CENTRO INTERNACIONAL DE ESTUDOS
DE DOUTORAMENTO E AVANZADOS
DA USC (CIEDUS)

TESE DE DOUTORAMENTO

HISTORIA DE UNIÓN FENOSA NO MARCO DO SECTOR ELÉCTRICO 1982 – 2008. EVOLUCIÓN EMPRESARIAL, FINANCEIRA E IMPACTO DO MARCO REGULADOR

Adrián Dios Vicente

ESCOLA DE DOUTORAMENTO INTERNACIONAL
PROGRAMA DE DOUTORAMENTO EN DESENVOLVEMENTO ECONÓMICO E INTEGRACIÓN ECONÓMICA.

SANTIAGO DE COMPOSTELA
ANO 2018

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

CENTRO INTERNACIONAL DE ESTUDOS DE DOUTORAMENTO E AVANZADOS DA USC (CIEDUS)

DECLARACIÓN DO AUTOR DA TESE

Historia de Unión Fenosa no marco do sector eléctrico 1982 – 2008. Evolución empresarial, financeira e impacto do marco regulador.

D. Adrián Dios Vicente

Presento a miña tese, seguindo o procedemento axeitado ao Regulamento, e declaro que:

1) A tese abarca os resultados da elaboración do meu traballo.
2) De selo caso, na tese faise referencia ás colaboracións que tivo este traballo.
3) A tese é a versión definitiva presentada para a súa defensa e coincide coa versión enviada en formato electrónico.
4) Confirmo que a tese non incorre en ningún tipo de plaxio doutros autores nin de traballos presentados por min para a obtención doutros títulos.

En Santiago de Compostela, 26 de Setembro de 2018

Asdo.....

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

CENTRO INTERNACIONAL DE ESTUDOS DE DOUTORAMENTO E AVANZADOS DA USC (CIEDUS)

AUTORIZACIÓN DO DIRECTOR / TITOR DA TESE

Historia de Unión Fenosa no marco do sector eléctrico 1982 – 2008. Evolución empresarial, financeira e impacto do marco regulador.

D. Xoán Carmona Badía

INFORMA:

Que a presente tese, correspóndese co traballo realizado por D. Adrián Dios Vicente, baixo a miña dirección, e autorizo a súa presentación, considerando que reúne os requisitos esixidos no Regulamento de Estudos de Doutoramento da USC, e que como director desta non incorre nas causas de abstención establecidas na Lei 40/2015.

En Santiago de Compostela, 26 de Setembro de 2018

Asdo.....

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Who controls the Past now,
controls the Future.
Who controls the present now,
controls the Past.
Who controls the Past now,
controls the Future.
Who controls the Present now?

George Orwell, 1984 (1949). Adaptado en Rage Against the Machine – Testify (2000).

Nos homens
ferve o desejo de fazer o esforço supremo
para que o Homem
e a esperança
não mais se torne
em lamentos da multidão.

Agostinho Neto, Sábado nos Musseques (1948).

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Agradecementos

O proceso de redacción dunha tese non é sinxelo, e son moitas as persoas que, dun xeito ou doutro, voluntaria ou involuntariamente, axudaron a rematar este tránsito. Grazas a todas e todos vós, ou isto non tería sido posible.

O primeiro e maior agradecemento é ao ensino público. Grazas ao IES Antón Fraguas, e en particular a Rafa e Xabi Prieto, por terme ensinado a pensar. Grazas á Facultade de Económicas da USC, e en particular a profesorado como Ramón López-Suevos, Edelmiro López Iglesias, Xavier Vence ou Pilar Murias, que conseguistes que me namorara da Ciencia Económica.

Grazas á Liga Estudantil Galega, nunca pensei que o activismo social puidera levarme a aprender tanto e a coñecer tanta xente que decidira mobilizarse polas causas xustas. Sen esa aprendizaxe, hoxe non tería sido quen son.

Un duplo agradecemento para o movemento estudantil por loitar para preservar o ensino público. Sen el, moitas e moitos non estariamos aquí, e só unha Sociedade culta será unha Sociedade libre. É o noso deber defender un dos maiores mecanismos de redistribución social co que contamos.

Grazas á xente da Facultade que sempre estivo aí. Ana, sempre cun sorriso para levantar a moral e disposta a axudar; Ángeles, Hugo ou Alberto, vós amosástesme parte do camiño. En particular, moitas grazas a Raul por ter sido un sostén ante as dificultades, sempre preparado para calquera conversa, do Sim City 2000 a Schmookler pasando polos modelos de acumulