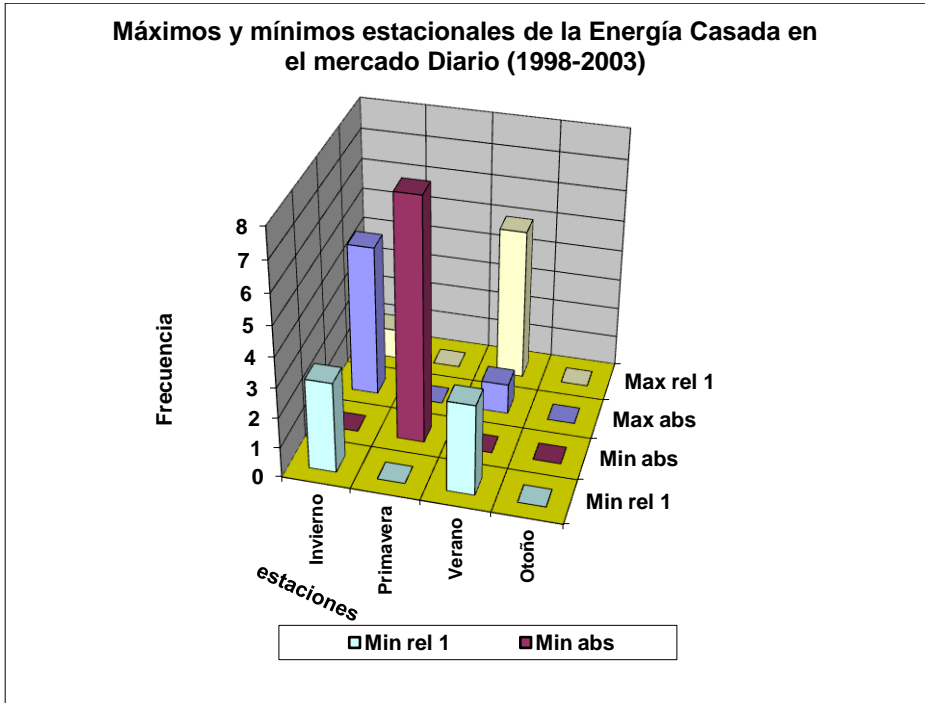
La energía casada representa la sumatoria de las previsiones de demanda efectuadas con un día o más de anticipación de los agentes compradores. Por tal razón es reflejo mayor de los patrones de construcción de tales previsiones.

**MERCADO DIARIO - Curvas de oferta y demanda**



**Máximos y mínimos mensuales de la Energía Casada del mercado diario (1998-2003)**





**Observaciones:**

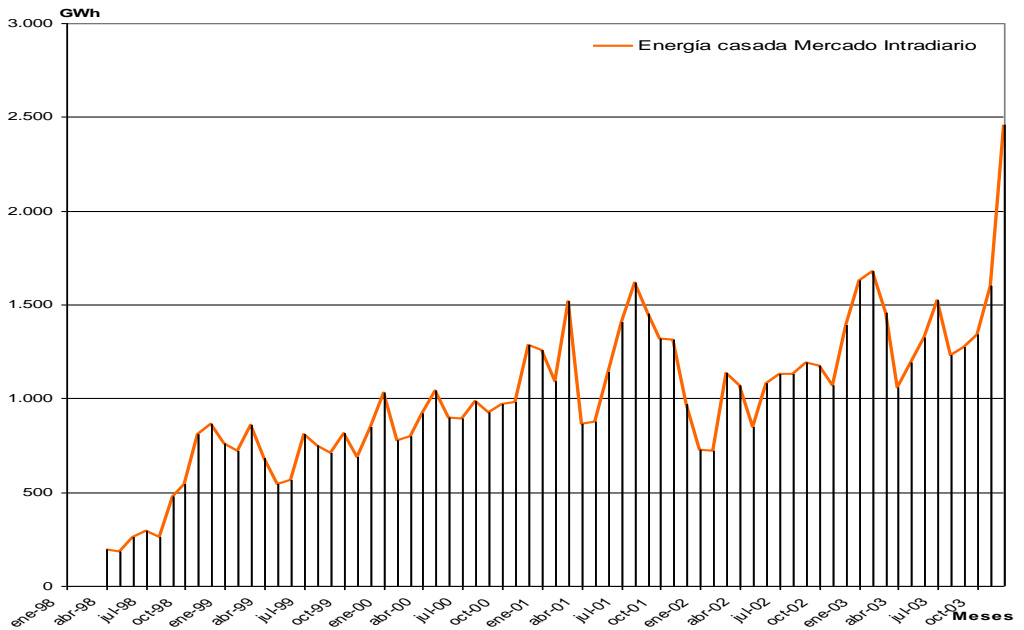
- Los máximos absolutos de la energía casada ocurren en el mes de enero; así mismo los máximos de nivel 1 ocurren en julio, con excepción del año 2003 donde estos máximos están intercambiados de mes.
- El mínimo absoluto de la energía casada se tiene exclusivamente en el mes de abril. Existen mínimos relativos de primer nivel repartidos equitativamente en los meses de febrero y junio
- La dispersión de ocurrencia de máximos y mínimos es mucho menor que la dispersión observada en la demanda bruta. Lo cual es explicable a partir de la existencia del mercado intradiario, el cual se configura como el mercado de balance que ajusta con mayor finura el equilibrio entre la oferta y la demanda. En consecuencia la energía casada del mercado diario reproduce en forma y en cantidad la sumatoria de las previsiones de comportamiento de la demanda, arrojadas por los patrones de las herramientas utilizados por los agentes compradores o sus representantes.



## Conclusiones

- El comportamiento de máximos y mínimos de la energía casada ratifica la escogencia como meses representativos a enero, julio y abril efectuada para la demanda bruta del sistema
- La energía casada refleja los patrones de previsión de la demanda de los agentes compradores para el mercado diario

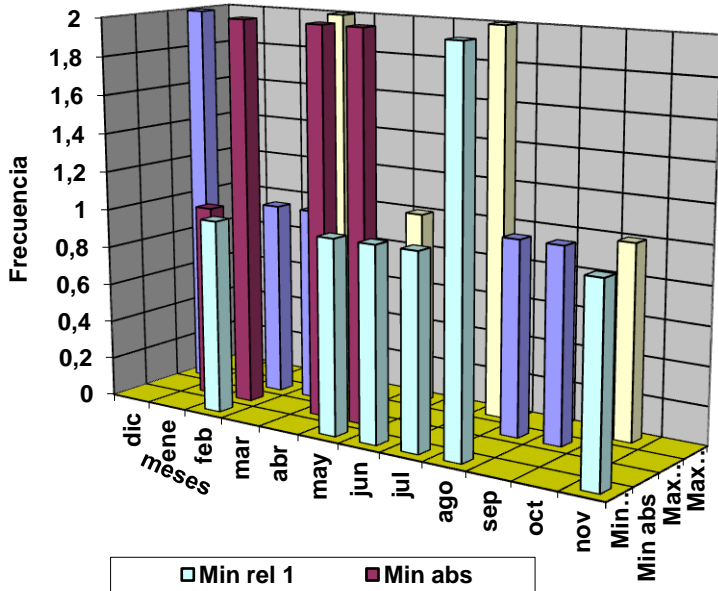
### *b) Energía casada mensual del Mercado intradiario del sistema peninsular*



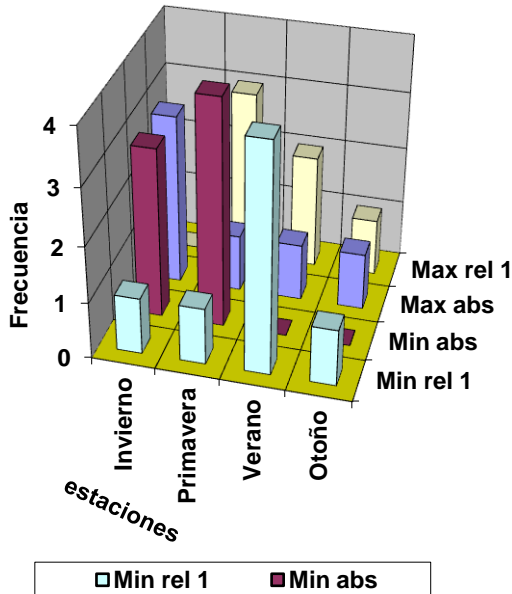
Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	dic	jul	-	-	may	ago	-	-
1999	mar	oct	jul	-	may	nov	sep	feb
2000	dic	may	ene	ago	feb	Jun jul	sep	
2001	ago	mar	-	-	abr	feb	-	-
2002	sep	mar	-	-	ene feb	may	-	-
2003	feb	jul	-	-	abr	ago	-	-
Total ocurrencias	6	6	2	1	7	7	2	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic	2						
	ene		1		1			
	feb	1			2	1		1
	mar	1	2					
	abr				2			
	may		1		2	1		
	jun					1		
	jul		2	1		1		
	ago	1			1	2		
	sep	1					2	
	oct		1					
	nov					1		

La energía casada es la energía total contratada en el mercado intradiario en el mes (OMEL resultados de mercado).

**Máximos y mínimos mensuales de la Energía casada del mercado intradiario (1998-2003)**



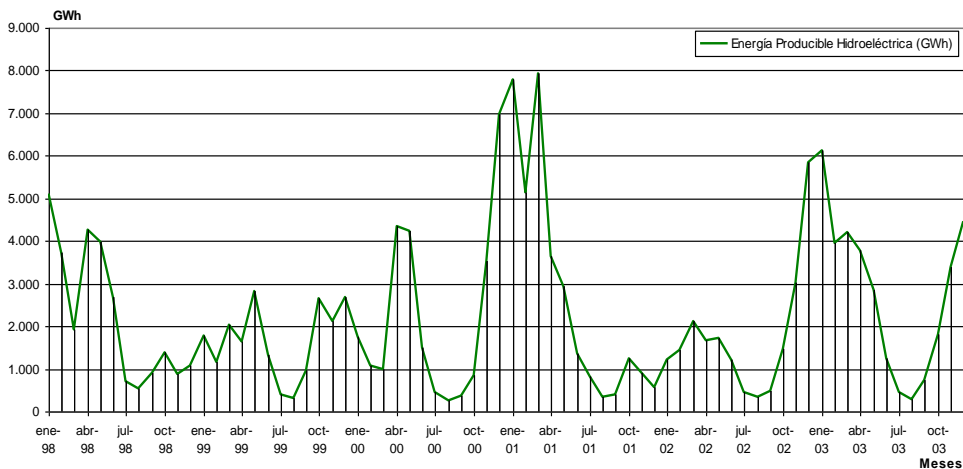
**Máximos y mínimos estacionales de la Energía casada del mercado Intradiario (1998-2003)**



5. La Oferta

b. Recursos de energía primaria

i. Energía producible Hidroeléctrica mensual del sistema peninsular

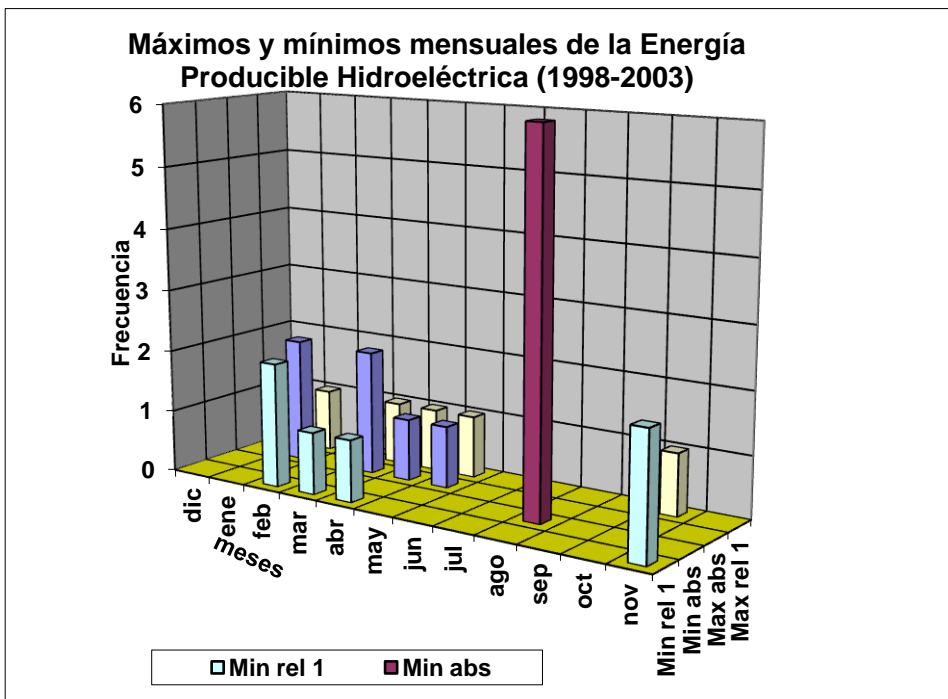


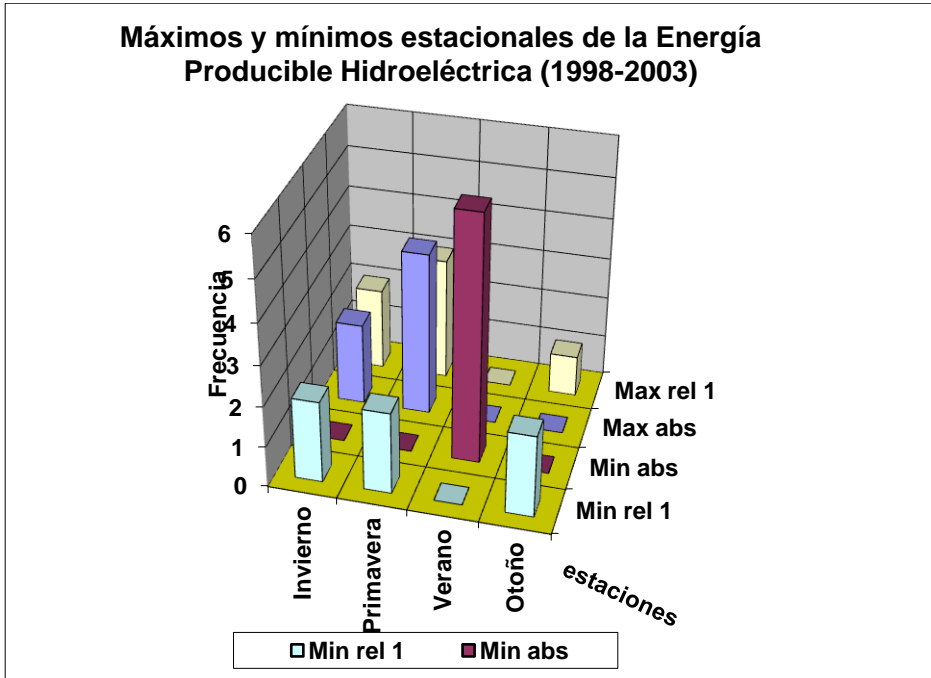
Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	ene	abr	oct	-	ago	nov	mar	-
1999	may	oct dic	mar	ene	ago	feb	abr	nov
2000	abr	-	-	-	ago	mar	-	-
2001	mar	ene	oct	-	ago	nov	feb	-
2002	mar	may	-	-	ago	abr	-	-
2003	ene	mar	-	-	ago	feb	-	-
Total ocurrencias	6	6	3	1	6	6	3	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic		1					
	ene	2	1		1			
	feb					2	1	
	mar	2	1	1		1	1	
	abr	1	1			1	1	
	may	1	1					
	jun							
	jul							
	ago				6			
	sep							
	oct		1	2				
	nov					2		1

Producibles Hidráulico: Es la cantidad máxima de energía eléctrica que teóricamente se podría producir considerando las aportaciones hidráulicas registradas durante un determinado periodo de tiempo y una vez deducidas las detracciones de agua realizadas para riego o para otros usos distintos de la producción de energía eléctrica.

**La Energía producible EP** de un aprovechamiento Hidroeléctrico durante un intervalo de tiempo determinado, es la cantidad máxima de energía eléctrica que el conjunto de aportaciones correspondientes al intervalo de tiempo considerado le permitiría producir en las condiciones más favorables. (REE) (pp 6).

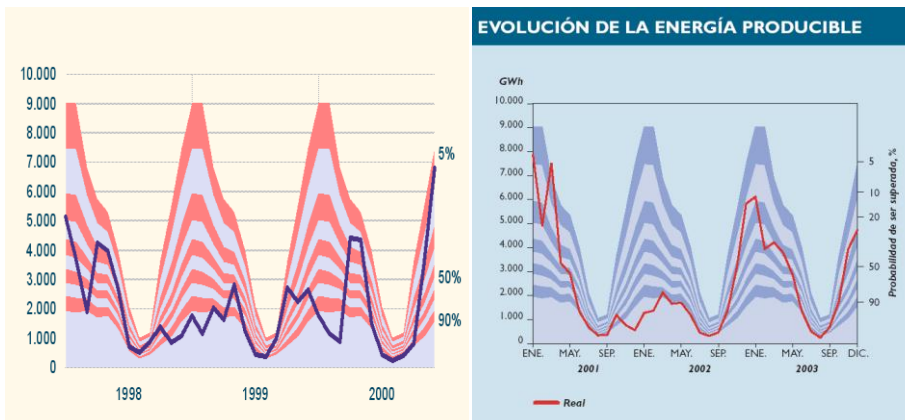
$$EP = \text{Producción} + \text{Pérdidas Turbinables} \pm \text{Variación Energía Embalsada} - \text{Energía Embalsada por bombeo}$$



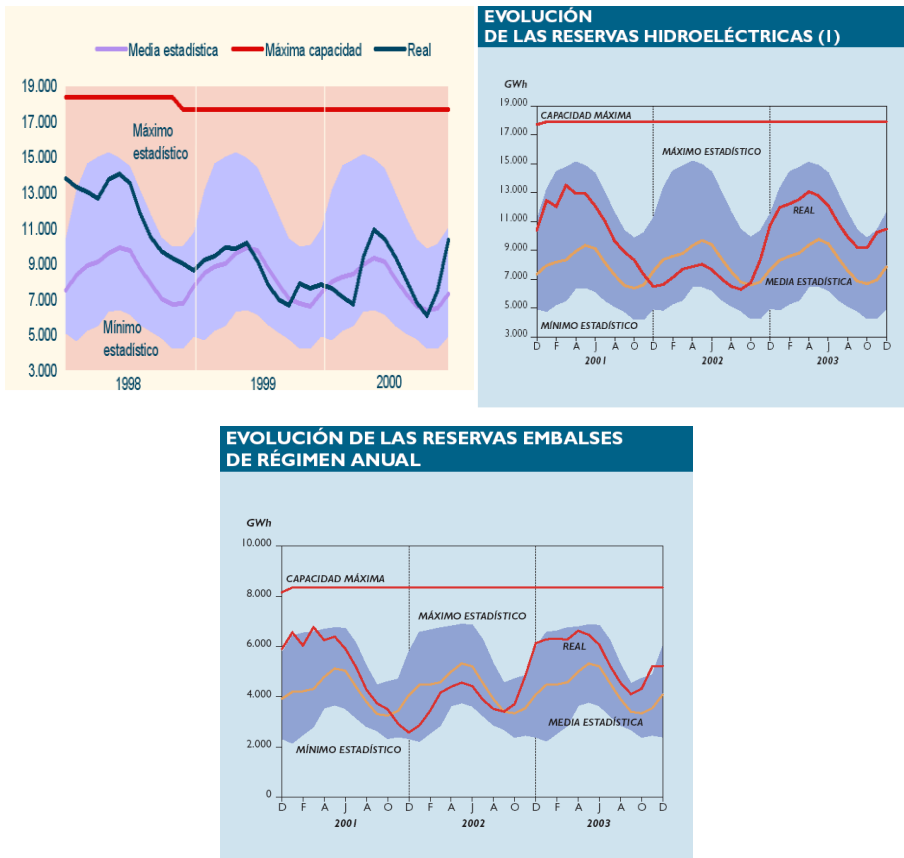


**Información adicional:**

Los gráficos de evolución de la energía producible entre los años 1998-2000 y 2001-2003, elaborados con la probabilidad de ser superada, como telón de fondo; muestran lo especialmente secos que resultaron los años 1999 y 2002. Además, es evidente la atipicidad del comportamiento del mes de marzo de 2001. (REE) (pp 6).



Esta situación se refleja, en términos generales, en la evolución de las reservas hidroeléctricas de los embalses anuales e hiperanuales para el mismo período 1998-2003 que es mostrada bajo el fondo de la región entre el mínimo y el máximo estadístico calculado para los últimos 20 años. Sin embargo es apreciable que para el año 1998, a pesar de ser un año seco la evolución de las reservas hidroeléctricas rondaron alrededor de la media estadística. En el año 2001 estas reservas estuvieron por debajo de la media estadística.



### Observaciones:

- Los máximos absolutos y relativos de nivel 1 se ubican exclusivamente las estaciones de invierno y primavera un poco más del 60% en primavera

- Los mínimos absolutos se ubican en agosto (verano) con exclusividad. El mes de julio es el mes de valores más cercanos al mínimo absoluto de agosto
- Existen mínimos relativos de nivel 1 dispersos equitativamente en las estaciones de invierno, primavera y otoño.

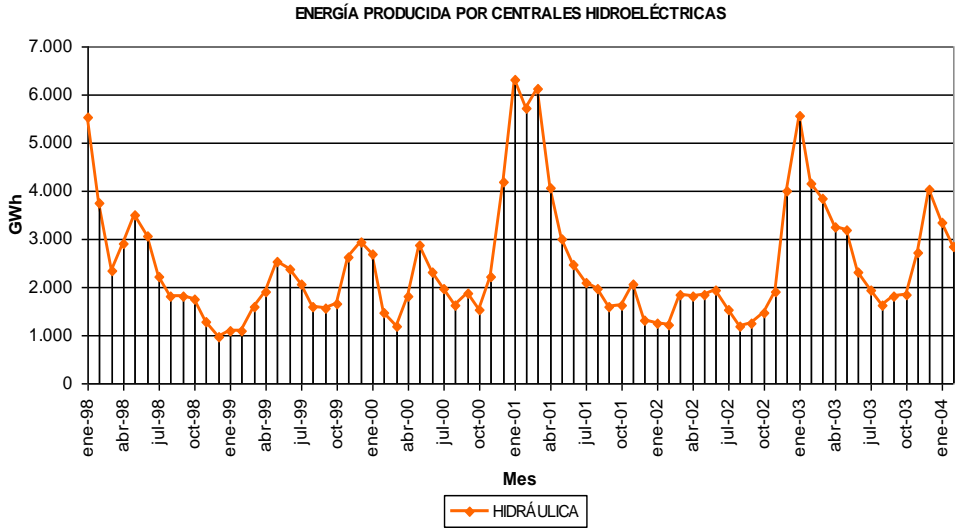
### **Conclusiones y conjeturas:**

- El mes de enero es un mes altamente representativo para la evolución de la energía producible hidráulica; pues, a la vez de constituirse en máximo absoluto durante dos años, es también un pico máximo de demanda importante. Se han configurando situaciones de escasez de recurso en los momentos en que ese máximo no se ha producido como lo fue en los casos de los años 1999 y 2002 y situaciones de abundancia como las ocurridas en los años 2001 y 2003.
- Aunque en el mes de marzo se ubican igual proporción de máximos absolutos que en enero su demanda es moderada. Resulta, entonces, de mayor interés la escogencia del mes de abril que posee suficiente producible hidráulico, que conjugado con la ocurrencia de la mínima demanda absoluta del sistema, originan una relativa abundancia dentro del sistema.
- En el mes de agosto existe recurrente ocurrencia del mínimo absoluto de la energía producible hidráulica. Sin embargo, ya que en el mes de julio ocurre el máximo de nivel 1 de demanda, a la vez que el producible hidráulico del mes de julio está permanentemente muy cercano de al mínimo absoluto de agosto, tiene lugar una recurrente escasez relativa del sistema.

#### *b) La producción de energía eléctrica por tecnologías.*

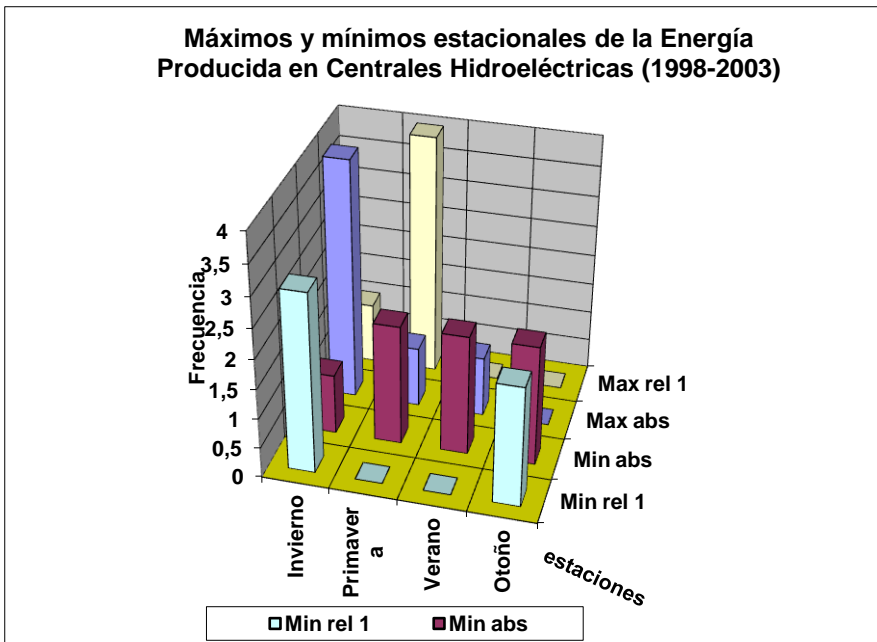
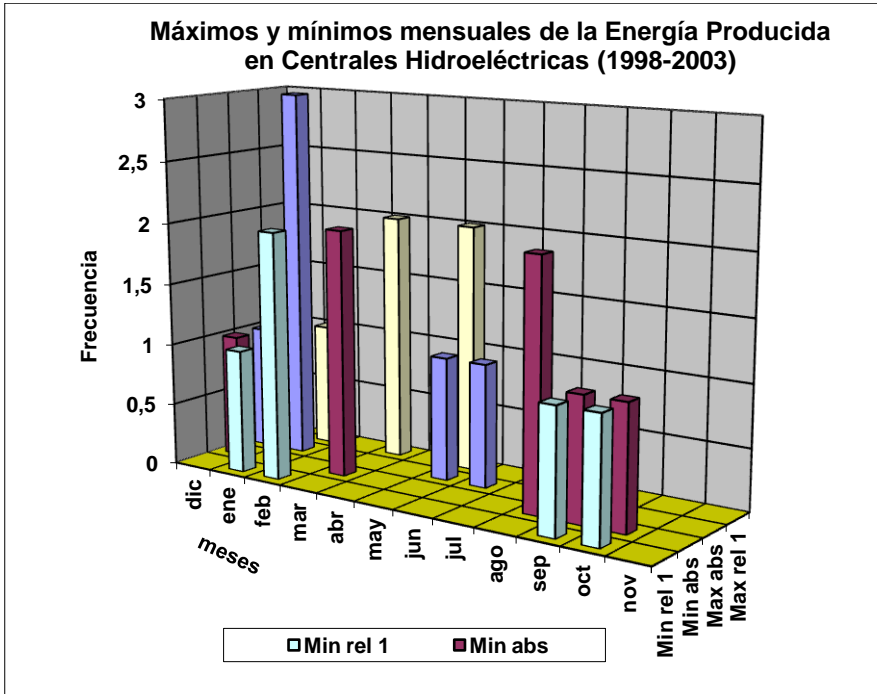
- i) Energía mensual producida por centrales Hidroeléctricas en el Mercado del sistema peninsular



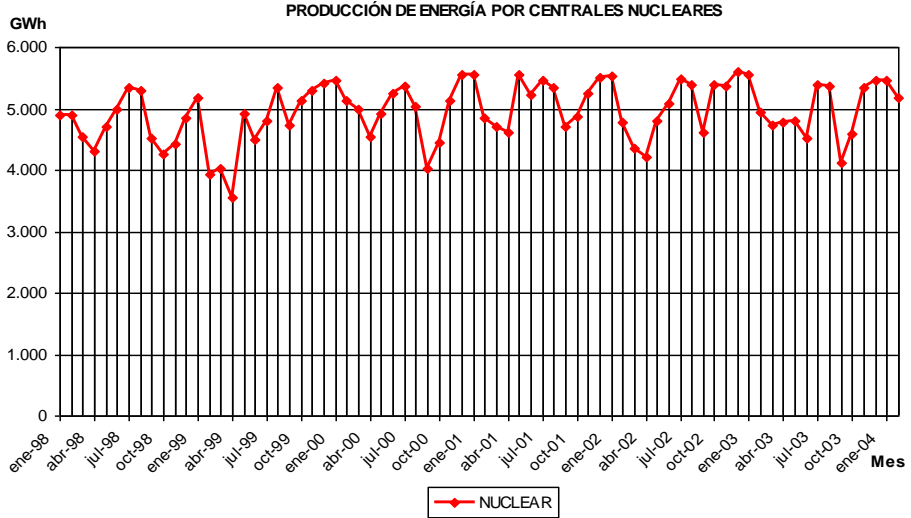


FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado.

Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	ene	may			mar			
1999	may	ene		-	dic	sep		
2000	dic	may	sep		mar	oct	ago	
2001	ene	mar	nov	-	Sep oct	feb		
2002	jun	mar			ago	Feb ene		
2003	ene				ago			
Total ocurrencias	6	5	2	0	7	5	1	0
<i>Frecuencias</i>								
	dic	1			1			
	ene	3	1			1		
	feb					2		
	mar		2		2			
	abr							
	may	1	2					
	jun	1						
	jul							
	ago				2		1	
	sep		1		1	1		
	oct				1	1		
	nov		1					

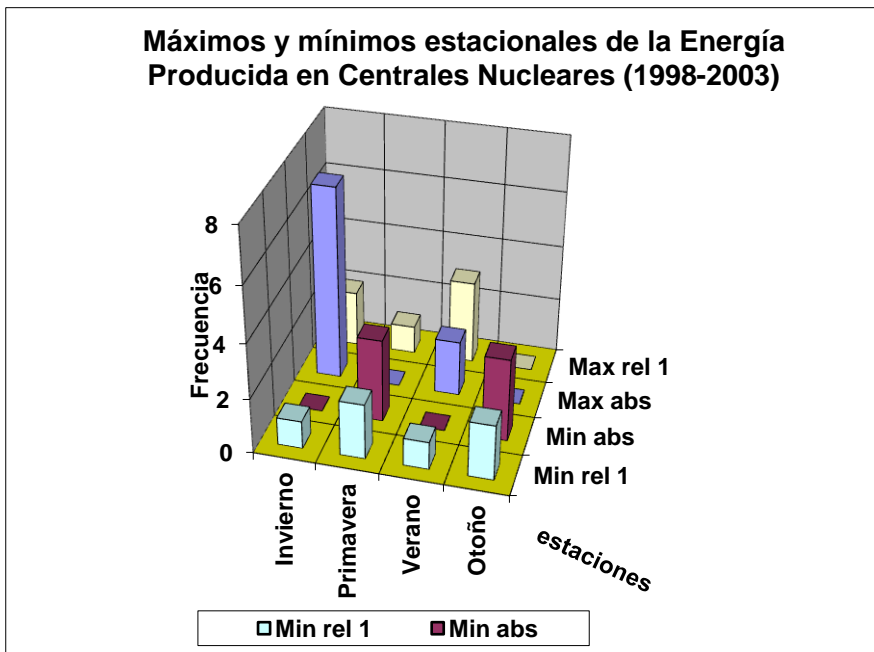
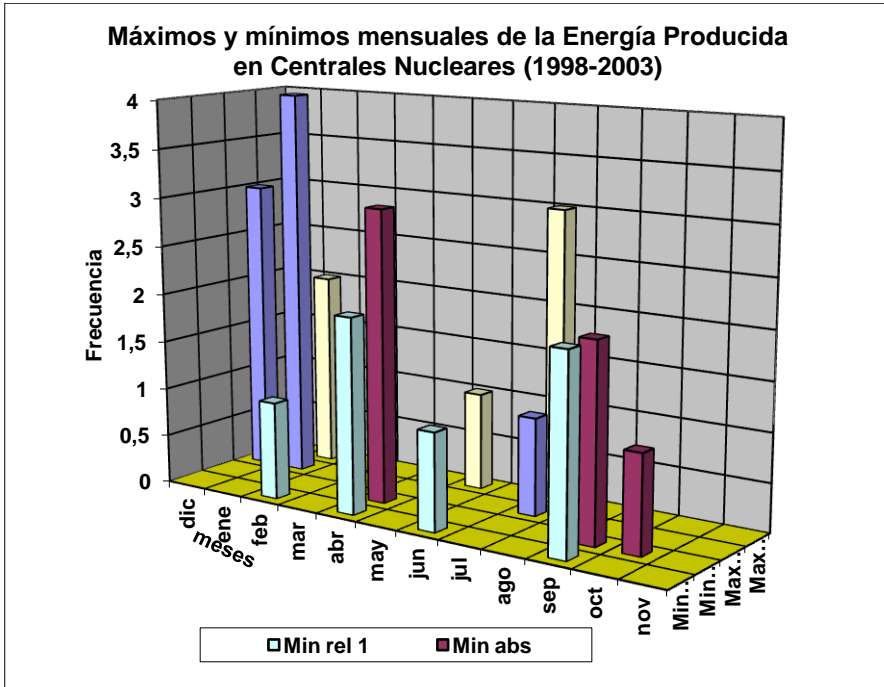


ii) Energía mensual producida por centrales Nucleares en el Mercado del sistema peninsular.

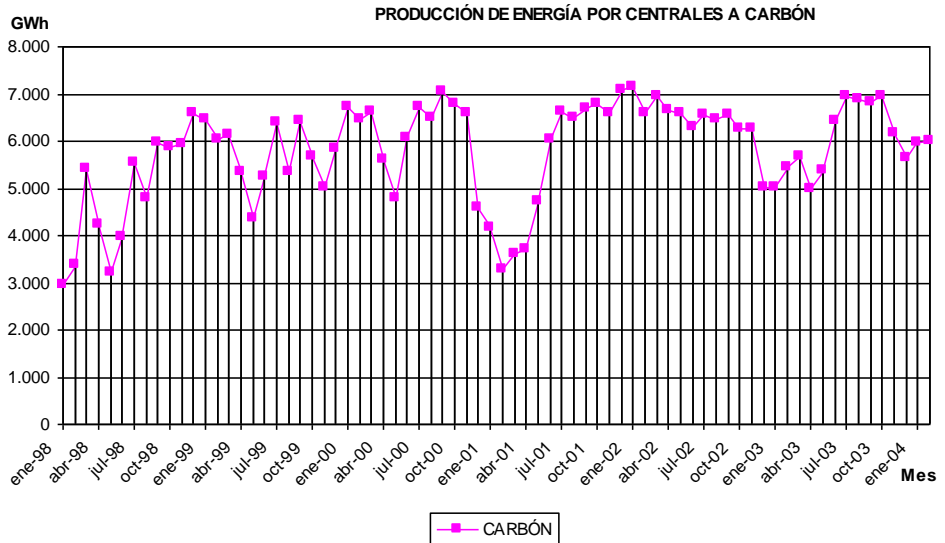


FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado

Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	jul	ene			oct	abr		
1999	ago	ene	may	mar	abr	feb	jun	sep
2000	ene	jul			sep	abr		
2001	Dic ene	may	jul	-	abr	Sep	jun	
2002	Dic ene	jul	oct		abr	Sep		
2003	Dic ene	jul	may		Sep	jun	mar	
Total ocurrencias	9	6	4	1	6	6	3	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic	3						
	ene	4	2					
	feb					1		
	mar			1			1	
	abr				3	2		
	may		1	1				
	jun					1	2	
	jul	1	3	1				
	ago	1						
	sep			1	2	2		1
	oct				1			
	nov			1				



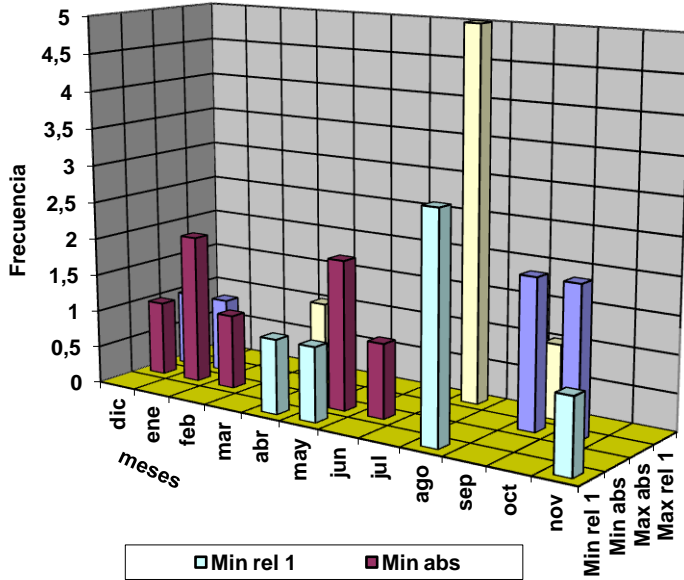
iii) Energía mensual producida por centrales a Carbón en el Mercado del sistema peninsular



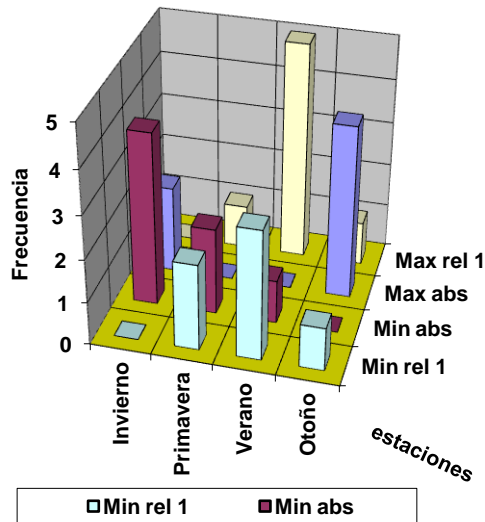
FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado

Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	sep	jul	mar		ene	may	ago	
1999	dic	sep jul	abr		may	nov	ago	feb
2000	sep	jul	ene	mar	may	ago	feb	
2001	oct	jul			feb	ago	nov	
2002	ene	mar	jul	Sep	jun	ago	feb	
2003	oct	jul	mar		Dic ene	abr	Sep	
Total ocurrencias	6	7	5	2	7	6	6	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic	1			1			
	ene	1	1		2			
	feb				1		2	1
	mar		1	2	1			
	abr			1		1		
	may				2	1		
	jun				1			
	jul		5	1				
	ago				1	3	2	
	sep	2	1				1	
	oct	2						
	nov					1	1	

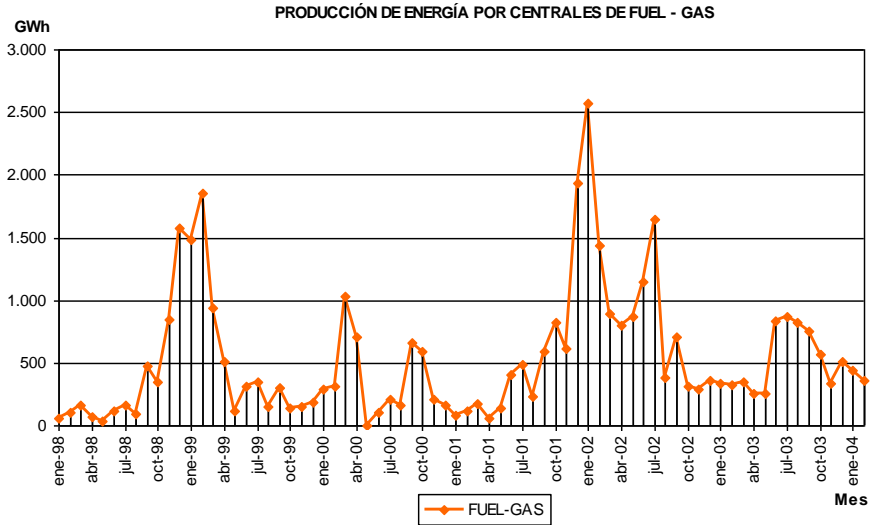
**Máximos y mínimos mensuales de la Energía Producida en Centrales a Carbón (1998-2003)**



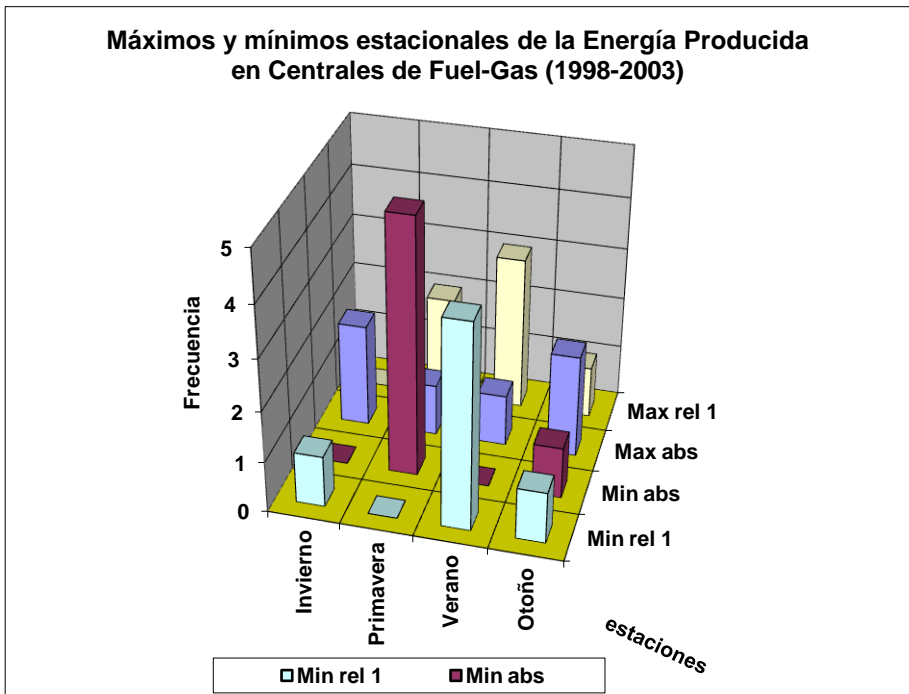
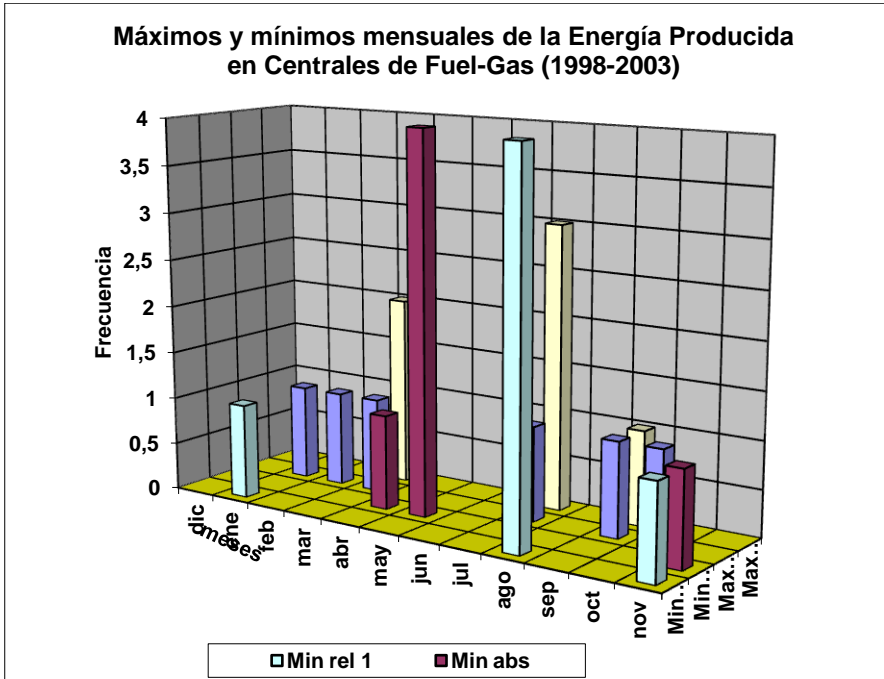
**Máximos y mínimos estacionales de la Energía Producida en Centrales a Carbón (1998-2003)**



iv) Energía mensual producida por centrales de Fuel-Gas en el Mercado del sistema peninsular.

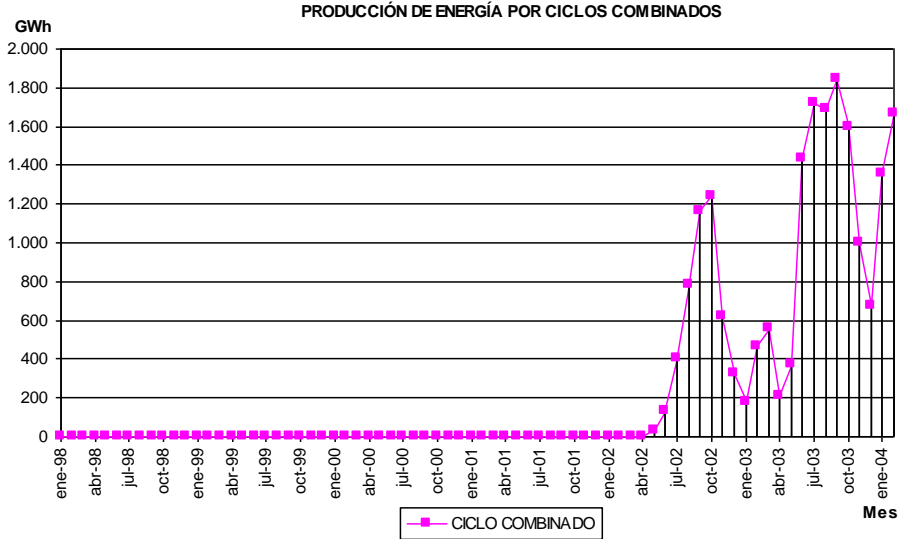


Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	sep	mar	jul		may	ago	oct	
1999	feb	jul	sep		may	ago	oct	
2000	mar	sep	jul		may	ago		
2001	oct	jul	mar		abr	ene	ago	
2002	ene	jul	Sep		nov	ago	abr	
2003	jul	mar			may	nov		
Total ocurrencias	6	6	5	0	6	6	4	0
<i>Frecuencias</i>								
	dic							
	ene	1				1		
	feb	1						
	mar	1	2	1				
	abr				1		1	
	may				4			
	jun							
	jul	1	3	2				
	ago					4	1	
	sep	1	1	2				
	oct	1					2	
	nov				1	1		





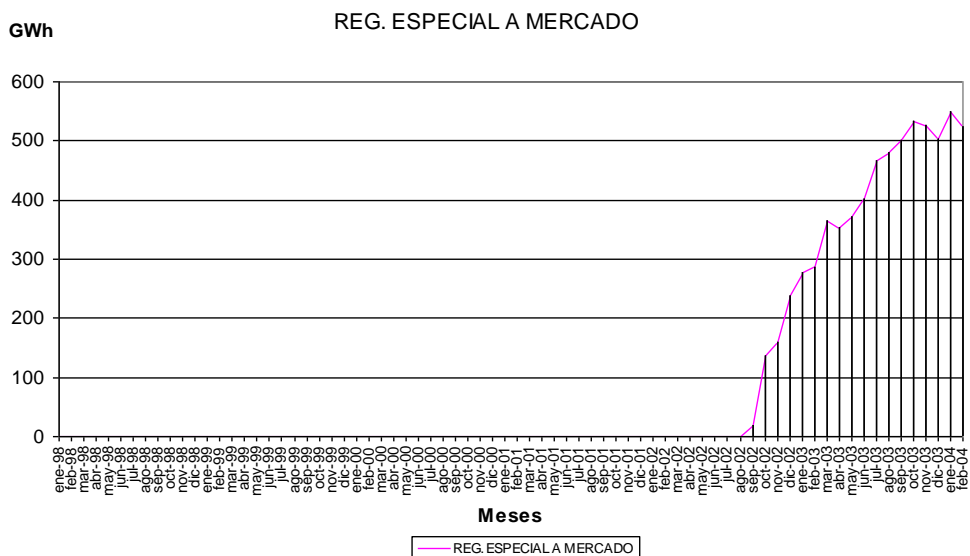
v) Energía mensual producida por centrales de Ciclo Combinado en el Mercado del sistema peninsular



FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado

Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998								
1999								
2000								
2001								
2002	oct							
2003	sep	jul	mar		ene	abr	ago	
Total ocurrencias	2	1	1	0	1	1	1	0
<i>Frecuencias</i>								
	dic							
	ene				1			
	feb							
	mar		1					
	abr					1		
	may							
	jun							
	jul		1					
	ago						1	
	sep	1						
	oct	1						
	nov							

vi) Energía mensual producida por el Régimen Especial tranzado en el Mercado del sistema peninsular



FUENTE: OMEL – Resultados del Mercado

Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998								
1999								
2000								
2001								
2002								
2003	oct	mar			abr			
Total ocurrencias	1	1	0	0	1	0	0	0
<i>Frecuencias</i>								
	dic							
	ene							
	feb							
	mar	1						
	abr				1			
	may							
	jun							
	jul							
	ago							
	sep							
	oct	1						
	nov							

vii) Cuota de mercado mensual de agentes productores en el Mercado del sistema peninsular

OMEL distingue dos momentos para los cuales calcula la cuota de mercado de los diferentes agentes productores. Estos momentos están relacionados con la finalización de la elaboración inicialmente, del Programa Base de Casación (PBC) y, posteriormente, con la finalización de la elaboración del Programa Viable Diario (PVD). En la página web de OMEL solo existe información de los resultados de estos cálculos a partir de mayo de 2001, por tal razón, al poseer una muestra inferior al 50% del periodo estudiado no acudiremos al estudio de los puntos de inflexión; además, es posible que para los años iniciales, por considerarse un periodo de transición al esquema de competencia, las cuotas de mercado no difieran ostensiblemente.

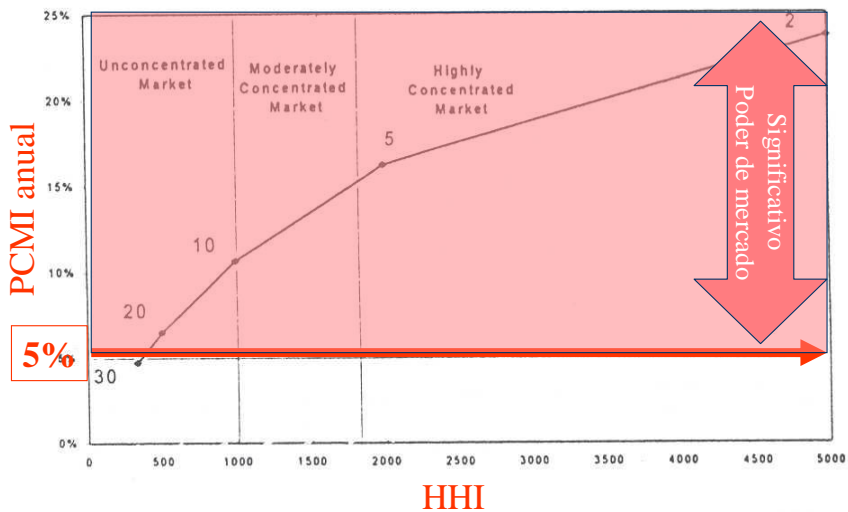
Los gráficos de cuota de mercado se han construido para las empresas que poseen cuotas de propiedad sobre los activos de generación por encima del 3,5%. Estas empresas hacen parte de la organización gremial de empresas eléctricas de nombre UNESA; fundada en 1944 y cuyos fundadores son: Iberdrola, Endesa, Unión Fenosa e Hidroeléctrica del Cantábrico. Posteriormente, en el año 2002 y tras su constitución como empresa independiente, se incorporó Viesgo (Grupo Enel).

La cuota de propiedad de los activos para los agentes de producción fue calculada del Registro Administrativo de Productores, Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados publicado por el Ministerio de Economía (MINECO, 2003). Así, como se muestra en la figura, la cuota de propiedad de las empresas afiliadas a UNESA era cercana al 92,5% al 27 de junio de 2003; mientras que, la parte restante de la propiedad se distribuía entre 17 empresas con participación individual inferior a 1,66%.

Las empresas eléctricas fueron impelidas a desintegrarse verticalmente durante la reestructuración que condujo a la liberalización; por tal razón, algunas de las empresas de UNESA representadas en el gráfico llevan el apelativo de “Generación” que denota la dedicación al ámbito de la producción dentro del

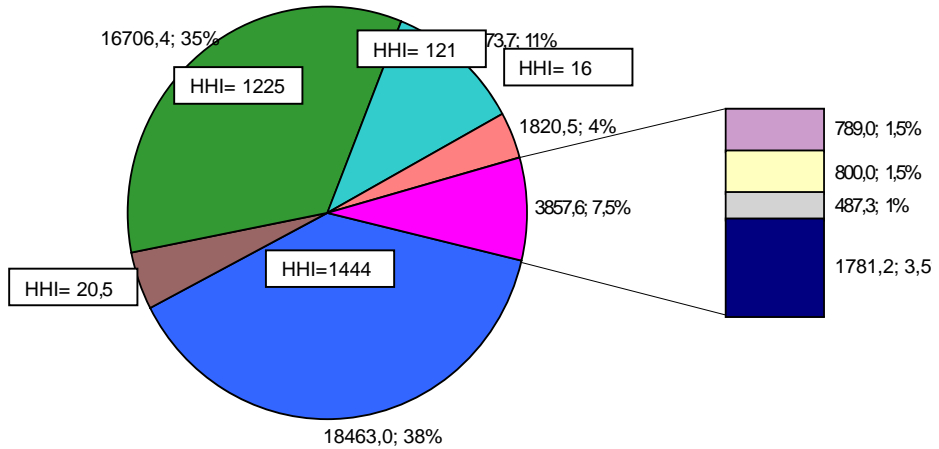
mercado. En el caso de Endesa, a la fecha del estudio se encontraba dispersa en dos empresas: Endesa Generación y Endesa Ciclos Combinados.

A juzgar por el criterio desarrollado para las condiciones de la función de producción del mercado de PJM (Rudkevich et al., 1998, pp. 19–48), la combinación de los índices Herfindahl-Hirschmann HHI y PCMI (Price-Costed Margin Index) que reflejan la concentración de la propiedad y la posibilidad de imponer precios supra competitivos (poder de mercado) respectivamente, el mercado de producción español estaría expuesto al ejercicio de significativo poder de mercado como es mostrado en la siguiente ilustración. Actuando colusivamente dos empresas, Endesa e Iberdrola estarían clasificadas, según su HHI, en la región de “Mercado altamente Concentrado”.



Promedio ponderado anual PCMI vs. HHI.

**CUOTA DE PROPIEDAD DE LOS ACTIVOS (régimen ordinario) DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA**

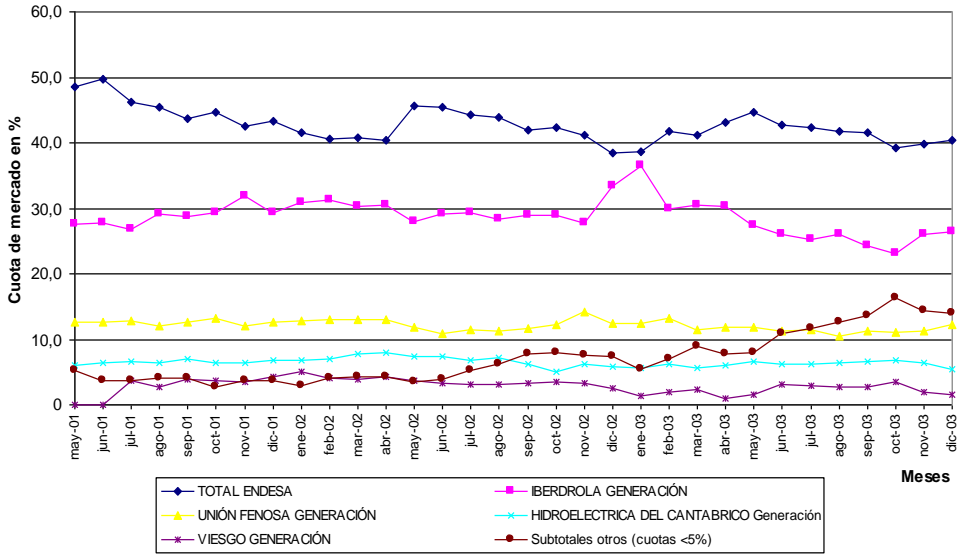


- BAHÍA DE BIZKAIA ELECTRICIDAD, S.L.
- Subtotal ENDESA GENERACIÓN S.A.
- GAS NATURAL SDG, SA
- Subtotal HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.
- Subtotal IBERDROLA GENERACIÓN, S.A.
- Subtotal NUCLENOR, S.A.
- Subtotal UNIÓN FENOSA GENERACIÓN, S.A.
- Subtotal VIESGO GENERACIÓN, S.L. SOCIEDAD UNIPERSONAL
- Otros (cuota <1%)

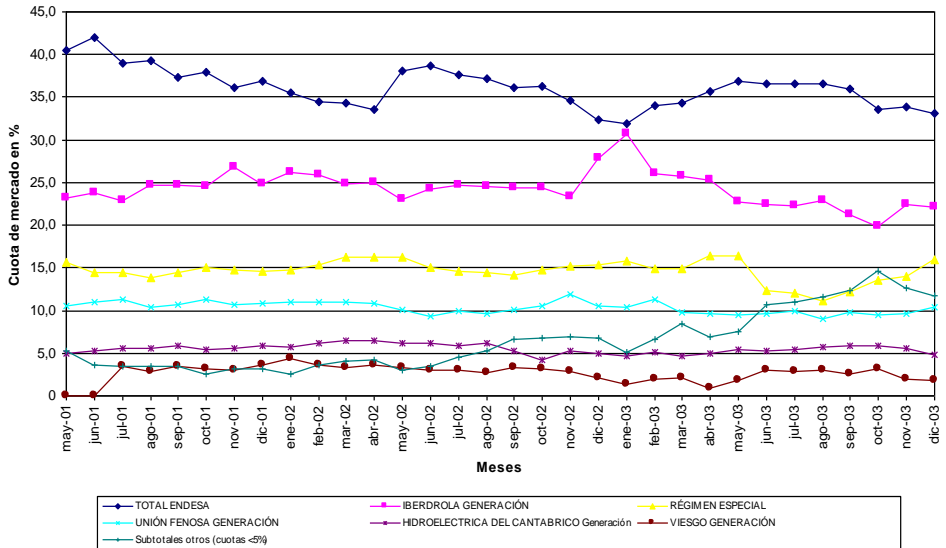
FUENTE: Cálculos propios de MINECO 2003

La evolución de las cuotas de mercado de las empresas pertenecientes a UNESA, para los programas base de casación (PBC) y viable diario (PVD) en el periodo de mayo de 2001 hasta diciembre de 2003 se muestra en las siguientes gráficas:

CUOTA DE MERCADO MENSUAL DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN EN EL PBC

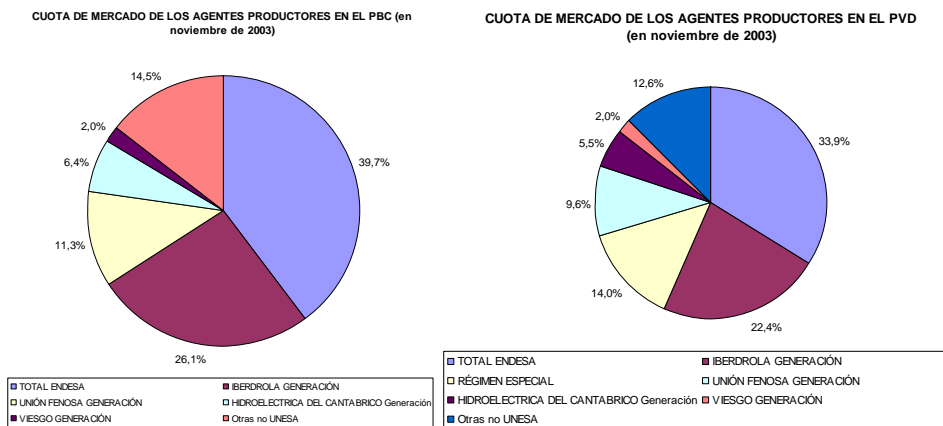


CUOTA DE MERCADO MENSUAL DE AGENES PRODUCTORES EN EL PVD



### Información adicional:

La diferencia de la cuota de mercado observada en los programas base de casación (PBC) y viable diario (PVD) obedece fundamentalmente a la inclusión dentro del PVD de la cuota de participación en el mercado del Régimen Especial.



Del cruce de información de la cuota de propiedad de los activos registrados para el régimen ordinario del mercado y de la cuota de mercado en los Programas PBC y PVD para el mes de noviembre de 2003 tenemos:

Empresa	Cuota de propiedad (%)	Cuota de mercado (%)	
		En el PBC	En el PVD
<b>ENDESA</b>	38	39,7	33,9
<b>Hiberdrola Gen</b>	35	26,1	22,4
<b>Unión FENOSA Gen</b>	11	11,3	9,6
<b>Hidrocantábrico Gen</b>	4,5	6,4	5,5
<b>Viesgo Gen</b>	4	2	2
<b>Otras no UNESA</b>	7,5	14,5	12,6

### Observaciones

- La evolución de las cuotas de mercado en los programas base de casación PBD y viable diario PVD en general son de comportamiento monótono constante para Unión FENOSA Generación (alrededor del 10% en el PVD), Hidroeléctrica del cantábrico Generación (alrededor del 5% en el PVD) y Viesgo Generación (alrededor del 3%).

- La cuota de mercado del Régimen especial en el PVD es de comportamiento monótono constante (alrededor del 15%)
- La cuota de mercado de Endesa Generación es monótona decreciente entre el 42% y el 32% en el PVD; Sin embargo, fue morigerada la tendencia decreciente de la cuota de mercado para la Totalidad de las empresas de Endesa, a partir de la entrada en operación de Endesa Ciclos Combinados en Julio de 2002
- La cuota de mercado de Iberdrola Generación fluctúa alrededor del 25% en el PVD
- La cuota de mercado de otras empresas productoras no miembros de UNESA ha evolucionado, desde junio de 2002, monótonamente al crecimiento entre el 5% y el 15% en el PBD. Al parecer este crecimiento se ha dado fundamentalmente a expensas del descenso de las cuotas de ENDESA y en menor medida de Iberdrola Generación.

### **Conclusiones y conjeturas**

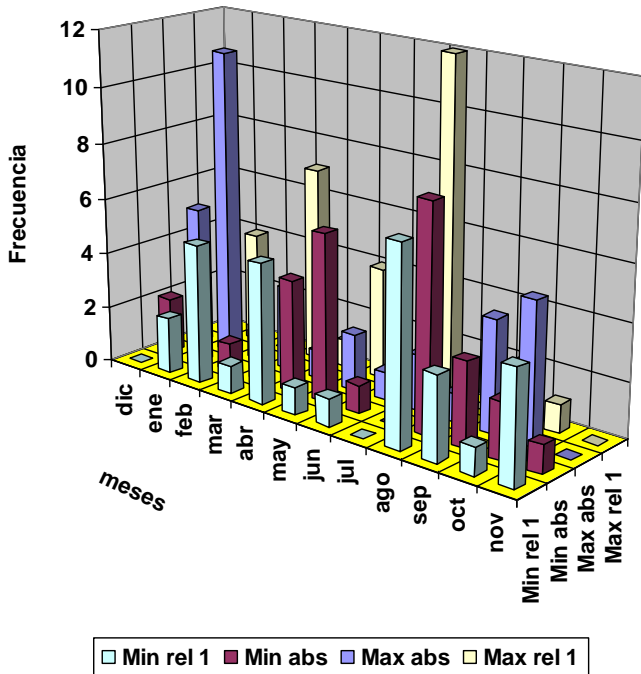
- El comportamiento monótono constante de varias empresas del grupo UNESA puede ser explicado por un crecimiento vegetativo (correlacionado con la demanda) de los activos de generación, y por la posesión de una mezcla tecnológica de los activos que los evade de que las fluctuaciones estacionales de los recursos renovables de energía primaria incidan en variaciones de la cuota de mercado. Como conjetura, también podría tener lugar la ocurrencia de una distribución colusiva de las cuotas de mercado de las empresas miembros de UNESA
- La cuota de propiedad de los activos de régimen ordinario difiere de la cuota de mercado para el caso de Iberdrola Generación en el mes de noviembre de 2003, poseía el 35% de los activos y con ellos solo obtenía el 26,1% de la cuota de mercado en el programa base de casación. Este comportamiento quizá es debido a que la cuota de mercado esta reflejando en mayor medida la energía “firme” que posean las empresas de generación afiliadas a UNESA.



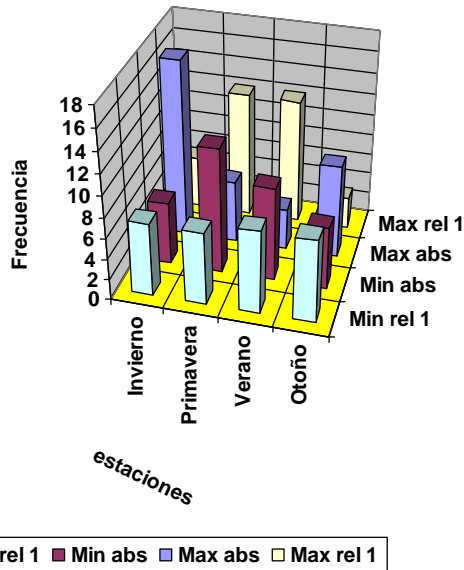
viii) Frecuencias totales de máximos y mínimos mensuales de la oferta.

		Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
Total	ocurrencias	36	32	20	4	33	30	3	0
<i>Frecuencias</i>									
38	dic	5	1	0	0	2	0	0	0
	ene	11	4	1	1	3	2	0	0
	feb	1	0	0	0	1	5	1	0
46	mar	3	7	5	2	2	1	0	0
	abr	1	1	1	0	4	5	0	0
	may	2	4	1	0	6	1	0	0
38	jun	1	0	0	0	1	1	0	0
	jul	2	12	4	0	0	0	0	0
	ago	1	0	0	1	8	7	0	0
36	sep	4	2	4	0	3	3	1	0
	oct	5	1	2	0	2	1	0	0
	nov	0	0	2	0	1	4	1	0

Frecuencias Totales de Máximos y mínimos de la Oferta (1998-2003)

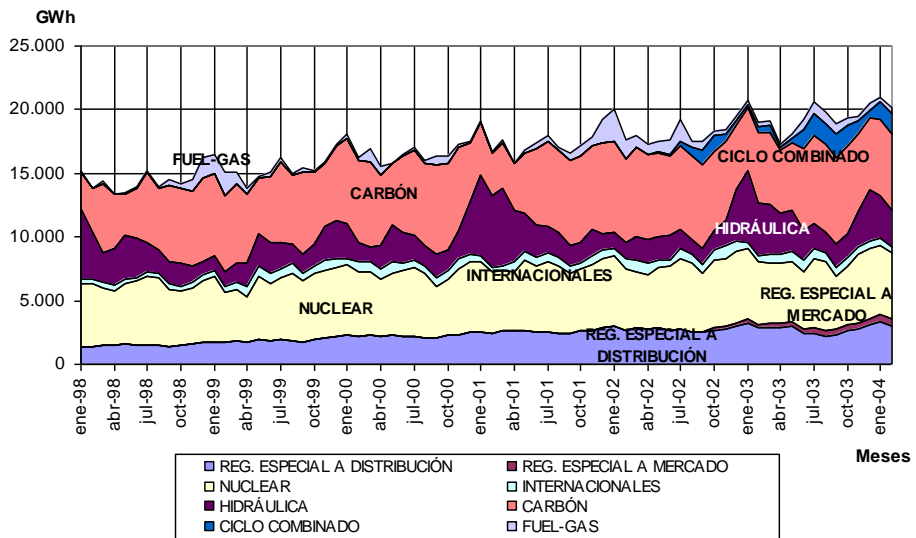


Frecuencias Totales de Máximos y mínimos estacionales de la oferta (1998-2003)



**Información adicional:**

A continuación se expone la gráfica de producción de energía eléctrica mensual agregada por tecnologías durante el periodo de 1998-2003.



### **Observaciones:**

1. Los Máximos absolutos de los comportamientos de recursos de energía primaria y de la producción de energía eléctrica por tecnologías se concentran en la estación de invierno con un peso del 47%, siendo el mes de enero el que acapara al 31% de las ocurrencias de máximos absolutos. A la estación de invierno le sigue la estación de otoño con el 25% de la ocurrencia de máximos absolutos, con los meses de octubre y septiembre aportando un 14% y un 11% respectivamente, esto se explica por la ocurrencia eventual de máximos de producción, en estos meses, para algunas tecnologías como las de carbón , fuel gas y ciclos combinados.
2. Los máximos relativos de nivel 1 se distribuyen entre las estaciones de primavera y verano equitativamente en un 38% para cada una; sin embargo, el mes representativo de los máximos relativos es julio con un 38% de las ocurrencias de máximos relativos de nivel 1.
3. La suma de máximos absolutos y relativos de nivel 1 señalan a los meses de enero y julio como los más representativos de los máximos con un 22% y un 21% del total de esta suma de máximos.
4. Los mínimos absolutos de la oferta se concentran mayoritariamente en la estación de primavera y representan el 36% de ellos; sin embargo, es durante el mes de agosto en que su recurrencia es mayor con un 24% , seguido de mayo y abril con el 18% y el 12% respectivamente.
5. Los mínimos relativos de nivel 1 poseen una distribución equitativa en todas las estaciones del año. En el mes de agosto se concentra el mayor porcentaje mensual de ellos en un 23%.
6. La suma de los mínimos absolutos y relativos de nivel 1 señala al mes de agosto como el mes representativo de las inflexiones de mínimos al concentrar al 24% de todas las ocurrencias de esta suma de mínimos.
7. Existe una distribución bastante uniforme de ocurrencias de inflexiones de la oferta durante las cuatro estaciones que varía entre el 23% para el otoño, el 24% para cada una de invierno y verano y el 29% para la primavera. Este

comportamiento habla del comportamiento estacional de las inflexiones de máximos y mínimos de la oferta.

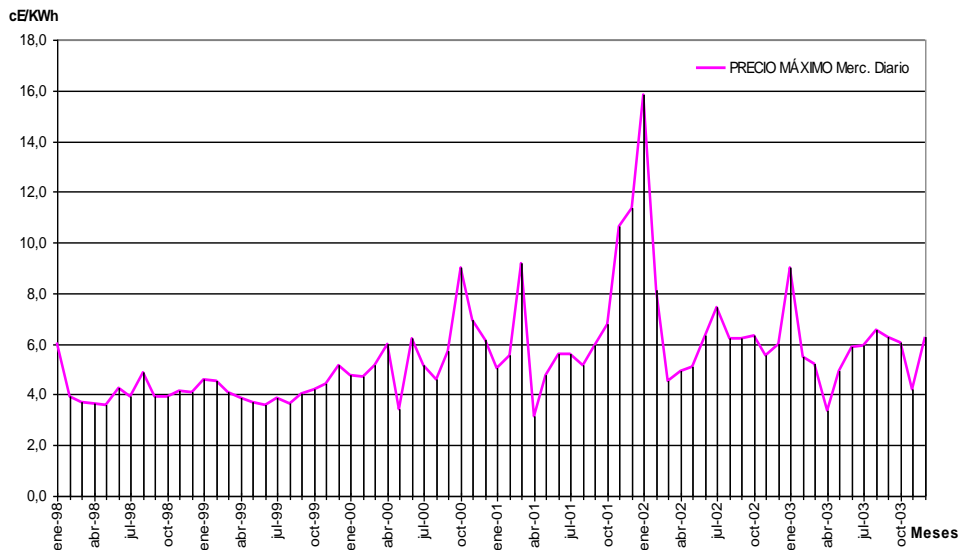
### Conclusiones y conjeturas:

- a. Los meses de mayor representatividad para la oferta son los meses de enero, julio desde el punto de vista de máximos de producción y agosto desde el punto de vista de su mínimo.
- b. La abundancia de producción hidráulica desplaza a la producción de las térmicas no nucleares de régimen ordinario. Así la abundancia de recurso hidráulico es evidente en el mes de enero de los años 2001 y 2003, donde a pesar de la alta demanda existió constreñimiento de la producción térmica no nuclear. Durante la escasez de este recurso en el mes de enero de los años 1999 y 2002 existió producción adicional de electricidad a base de fuel gas para garantizar la cobertura de la demanda

### Los Precios

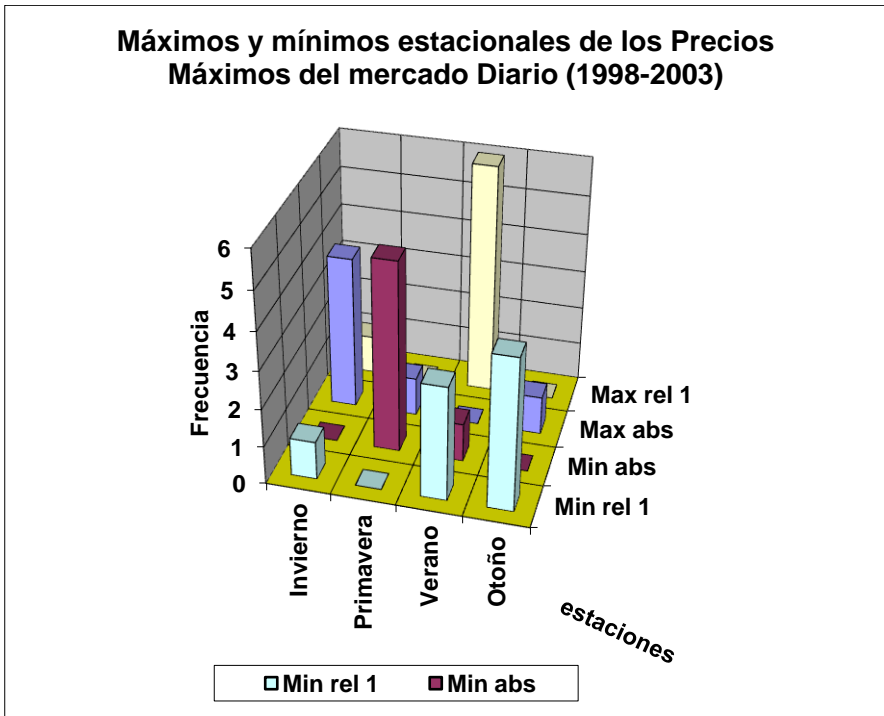
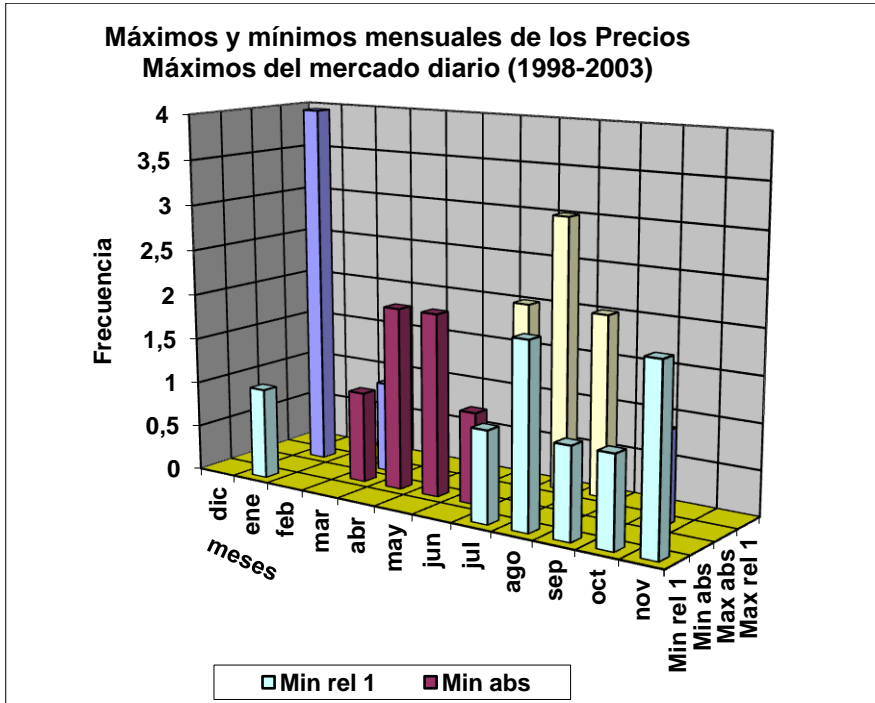
c) Los precios del mercado Diario

i) Precios Máximos mensuales del Mercado Diario:



Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	ene	ago	jun	nov	may	Jul Sep oct	-	-
1999	dic	ene	jul	-	jun	ago	-	-
2000	oct	jun	abr	-	may	ago	feb	-
2001	mar	Jun jul	-	-	abr	ene	ago	-
2002	ene	jul	oct	-	mar	nov	ago	-
2003	ene	ago	-	-	abr	nov		
Total ocurrencias	6	7	4	1	6	8	3	0
<i>Frecuencias</i>								
	dic	1						
	ene	3	1			1		
	feb						1	
	mar	1			1			
	abr		1		2			
	may				2			
	jun	2	1		1			
	jul	2	1			1		
	ago	2				2	2	
	sep					1		
	oct	1	1			1		
	nov			1		2		

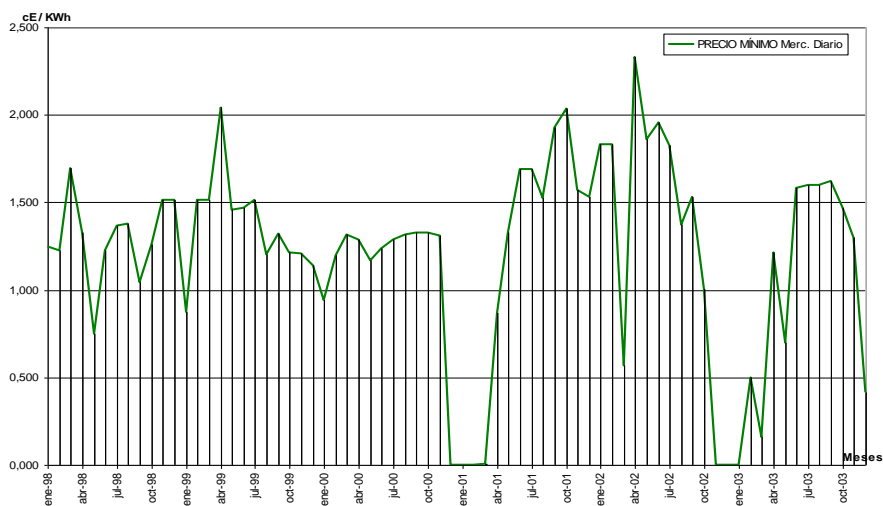
**Precio Máximo Mensual:** máximo precio marginal del mercado diario ocurrido durante el mes.



**Observaciones:**

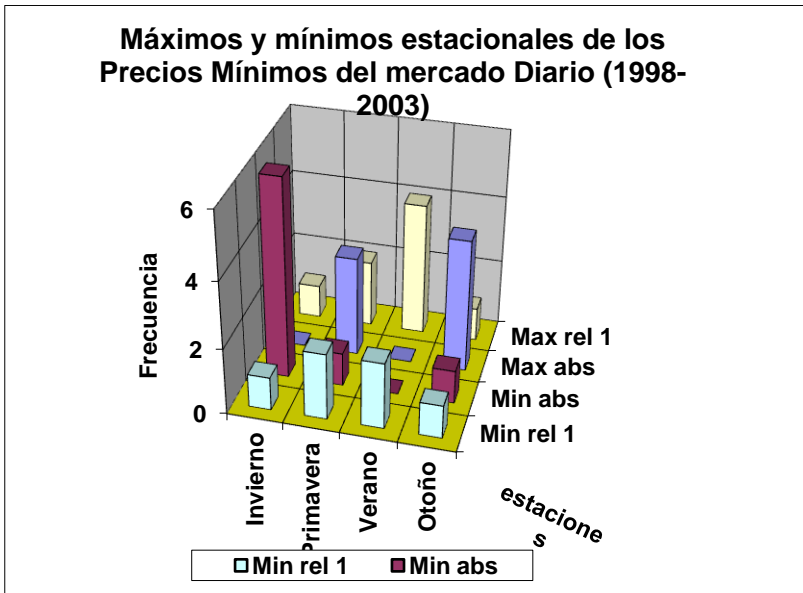
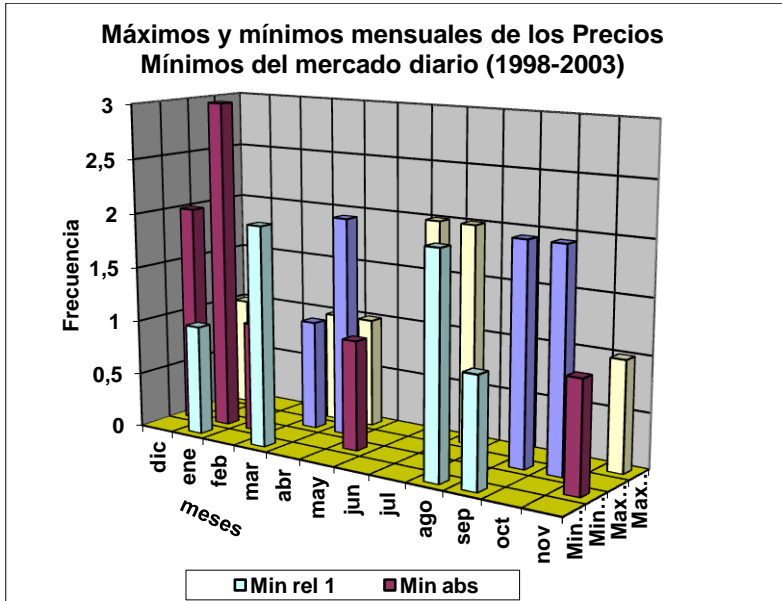
- Los máximos absolutos se ubican mayoritariamente en invierno, en el mes de enero (4 veces). Uno de los dos remanentes se ubica en otoño (octubre de 2000) y el otro en la primavera de 2001 (marzo). Estos dos máximos absolutos de precios máximos no son explicables a partir del comportamiento conjugado de la demanda, de la energía casada, del producible Hidráulico y del nivel de los embalses, como si podrían serlo los máximos absolutos de precios ocurridos en enero de los años 98,99, 02 y 03.
- Los máximos relativos de nivel 1 se ubican en verano exclusivamente (7 veces), distribuidos en tres ocasiones para julio y dos para cada uno de los meses de junio y agosto.
- Los mínimos absolutos de los precios máximos mensuales se ubican en la primavera mayoritariamente (5 veces), de ellas 2 en abril, 2 en mayo y una en marzo. El mínimo absoluto de los precios máximos ocurrido en junio de 1999 pareciera tener un comportamiento inercial de precios bajos antecedido por los meses de abril y mayo de ese mismo año.
- Los mínimos relativos de los precios máximos se encuentran dispersos en otoño, verano e invierno, y es tal su dispersión mensual que no es posible discernir un comportamiento tipificable.

ii) Precios Mínimos mensuales del Mercado Diario:

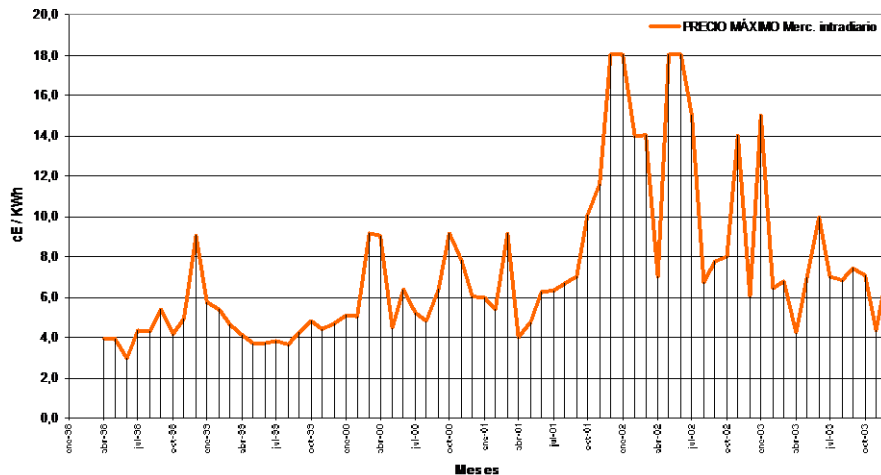


Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	mar	nov dic	jul ago		may	Sep	feb	-
1999	abr	jul	Sep	-	ene	ago	may	-
2000	Sep oct	mar	-	-	dic	ene	may	-
2001	oct	Jun jul	-	-	Ene feb	ago	nov	-
2002	abr	jun	Ene feb	Sep	nov dic	mar	ago	may
2003	Sep	abr	feb	-	ene	mar	may	-
Total ocurrencias	7	8	6	1	8	6	6	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic		1		2			
	ene			1	3	1		
	feb		2		1		1	
	mar	1	1			2		
	abr	2	1					
	may				1		3	1
	jun		2					
	jul		2	1				
	ago			1		2	1	
	sep	2		1	1			
	oct	2						
	nov		1		1		1	

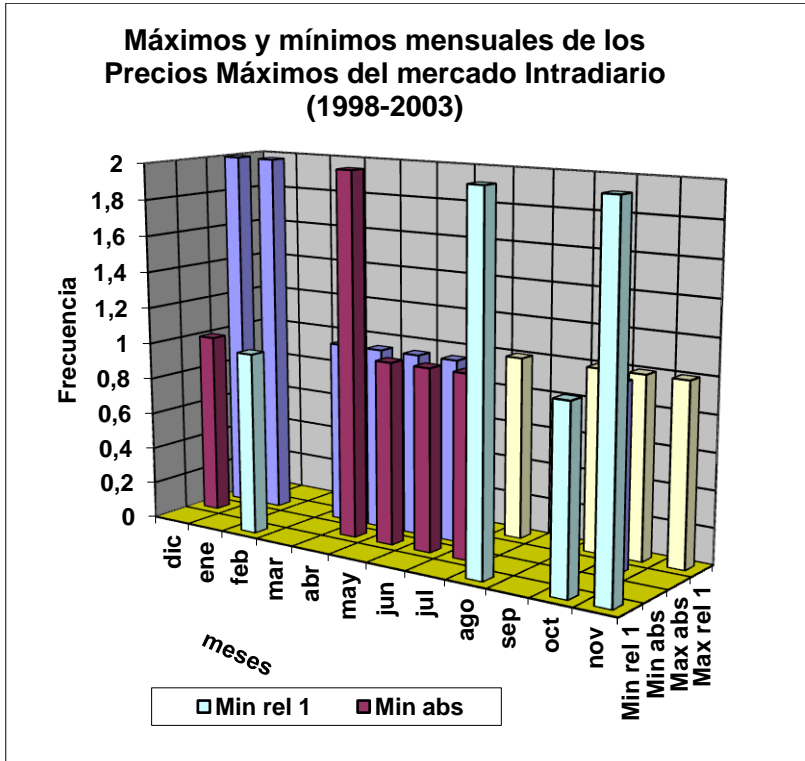




- d) Los precios del mercado Intradía
- i) Precios Máximos mensuales del Mercado Intradía:



Año	Max abs	Max rel 1	Max rel 2	Max rel 3	Min abs	Min rel 1	Min rel 2	Min rel 3
1998	dic	Sep	jul	-	Jul	oct	ago	-
1999	oct	jul	-	-	jun	nov	-	-
2000	mar abr	oct	jun	-	may	ago	feb	-
2001	dic	mar	-	-	abr	feb	-	-
2002	ene may jun	nov	-	-	dic	ago	abr	-
2003	ene	jun	Sep	mar	abr	nov	feb	ago
Total ocurrencias	9	6	3	1	6	6	4	1
<i>Frecuencias</i>								
	dic	2			1			
	ene	2						
	feb					1	2	
	mar	1		1				
	abr	1			2		1	
	may	1			1			
	jun	1	1	1	1			
	jul		1	1	1			
	ago					2	1	1
	sep		1	1				
	oct	1	1			1		
	nov		1			2		



*e) La oferta de energía residual del mercado*

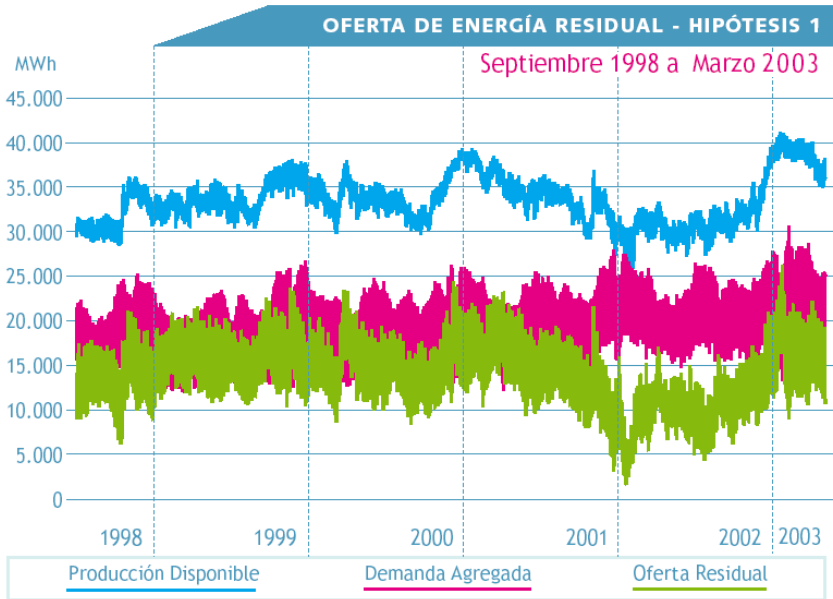
La Oferta de energía residual es la diferencia entre la oferta de energía disponible y la oferta de producción casada en cada hora.

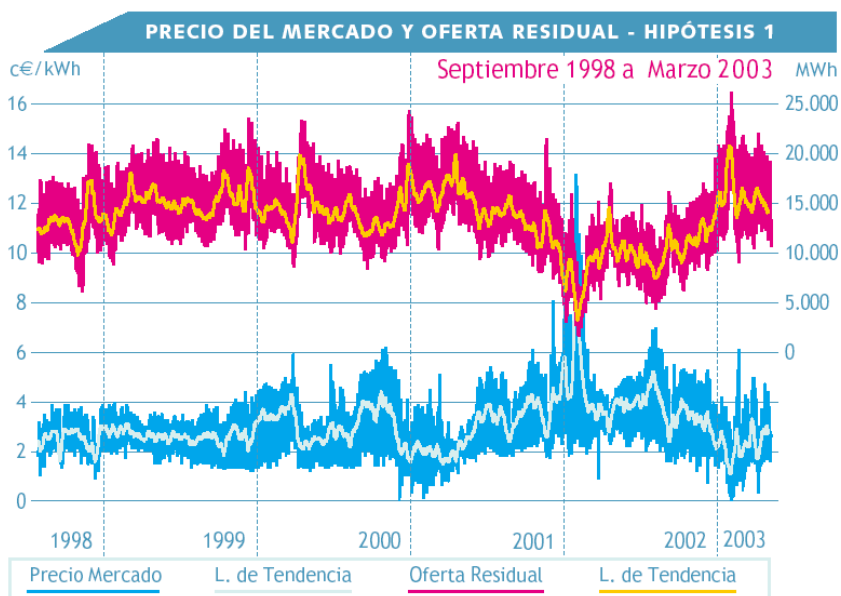
El total de la energía casada en cada hora se denomina demanda agregada en cada hora

OMEL también llama a la oferta de energía residual como la reserva de producción de energía eléctrica en el mercado diario; la cual, puede evaluarse a través del conjunto de ofertas de venta de los productores que no han resultado casadas; ellas indicarían la energía disponible en exceso sobre la demanda de electricidad casada. Con ello se consideraría un margen de reserva que incidiría en la formación de precios.(OMEL). Es obvio que esta incidencia es mayor tanto menor sea la incidencia de la actividad y recursos de la demanda; elemento este que para el mercado español actual podemos considerar incipiente.

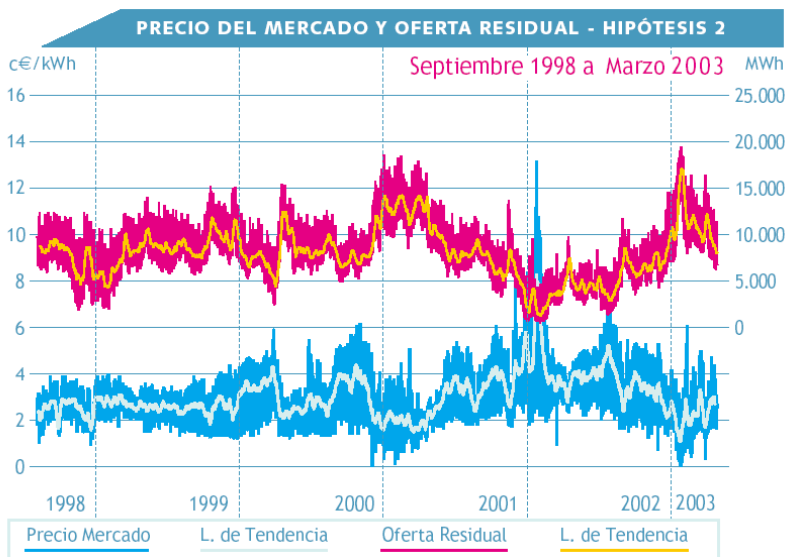
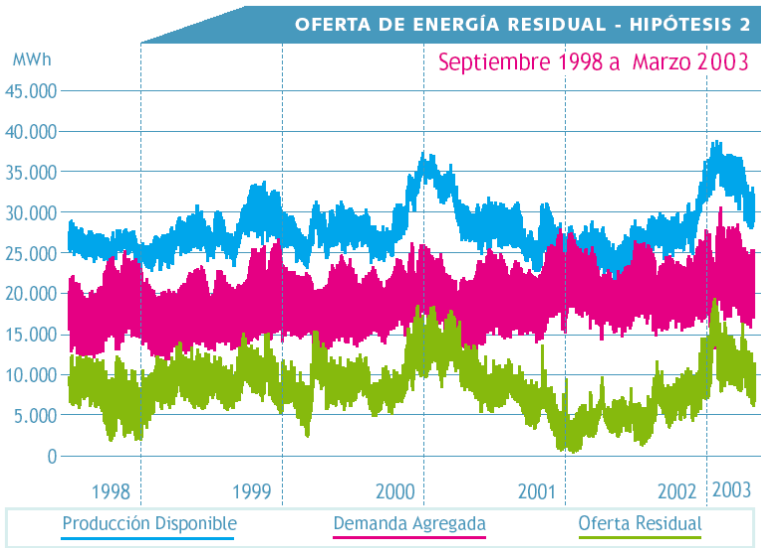
La consideración como margen de reserva de energía ofertada y no casada depende del tipo de tecnología y de la posibilidad de uso permanente de dicha energía. Por tal razón OMEL considera en sus análisis tres hipótesis:

- Hipótesis 1, Oferta de Energía Residual Total, donde se considera la producción de energía eléctrica disponible como el total de la energía ofertada en cada una de las horas del periodo 1998-marzo 2003.

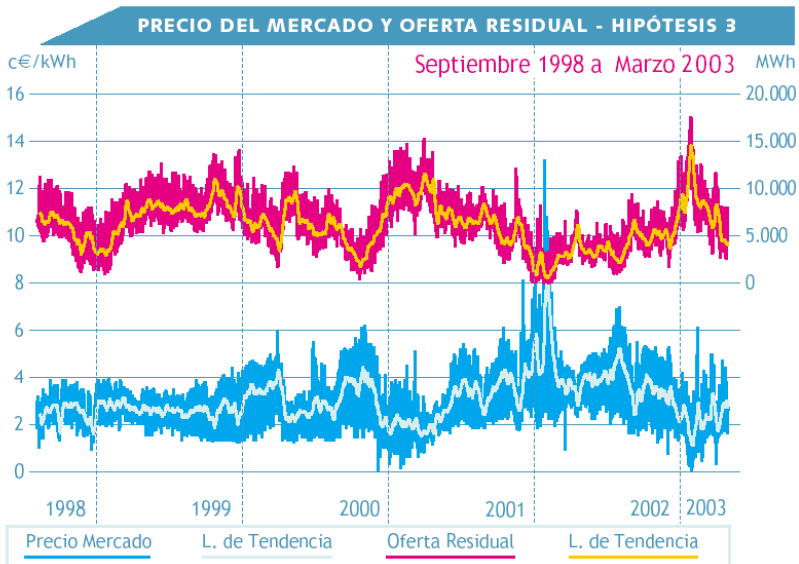
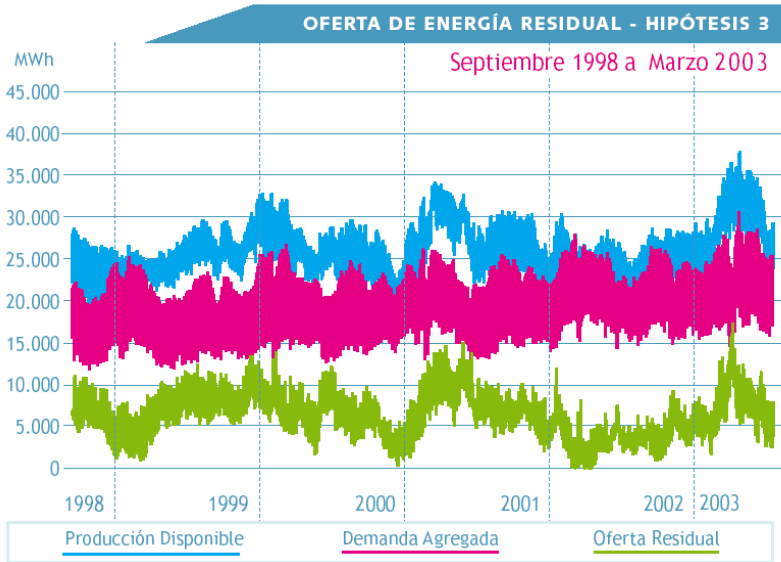




- Hipótesis 2, Oferta de Energía Residual Térmica e Internacional, en donde se descuenta de la producción de energía eléctrica disponible considerada en la hipótesis 1, el total de la energía ofertada proveniente de centrales hidráulicas, para cada una de las horas del período septiembre 1998- marzo 2003. Lo que equivale a no considerar como permanente el excedente de potencia horaria hidráulica; configurándose de esta manera, como una hipótesis conservadora, sobre todo para el caso en que el producible hidráulico sea alto ó medio.



- Hipótesis 3, Oferta Residual Térmica e Internacional Límite, en donde se descuenta de la producción de energía eléctrica disponible considerada en la hipótesis 2, el total de la energía ofertada proveniente de ofertas a un precio superior a 9,01 c€/KWh y que no han sido asignadas en el día en el proceso de solución de restricciones técnicas, para cada una de las horas del período septiembre 1998- marzo 2003.



En el mercado diario se produce una elevada correlación inversa entre el margen de reserva de producción de energía eléctrica y el precio de dicha energía, como figura en los gráficos adjuntos para las hipótesis anteriores y los periodos coincidentes.





## ANEXO 5.2

# **Estudio de las curvas de carga resultantes del modelo de conocimiento de la demanda del mercado español**

Con ayuda de las curvas de carga es posible establecer el comportamiento de los distintos grupos de consumidores, la flexibilidad como atributo agregado del grupo, la ubicación de la carga en periodos de escasez o abundancia relativas; es decir, la curva de carga es un instrumento necesario para juzgar la potencialidad de la participación de la demanda en mercados concretos.

Como parte de esta tesis se desarrollo un modelo de conocimiento de la demanda que tiene como productos diferentes tipos de curvas de carga curvas de carga. Las curvas de carga que arroja el modelo se clasifican:

- a. Según la resolución temporal de la distribución de los consumos, en curvas de carga anuales (distribución estacional-mensual); curvas de carga semanales (distribución laboral-semanal) y curvas de carga diarias (distribución horaria).
- b. Según el grado de agregación de los consumos en curvas de carga del sistema (agregación total de consumos de demanda) y curvas de carga por agente de demanda (agregación parcial de consumos de demanda).

Para exponer algunos resultados y conclusiones elaboradas a partir del modelado de la demanda partiremos de la resolución temporal más amplia para desembocar en las curvas de carga diarias del sistema y de las empresas agregadoras.

### ***a. Curva de carga anual del año 2003***

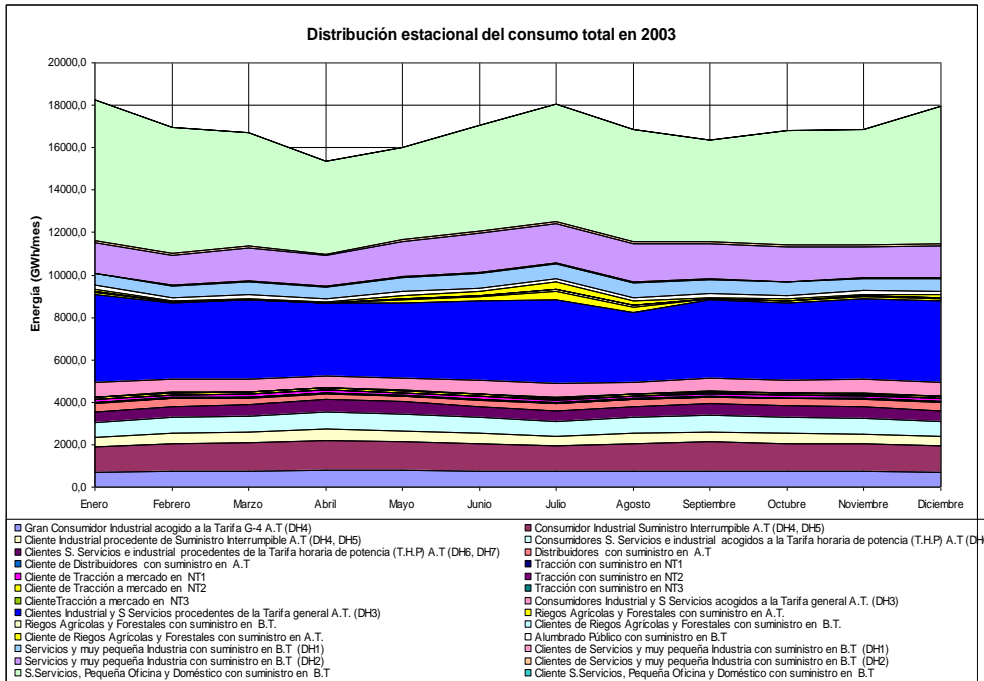
En la Figura A5.30 se expone la curva de carga anual del año 2003 del Sistema Peninsular Español. Este año posee algunas particularidades relevantes:

1. Ocurrió a partir del mes de enero la culminación del calendario de elegibilidad y con ello la apertura de la posibilidad de entrada al mercado liberalizado del 100% de los consumidores. Por tal razón, en su curva de carga aparecen clientes a mercado de la mayoría de grupos de consumidores (algunos de ellos de participación imperceptible en la Figura A5.30).
2. La pluviosidad de la época de invierno 2002-2003 fue superior a la media; es decir, que la necesidad de riegos fue inferior en esa época; sin embargo, ocurrió una ola de calor y un verano muy seco que concentraron los riegos en la época de verano (el consumo de riegos está representado en amarillo en la Figura A5.30).
3. A pesar de que los precios de la energía en el mercado mayorista fueron mucho más bajos que en el año 2002, según la CNE los comercializadores no transmitieron estas señales a los consumidores y se produjeron descensos netos en los indicadores porcentuales de participación de clientes en el mercado liberalizado (Ruscalleda, 2003). Además, de barreras burocráticas para el acceso de consumidores en baja tensión al mercado liberalizado; así solo el 31% de la energía consumida se transó a través del mecanismo del mercado liberalizado.

Su curva de carga anual construida en la Figura A5.30 tiene como referencia a los consumos por riegos para fijar la frontera entre consumos a baja tensión (parte superior de la gráfica a partir de los consumos por riegos) y consumos a alta tensión (parte inferior de la gráfica).

Es evidente que mayor variabilidad estacional posee el comportamiento de los consumidores de baja tensión, donde se concentran los consumidores domésticos y las pequeñas y medianas empresas industriales y de servicios.

Como consecuencia de esta variabilidad del consumo en baja tensión se configuran meses de gran demanda como enero y julio y meses de baja demanda como abril y septiembre de ese año. Los meses de enero, julio y abril tienen una recurrencia marcada en todos los años estudiados por sus características de demanda del sistema.



**Figura A5.30.** Curva de carga anual de consumos del sistema peninsular del mercado Español (2003).

La ola de calor vivida en el verano de 2003, elevó la demanda habitual para los meses de junio, julio y agosto. Sin embargo, también ello fue posible por el sostenido cambio en los hábitos de climatización de los hogares, ya que tanto en años anteriores como en este, la adquisición de equipos de climatización refrigerante y de doble función ha crecido dentro de los hogares españoles.

La escasa variabilidad estacional de la energía consumida a alta tensión, permite a estos consumidores un manejo del riesgo diferente al de los consumidores en baja tensión; pues, estos son consumidores de grandes “bloques” unitarios de energía eléctrica, que podrían pactar contratos de energía por bloques y así

evadir el riesgo de la volatilidad estacional de precios que producen los consumidores en baja tensión. Sin embargo, en el Mercado Español la presencia de contratos de energía en bloque es escasa. Esto, al parecer, también tiene que ver el desacople entre mercado mayorista y minorista que ha producido la existencia del fondo<sup>30</sup> de titulización de activos y a la restricción impuesta por la regulación del cargo por garantía de potencia que imposibilita a los productores que convienen contratos recibir los pagos de dicho cargo.

### ***b. Curva de carga semanal de enero de 1998***

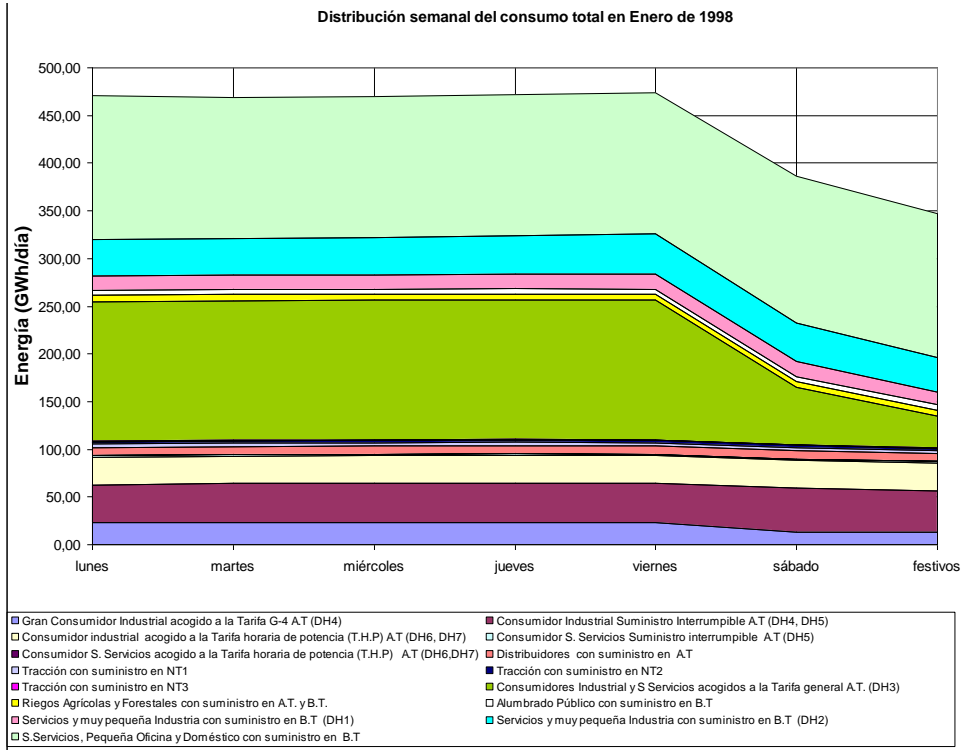
La curva de carga semanal de enero de 1998, del sistema peninsular, es mostrada en la Figura A5.31. En este año la participación de clientes en la conformación de la carga es nula; pues la totalidad de los usuarios de la energía efectuaban sus adquisiciones en calidad de consumidores a tarifa integral.

En esta curva de carga es evidente que la causa de la menor carga en días festivos tiene una connotación laboral y definida fundamentalmente por el comportamiento de los consumidores industriales y de servicios, acogidos a la tarifa general de Alta Tensión (1-36 kV) y a los grandes consumidores industriales acogidos a la tarifa G4 en muy Alta Tensión (>76 kV).

Este descenso de la demanda en los días festivos es aprovechado por los consumidores a tarifa interrumpible o por los consumidores con tarifa horaria de potencia (THP) quienes poseen suficiente flexibilidad en sus procesos tecnológicos productivos fabriles y de servicios, para desplazar en el tiempo, hacia el sábado y festivo, su carga. En la ejecución operativa de los compromisos de estas tarifas interviene el operador del sistema (REE) y el regulador, determinando los periodos de interrumpibilidad o los periodos de carga de potencia fijos o móviles existentes.

---

<sup>30</sup> De acuerdo al Artículo 19 del Título III, de la Ley 54 / 1997, son “los fondos ingresados por los distribuidores y comercializadores”, que se reparten entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema, atendiendo a la retribución que les corresponda de conformidad con esta Ley.

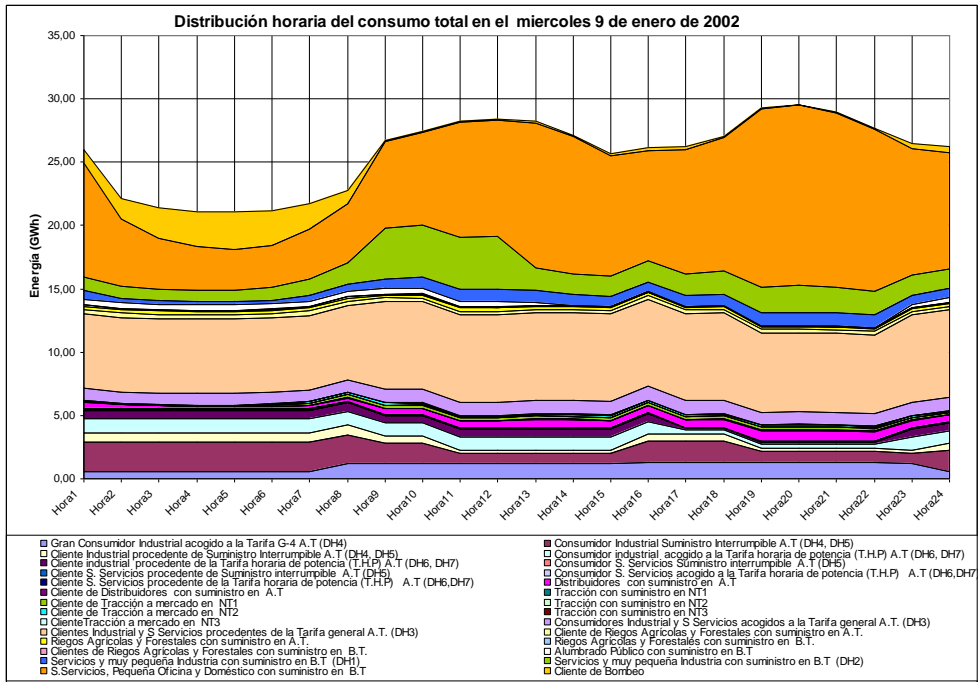


**Figura A5.31.** Curva de carga semanal de consumos del sistema peninsular del mercado Español en enero de 1998.

*c. Curva de carga diaria del 9 de enero de 2002*

La curva de carga diaria, mostrada en la Figura A5.32, corresponde a la distribución horaria arrojada por el modelo para el día 9 de enero de 2002; que coincide con el día de mayor demanda de energía de ese año. Justamente al día siguiente se registró el precio de la energía eléctrica más alto de toda la historia del mercado; al mismo tiempo, la oferta residual del sistema, calculada por OMEL<sup>31</sup>, ha sido la mínima en la historia del mercado. Esto ocurrió en una temporada invernal muy seca, según la valoración del producible hidráulico publicado por REE.

<sup>31</sup> OMEL utiliza a la oferta residual del mercado, o sea la oferta no casada, como indicador de las reservas de producción del mercado, así mismo plantea una correlación inversa muy ajustada entre el precio del sistema y la oferta residual.



**Figura A5.32.** Curva de carga diaria de consumos del sistema peninsular del mercado Español en enero 9 de 2002.

Aunque, la magnitud de los consumos para este día fue alta, el comportamiento de los consumidores, a excepción del comportamiento de bombeo, fue el habitualmente encontrado para periodos similares de los años de estudio. De este comportamiento habitual es destacable:

- a. El comportamiento contrario a la curva de carga del sistema, de la carga agregada de los consumidores conectados a alta tensión (ubicados en la Figura A5.32. por debajo del consumo de riegos (amarillo)). Este comportamiento es debido fundamentalmente a la influencia de los consumidores y clientes provenientes de las tarifas interrumpibles y horaria de potencia. Pues, ellos disminuyen su carga justamente en las horas del pico extremo (hora 21); pico (horas 20 y 22) y del semipico (horas 11 a 15 y 19). Esta modalidad de tarifa es de manejo centralizado por el operador del sistema, en un esquema de mercado podría

implementarse como la modalidad de programas de participación de demanda, como las llamadas “call options”.

- b. Ahora bien, si con el efecto de la administración de la flexibilidad de los grandes consumidores se logra mantener baja la demanda agregada, para las horas pico y pico extremo hasta el nivel de agregación de los consumos de las Pymes, no sucede lo mismo cuando se agrega la carga de los consumidores domésticos y de servicios en baja tensión; pues, estos poseen un nivel de consumo de energía muy alto (48% del consumo horario, ver Figura A5.33), de manera que en forma recurrente en enero se produce el pico extremo a las 20 horas, acompañado por dos horas adyacentes de elevada demanda que conforman el periodo de las horas pico.
- c. El consumo de bombeo en la hora 5 del valle habitualmente está entre un 7 y 10% del consumo total de dicha hora. Sin embargo, para este día el consumo de bombeo a esa hora llegó hasta el 14%, lo que representa un consumo realizado con la plena capacidad de bombeo del sistema; es decir, que los productores, propietarios de las centrales hidroacumulativas, ofrecieron toda su capacidad de producción de energía meritoriamente<sup>32</sup> dentro del mercado mayorista, lo que revela una situación de escasez de oferta de tecnologías menos costosas, en las horas pico y pico extremo; en las cuales, las centrales hidroacumulativas operan en régimen de generación de energía eléctrica. De esta manera los propietarios de las centrales hidroacumulativas adquirieron su energía para abastecer el régimen de bombeo en el mercado diario a un precio de 3,885 ¢€/kWh en la hora 5, y vendieron a 12,024 ¢€/kWh en la hora 20. La energía no adquirida en el mercado diario fue comprada en el mercado intradiario a 4,026 ¢€/kWh en la hora 5 y vendida a 15,031 ¢€/kWh en la hora 20.

---

<sup>32</sup> Oferta meritoria es aquella que resulta casada, pues está por debajo del precio marginal del sistema y la cantidad ofrecida es necesaria para atender la demanda.

Esta situación se presentó durante buena parte del año 2002, donde los factores de carga para las centrales hidroacumulativas, en régimen de generación, fueron de 0,32 y 0,34<sup>33</sup> para los meses de enero y julio respectivamente; para el mes de abril sólo decreció este factor hasta 0,21.

Estos resultados son representativos de las posibilidades por parte de la demanda de administración beneficiosa de las situaciones de escasez entre los niveles de periodos de demanda, lo cual es reconocible para los casos de generación distribuida y almacenaje de energía eléctrica en otras formas.

En las horas valle se ha producido la mayor diversidad de rangos de utilidad, esta situación tiene su explicación en el peso de los clientes a mercado liberalizado que se concentran en este periodo de demanda, como se muestra en la Figura A5.33, ellos representan al 51% de todos los consumos de la hora 5. Se destacan entre los clientes aquellos que provienen de la tarifa general de alta tensión, quienes representan al 28% de todo el consumo y son usuarios industriales y de servicio en tensiones entre 1 y 36 kV.

---

<sup>33</sup> No se debe olvidar que el máximo factor de carga teórico de este tipo de central en régimen de generación es de 0,5.



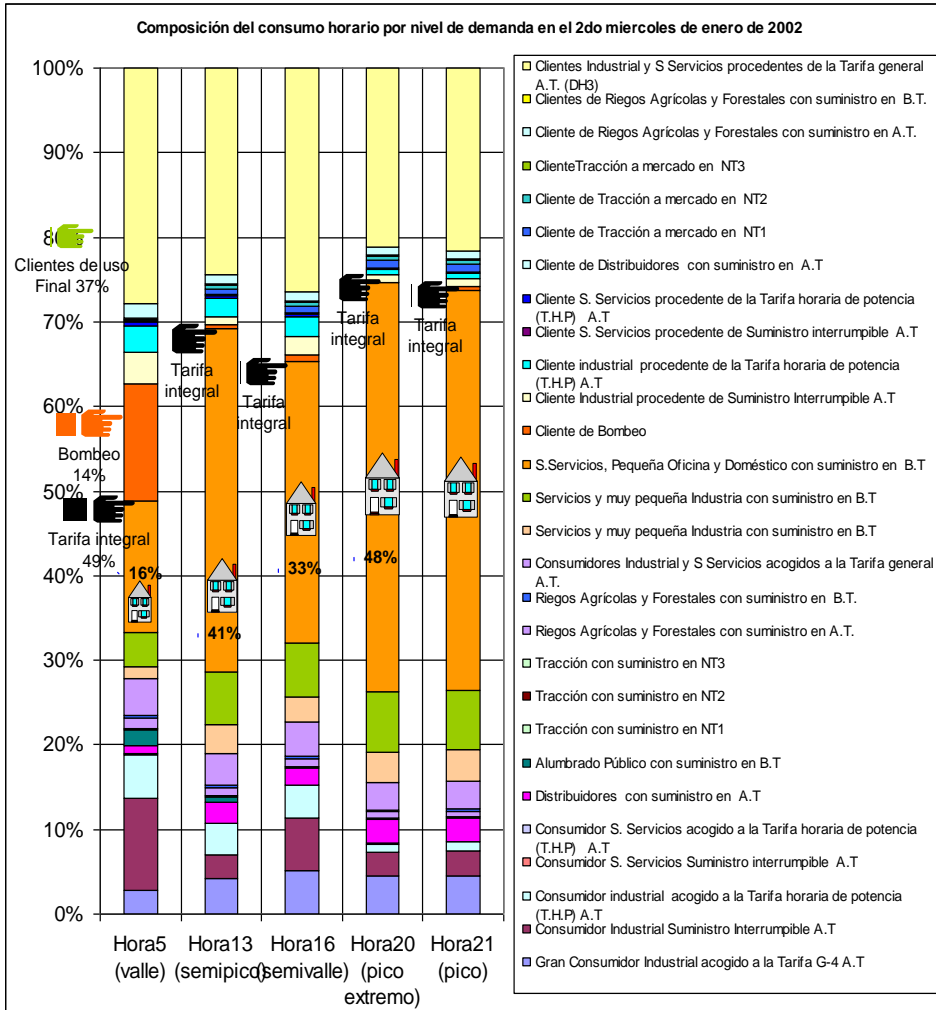
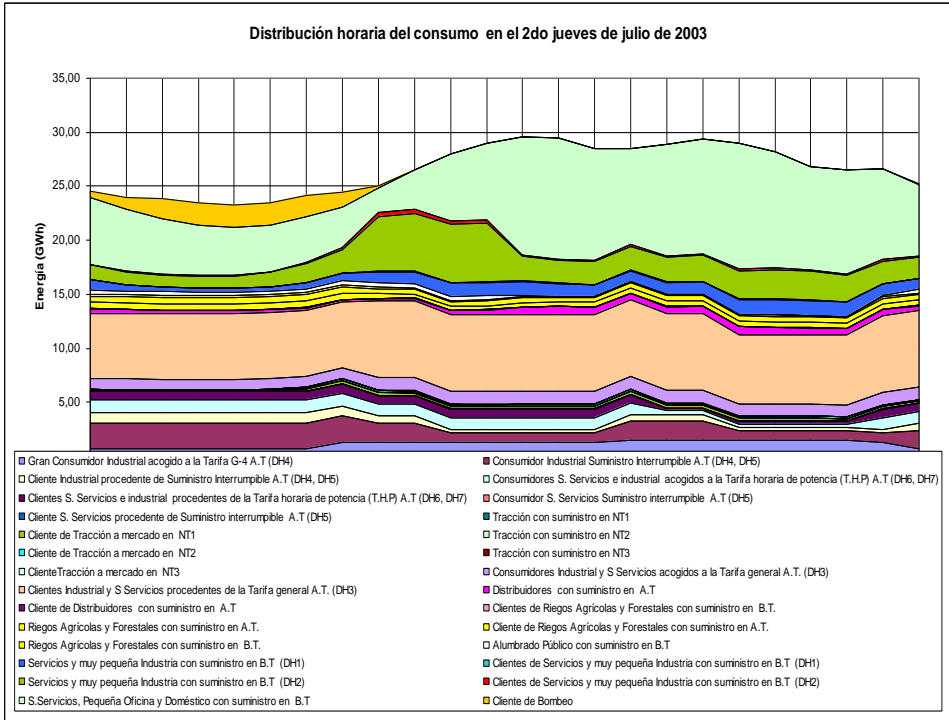


Figura A5.33. Composición del consumo horario por niveles de demanda en enero 9 de 2002

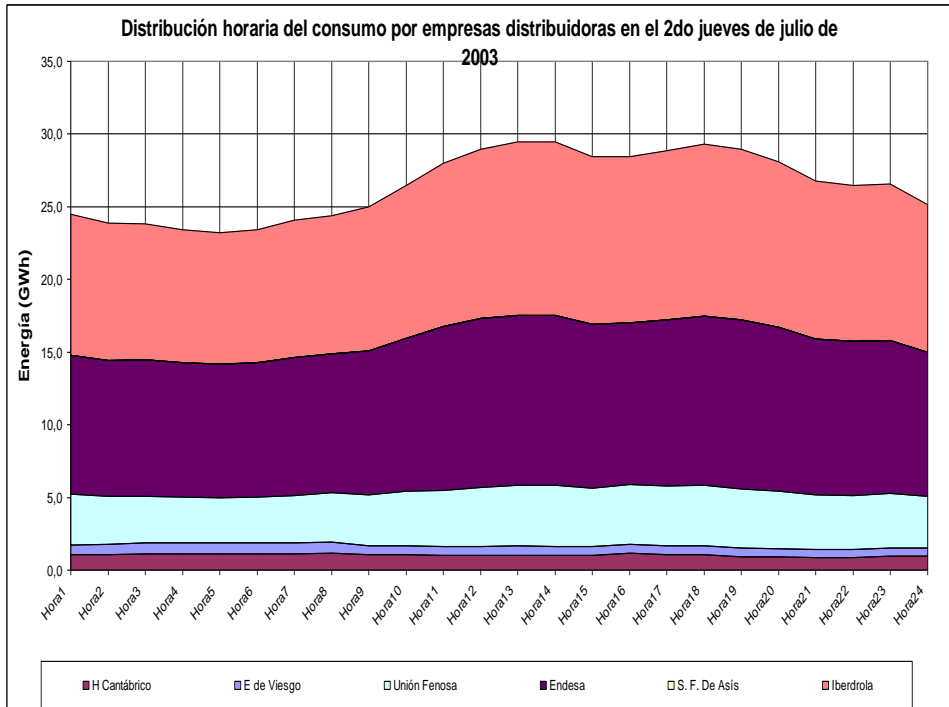
**d. Comparación de las Curvas de carga diaria del 9 de enero de 2002 y del 2do jueves de julio de 2003**

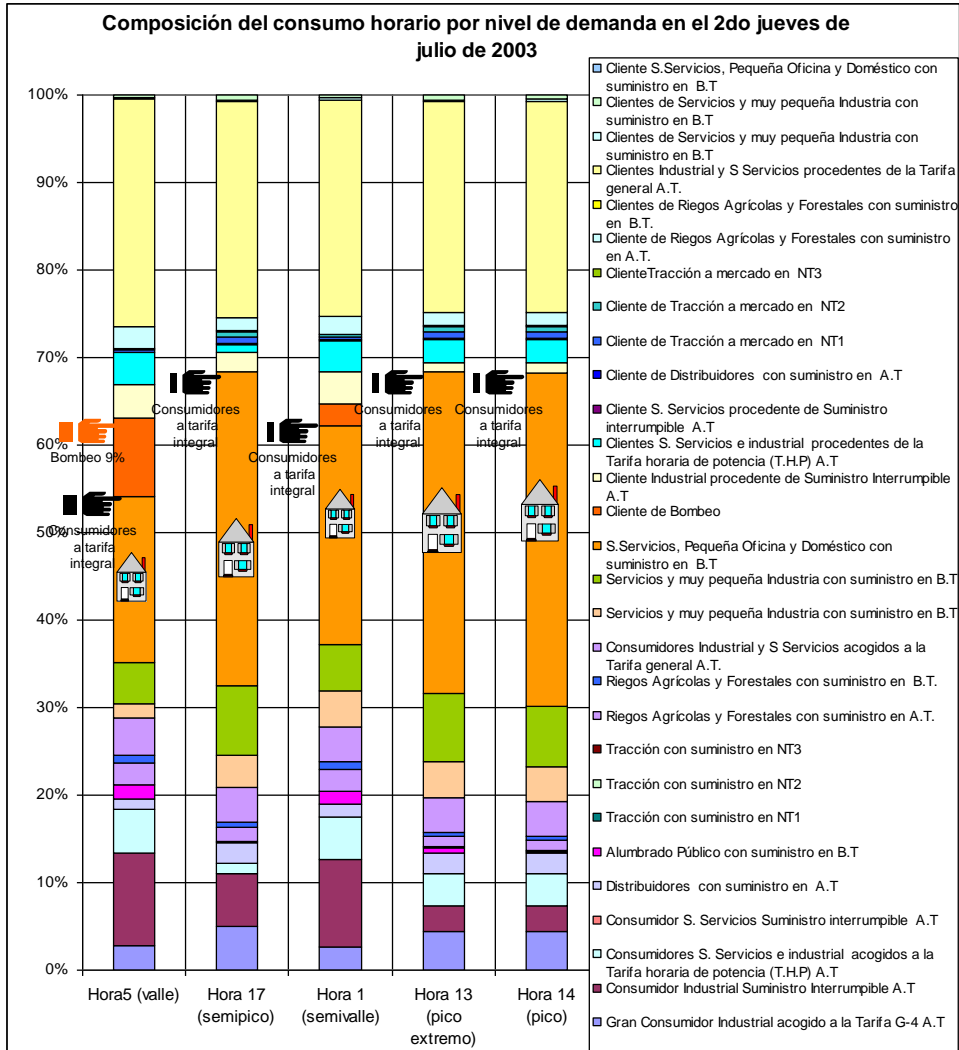
Ahora bien, así como para el mes de enero los consumidores y clientes domésticos y servicios en baja tensión son los principales responsables del pico extremo, efecto este que puede ser generalizado a todos los meses de invierno (diciembre, enero y febrero); en los meses de verano (junio, julio y agosto) nuevamente son los usuarios domésticos, los responsables del pico extremo; pero acompañados por los usuarios del sector servicios y muy pequeña industria con suministros en baja tensión. Esto es palpable en las Figuras A5.34 y A5.35,

donde se muestran las curvas de carga horaria del segundo jueves de julio de 2003 y la composición por niveles de demanda de consumos de estos usuarios. Es evidente que la composición del consumo doméstico baja en la hora de pico extremo hasta el 38% (en comparación del 48% para enero); pero a su vez sube el consumo de varios grupos de consumidores que absorben la baja relativa de los usuarios domésticos.

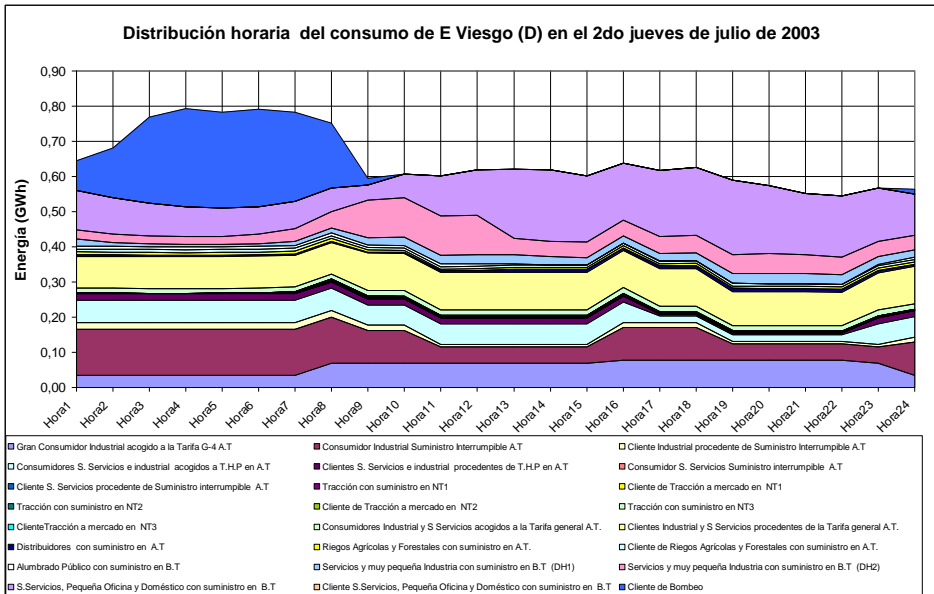
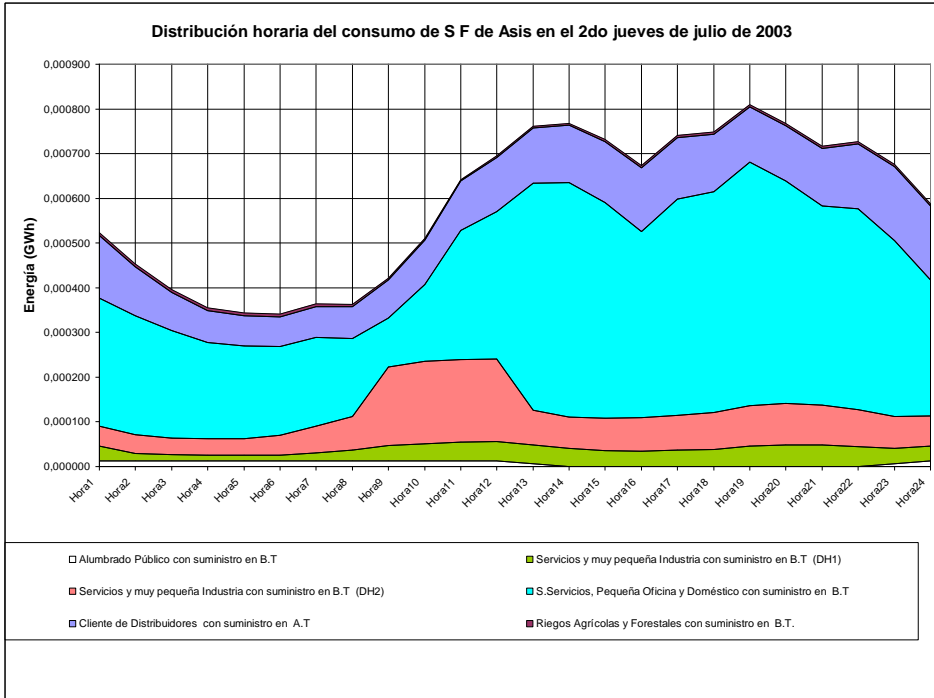


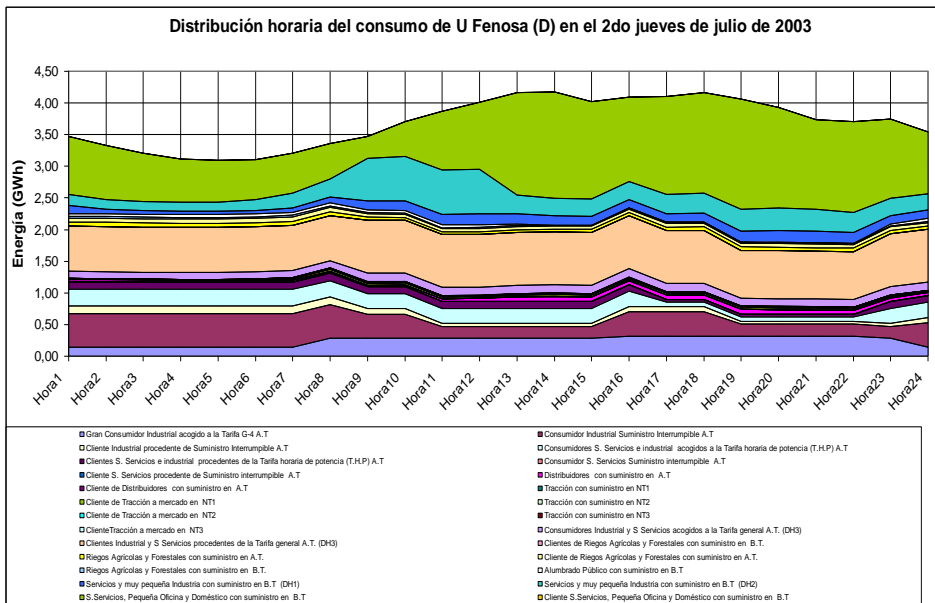
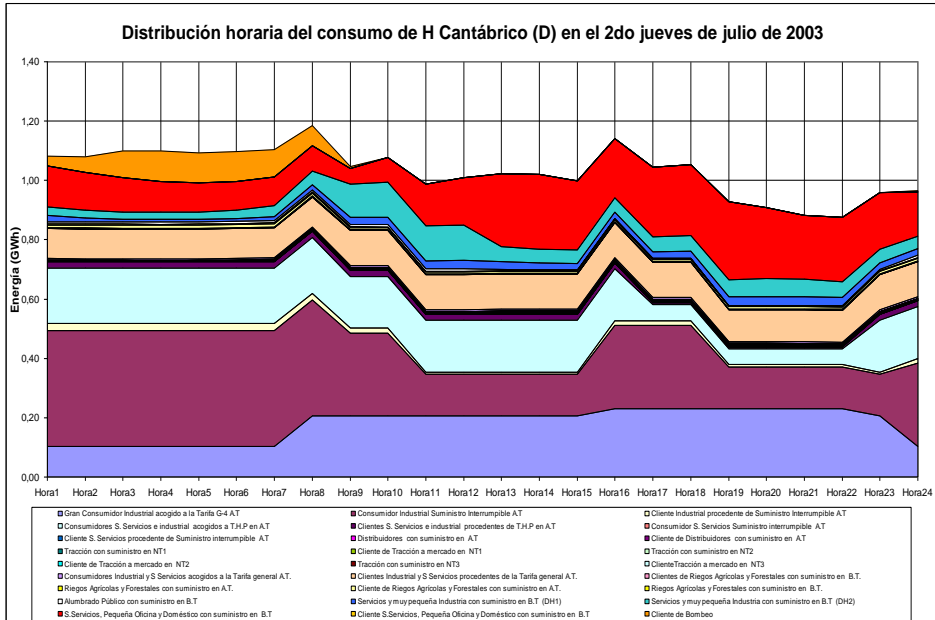
**Figura A5.34.** Curva de carga diaria de consumos del sistema peninsular español para el 2do jueves de julio de 2003.

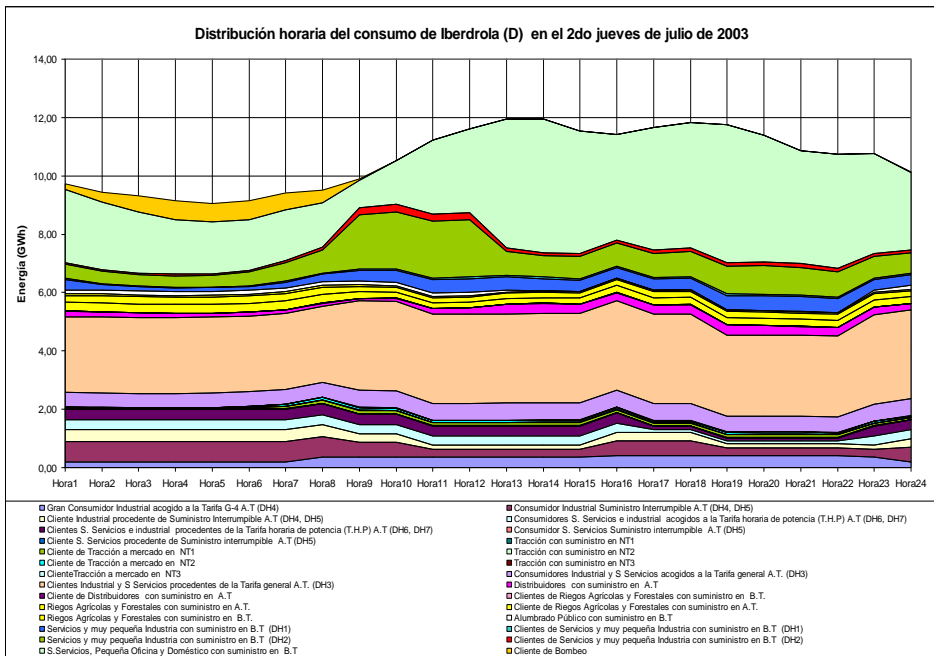
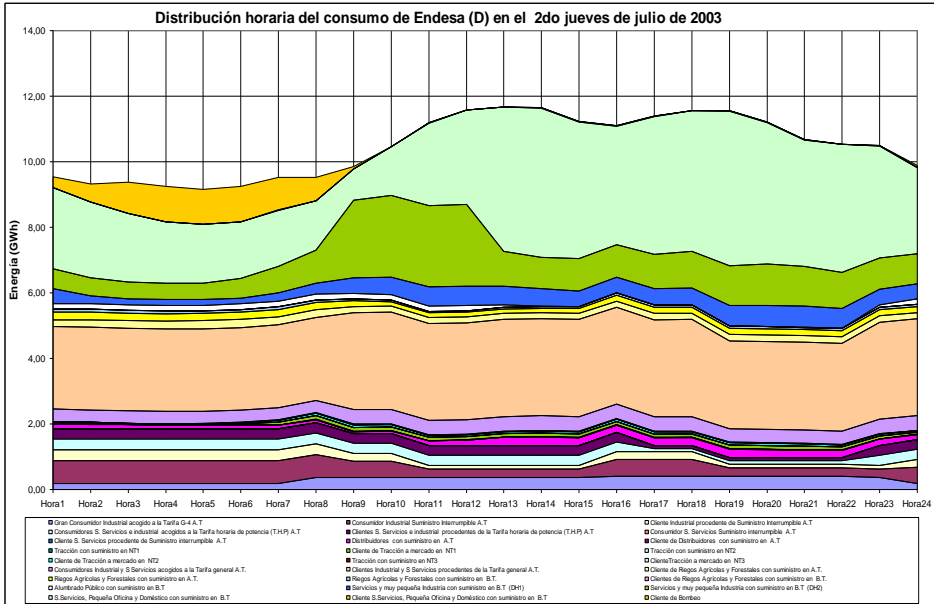




**Figura A5.35.** Composición del consumo horario por niveles de demanda para el 2do jueves de julio de 2003.











## ANEXO 6.1

# Instrucciones a los sujetos participantes en el tratamiento T3. “con demanda independiente”

---

## INSTRUCCIONES

---

El propósito de este Experimento es estudiar cómo toman los individuos decisiones en determinados contextos. Las instrucciones son simples y si las sigues cuidadosamente recibirás una cantidad de dinero en efectivo al final del experimento de manera confidencial, dado que nadie conocerá los pagos recibidos por el resto de participantes. Podéis preguntarnos en cualquier momento las dudas que tengáis levantando primero la mano. Fuera de esas preguntas, cualquier tipo de comunicación entre vosotros está prohibida y sujeta a la exclusión inmediata del Experimento.

1. El experimento consta de 32 rondas, cada una de las cuales representa un día de funcionamiento de un mercado energético. Las 32 rondas (o días) se agrupan en 2 años de 16 rondas cada uno. Dentro de cada año hay 4 estaciones (Primavera, Verano, Otoño, Invierno), con 4 rondas o días cada una (esto es, 16 rondas por año). El siguiente esquema reproduce la **secuencia temporal** del experimento:

## Gráfico 1

Año	Estación	Ronda	Año	Estación	Ronda
1	INVIERNO	1	2	INVIERNO	17
1	INVIERNO	2	2	INVIERNO	18
1	INVIERNO	3	2	INVIERNO	19
1	INVIERNO	4	2	INVIERNO	20
1	PRIMAVERA	5	2	PRIMAVERA	21
1	PRIMAVERA	6	2	PRIMAVERA	22
1	PRIMAVERA	7	2	PRIMAVERA	23
1	PRIMAVERA	8	2	PRIMAVERA	24
1	VERANO	9	2	VERANO	25
1	VERANO	10	2	VERANO	26
1	VERANO	11	2	VERANO	27
1	VERANO	12	2	VERANO	28
1	OTOÑO	13	2	OTOÑO	29
1	OTOÑO	14	2	OTOÑO	30
1	OTOÑO	15	2	OTOÑO	31
1	OTOÑO	16	2	OTOÑO	32

- En el experimento hay cinco mercados compuestos cada uno de ellos por 12 participantes: 7 **distribuidores** y 5 **productores**. Tanto tu asignación a uno de los 7 mercados como el rol que desempeñas en el experimento ha sido decidido de manera aleatoria y no variará a lo largo del mismo, de manera que la composición de los mercados y el rol que en tu mercado desempeñas será siempre el mismo. Los mercados son absolutamente independientes entre sí, por lo que en ningún momento recibirás información de lo que sucede en el resto de mercados.
- Tu **papel** en este experimento ha sido determinado por el ordenador y puedes observarlo en la pantalla al lado de un número o una letra (de 1 a 7 si eres distribuidor, de la A a la E si eres productor). Tu papel y la letra o número de identificación son absolutamente privados y en ningún momento

debes informar a nadie de ellos. La siguiente tabla resume los distintos papeles dentro de cada mercado:

*Gráfico 2*

<b>Distribuidores</b>	1	2	3	4	5	6	7
-----------------------	---	---	---	---	---	---	---

<b>Productores</b>	A	B	C	D	E
--------------------	---	---	---	---	---

- En el mercado se comercia un único producto: la energía. La energía es producida mediante una serie de tecnologías por los **productores**, que la venden a los **distribuidores** para que a su vez satisfagan la demanda final de sus consumidores o clientes. Tanto las tecnologías disponibles para cada productor como los clientes finales de cada distribuidor son distintos y están simulados por los servidores centrales del laboratorio y permanecerán fijos a lo largo de las tres cuartas partes del experimento.
- Una **representación simple** de este mercado sería la siguiente:

*Gráfico 3*



- Cada ronda simula un día del mercado. A lo largo del día, la **demanda** de energía oscila según cuáles sean las necesidades energéticas de los consumidores. Estas oscilaciones generan momentos de demanda muy baja

(períodos **Valle**), momentos de demanda baja (períodos **Semivalle**), momentos de demanda alta (períodos **Pico**) y momentos de demanda muy alta (períodos **Pico extremo**). La duración de estos cuatro períodos no es homogénea, ya que mientras el periodo Valle dura 5 horas, el período Semivalle 10, el periodo Pico 8 y el Pico extremo 1 (para hacer un total de 24 horas).

7. Para satisfacer las demandas precisas de los consumidores finales, los productores y los distribuidores venden y compran energía en cuatro **subastas** distintas pero simultáneas, cada una de las cuales se corresponde con uno de los 4 períodos mencionados. En cada ronda habrá una subasta para los períodos Valle, Semivalle, Pico y Pico extremo que determinarán el precio de la energía en cada uno de los 4 períodos, precio que será **único** para todos los intercambios que se realicen en ese período entre productores y distribuidores. El objetivo del experimento es determinar los cuatro precios de mercado por ronda.
8. Aunque recibiréis información en cada una de las rondas, la **demanda final** de energía en cada período de cada ronda depende exclusivamente de la evolución de la demanda entre períodos y de la estación del año de la ronda (o día). Para que puedas comparar los niveles relativos de demanda entre cada período (o entre rondas distintas dentro de cada año), existe un indicador numérico del nivel de demanda que oscila entre 5 y 10 y que es la suma del efecto de los dos tipos de variables que la determinan (período y estación). La demanda es máxima durante el Invierno (valor 5) y durante el pico extremo (valor 5), por lo que durante la hora que dura el período de pico extremo en invierno, la demanda alcanza su valor máximo (10). El resto de períodos sigue una lógica similar.

Gráfico 4

Horas	Períodos	Estaciones del año			
		Invierno	Primavera	Verano	Otoño
5	Valle 2	7	4	6	5
10	Semivalle 3	8	5	7	6
8	Pico 4	9	6	8	7
1	Pico extremo 5	10	7	9	8

9. La demanda crece de año en año, de manera que cualquier nivel numérico de demanda de un año posterior será más grande que la correspondiente al año anterior. Adicionalmente, y de manera muy circunstancial, el mercado se ve sacudido por olas de frío o calor que incrementan la demanda en todos y cada uno de los períodos en las que se den. Recibirás información detallada tanto de la existencia y duración de este tipo de olas como de la evolución interanual de la demanda.
10. La **producción de energía** depende del tipo de energía disponible y de la disponibilidad de un input esencial en el proceso de producción: el agua. En cada una de las rondas dispondréis de información acerca de la hidraulicidad del sistema (rondas secas y rondas húmedas) como indicador de la disponibilidad de este tipo de input. La tecnología disponible es fija a lo largo de todo el experimento.
11. La única **decisión de los productores** consiste en proponer precios de venta de la energía que producen (a las que llamaremos **ofertas**), conociendo cuáles son los costes de producción de las distintas tecnologías. La única **decisión de los distribuidores** consiste en proponer precios de compra de la energía (a las que llamaremos **pujas**) para satisfacer las necesidades de sus clientes, los consumidores finales.
12. Cada productor tiene una serie de **plantas y tecnologías**, fijadas exógenamente. Como productor, en todo momento recibiréis información de cuales son (i) las tecnologías disponibles para vosotros, (ii) los costes de producción y (iii) las capacidades de vuestras plantas.

13. Para obtener **beneficios**, como cualquier otra empresa, los productores deben vender siempre la energía a un precio superior a sus costes, expresados en ECUs (una unidad monetaria ficticia que utilizaremos en el experimento). Como productor, debes tener en cuenta que realizas ofertas (precios a los cuales estás dispuesto a producir) para cada uno de los cuatro periodos en los que se divide el día. Como la demanda en cada uno de los periodos es distinta (por definición) la disposición a pagar por parte de los consumidores finales (y de los distribuidores) es mayor cuanto más fuerte sea la demanda.
14. Tu **producción** depende tanto de las tecnologías disponibles (distintas para cada productor) como de las condiciones de hidraulicidad del sistema (seca o húmeda). Estas condiciones hacen oscilar la capacidad máxima de producción de tus plantas. En el caso de las **centrales hidráulicas**, las condiciones de hidraulicidad del sistema son determinantes de dos maneras distintas: (i) los costes de producir energía mediante centrales hidráulicas es más elevado si la hidraulicidad es seca que si es húmeda para algunas centrales (las hidráulicas Tipo 2); y (ii) la capacidad de producción de todas las centrales hidráulicas oscila en función de la hidraulicidad del sistema. La disminución máxima de la producción por este motivo puede llegar del 99% en el caso de las centrales hidráulicas tipo 2. En todas las rondas recibirás información puntual tanto de los costes como de la capacidad de producción de tus centrales.
15. Además de las centrales hidráulicas, existen **centrales térmicas**, de coste fijo y con una variabilidad máxima en su capacidad productiva del 15% y **centrales de bombeo**, de coste variable, que funcionan mediante la energía comprada en los periodos en los que la energía es barata (típicamente la del valle) para elevar agua a suficiente altura como para poder obtener energía en los momentos de demanda máxima (y precios más elevados, típicamente los periodos pico y pico extremo). Dado que no sabemos a priori el precio de la energía en el periodo valle, el coste de esta energía es variable, a diferencia de lo que sucede con el resto de las tecnologías. La variabilidad máxima en la producción de las centrales de bombeo es del 30%.

16. La pantalla tipo a las que te vas a enfrentar como productor para tomar tus decisiones es la denominada **pantalla de decisión del productor**. Una muestra de esta pantalla sería la siguiente:

*Gráfico 5*

Día: 1 / 64  
 Estación: Invierno  
 Húmedad: Seca  
 Temperatura: Normal  
 Nuevas tecnologías: No

**1:58**  
**Generador D**

Historial

Beneficio acumulado (€CCU)	Día	Estación	Temperatura	Húmedad	Nuevas Tecnologías	Precio Valle (€CCU/MWh)	Precio Semivalle (€CCU/MWh)	Precio Pico (€CCU/MWh)	Precio Pico Extremo (€CCU/MWh)	Beneficios (€CCU)
0										

Valle  
  Semivalle  
  Pico  
  Pico Extremo

Calificación de la intensidad de demanda del día 0-100: 10  
 Duración del período (horas): 1

Centrales	Capacidad de Generación (MWh)	Costes (€CCU/MWh)	Oferta (€CCU/MWh)
Centrales hidroeléctricas			
Hidráulica 1	444		10
Hidráulica 2	314		180
Centrales termoeléctricas			
Térmica 1	2.304		120
Térmica 2	4.970		180
Térmica 4	2.224		330
Térmica 5	719		380
Centrales hidroacumulativas			
Bombeo 1	1.018		Precio Valle + 30

Continuar

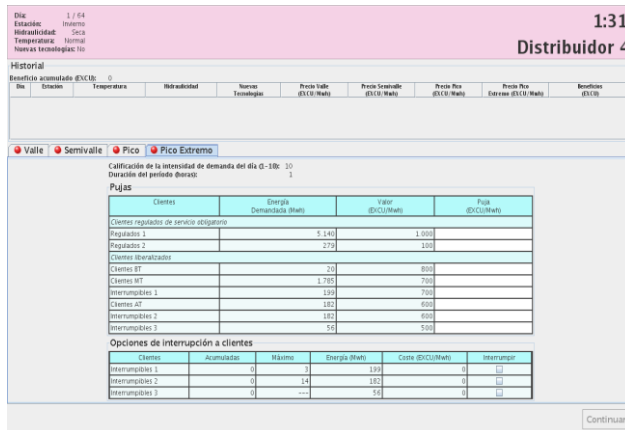
17. Como **distribuidor**, tu papel fundamental es comprar energía para tus clientes finales. Los precios a los que estás dispuesto a comprar energía para tus clientes se llaman **pujas**. De manera similar a lo que le sucede a los productores, para obtener beneficios debes fijar un precio de compra de la energía que sea inferior al precio que vas a cargar a tus clientes finales; de otra manera, incurrirías en pérdidas.
18. La **demanda** de energía de cada uno de tus clientes te será suministrada en cada período por el ordenador y, básicamente, sigue la lógica explicada anteriormente para caracterizar el comportamiento del mercado en cada tipo de período. De manera similar, también conocerás el precio al que cada uno de ellos te compra la energía que le suministras, y que no varía a lo largo del experimento.
19. Los diferentes **tipos de consumidores** a los que te enfrentas como distribuidor son los siguientes:

Gráfico 6

Cientes	Tensión	Demanda
Regulados 1 y 2	Baja	Pico e.>Pico>Semivalle>Valle
Interrumpibles 1	Media	Poco variable
Interrumpibles 2 y 3	Alta tensión	Valle>Semivalle>Pico >Pico e.

20. Toda esta **información** aparecerá en tu **pantalla de decisión** de la siguiente manera:

Gráfico 7



21. Del cuadro anterior se deduce que hay distintos **tipos de clientes**. Para maximizar tus beneficios, debes prestar atención a lo siguiente: (i) el precio al que les vendes la energía, (ii) la cantidad de energía que les vendes y (iii) si puedes interrumpirles el suministro o no sin penalización.

22. Este último tipo de clientes son una **variable estratégica** adicional para ti, ya que interrumpiendo el suministro puedes hacer que la demanda se contraiga y, en su caso, disminuyan los precios que pagas por la energía, aunque ese corte de energía sólo lo puedes efectuar un número limitado de veces y a un coste determinado que te muestra el siguiente gráfico:



Gráfico 8

No acumulado de interrupciones	1 2 4 6 8 10 12 14 16 18 ≥20										
	Clientes		Coste por número acumulado de interrupciones (ECUs)/MWh								
Interrumpibles 1 (máximo 12)	0	100	100	200	200	300	600	---	---	---	---
Interrumpibles 2 (máximo 14)	0	0	100	100	200	200	300	600	---	---	---
Interrumpibles 3 (sin máximo)	0	0	0	0	0	100	100	200	300	600	600

23. Una vez hayáis tomado vuestras decisiones los productores y los distribuidores, las **cuatro subastas** se resuelven casando las **disponibilidades a producir**, derivadas de la estructura tecnológica de los productores, con las **disponibilidades a pagar** de los distribuidores, derivadas de las preferencias de sus clientes finales. Una vez casados los cuatro mercados, la información que dispondrás en pantalla será la siguiente:

Gráfico 9

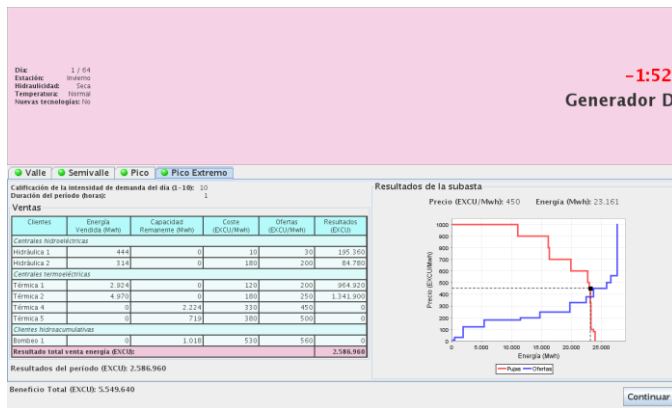
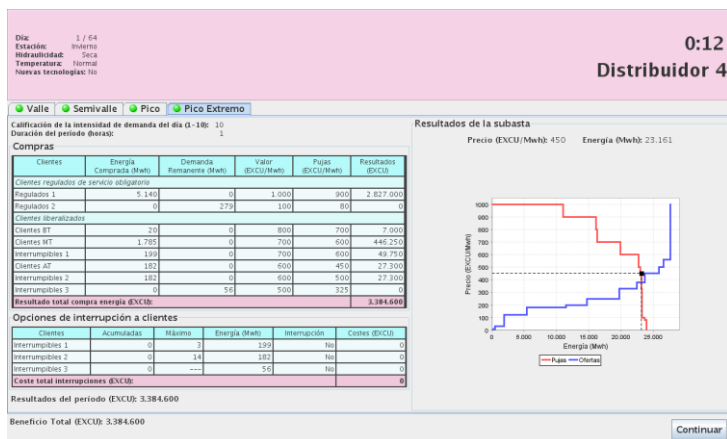


Gráfico 10



24. Al final de cada ronda recibirás **información** sobre los precios de las cuatro subastas y tus resultados, así como información detallada sobre la producción en tus plantas (en el caso de los productores) y clientes (en el caso de los distribuidores) y un historial sobre lo sucedido en rondas anteriores.
25. Tu **recompensa monetaria** al final de la sesión será la suma de (i) €10 por participar y (ii) las ganancias que acumules a lo largo de una serie de rondas elegidas al azar. Dado que las posibilidades de ganar dinero dependen del tamaño de la empresa que te ha sido asignada, el número de rondas que vas a cobrar varía en función de la empresa que representas y será calculado automáticamente por el servidor. En todos los casos, la tasa de cambio de ECUs a € es de 4.000.000 ECUs= 1€. Ten en cuenta que con este diseño lo importante es tratar de maximizar los beneficios de tu empresa en cada una de las rondas. El sistema de pago garantiza que tu remuneración sólo depende de tu esfuerzo, y no de la empresa que te ha sido asignada.
26. **Resumen** del experimento:
- Este experimento consta de 32 rondas en cada una de las cuales se producen cuatro subastas simultáneas

- b. En cada subasta simultánea hay cinco productores que ofrecen energía a un determinado precio (en función de su estructura de costes y de sus expectativas de demanda) y cinco distribuidores que compran energía para satisfacer las demandas de sus clientes finales (en función de sus demandas y de los precios que éstos están dispuestos a pagar)
- c. Los beneficios son mayores cuanto mayor sea la diferencia entre precio de venta de la energía y coste (para los productores) y entre precio de compra de la energía y precio de venta al consumidor final (para los distribuidores)

***Muchas gracias por tu colaboración. ¡Suerte!***



## ANEXO 7.1.

# Memoria de la ejecución del experimento

### A.7.1.1. Reclutamiento de sujetos

El reclutamiento de los sujetos fue realizado entre estudiantes de las escuelas de negocios y administración de las Universidades de Valencia y Jaime I, y entre los estudiantes del doctorado de Tecnología energética de la UPV. El protocolo de reclutamiento utilizado en la UPV fue el siguiente:

# Experimento sobre el Mercado Mayorista de Electricidad

El Instituto de Ingeniería Energética de la UPV te invita a participar en las sesiones del experimento económico sobre el Mercado de Producción de Energía Eléctrica Español. Este experimento se desarrollará en 3 sesiones, los días 26, 28 y 29 de Abril (una sesión cada día), en las instalaciones del laboratorio LINEEX.

El Laboratorio de Investigación en Economía Experimental –LINEEX- es un laboratorio de investigación económica sin ningún ánimo de lucro adscrito a la Universidad de Valencia

Para ti, los experimentos consisten exclusivamente en tomar una serie de decisiones en un entorno económico virtual generado en una red de ordenadores. Como consecuencia de tus decisiones individuales y de las decisiones del resto de los participantes, en cada experimento acumularás una serie de ganancias virtuales que se cambiarán por dinero en efectivo (real, no virtual) al final del experimento de manera confidencial. Los experimentos tienen una duración aproximada de 120 minutos ( $\pm 30$  minutos) y las ganancias **máximas** individuales que se han obtenido en este curso en un experimento son de €150, aunque este dato no compromete al laboratorio. No es necesario tener ningún tipo de conocimiento económico específico para participar; sin embargo, tendrás una sesión inicial de instrucción y entrenamiento en el ambiente virtual.

Todos los experimentos se celebrarán en el Laboratorio de Economía Experimental, situado en el **aula 2P18** 2<sup>da</sup> Planta del Edificio Departamental Oriental del Campus de Tarongers (edificio de despachos de la Facultad de Económicas). Para participar, deberás escoger solo una sesión, manifestar tu decisión y enviar tus datos personales de Apellidos y nombre, tu e-mail, el curso y programa al que estas adscrito e indicar la sesión en la que quieres participar al e-mail [carraes1@upvnet.upv.es](mailto:carraes1@upvnet.upv.es) y acudir a la hora de inicio al laboratorio para participar en la sesión escogida del experimento.

Sesiones	Fecha (2005)	Hora de inicio	Hora de finalización aprox
Sesión 1	Martes 3 de mayo	10:30 horas	13:30 horas
Sesión 2	Jueves 5 de mayo	16:00 horas	19:00 horas
Sesión 3	Viernes 8 de mayo	10:00 horas	13:00 horas

Vuestra participación en estos experimentos es totalmente voluntaria y no mantiene ninguna relación con vuestro expediente académico.

## Reseña Fotográfica

El experimento se llevó a cabo durante los días 5, 6 y 10 de mayo de 2005 en las instalaciones del Laboratorio LINEEX de la Universidad de Valencia con la asistencia de expertos del Laboratorio LEE de la Universidad Jaime I de Castellón. (Ver fotos).

Las sesiones contaron con una asistencia de 160 sujetos, tal como lo especificado durante el diseño.

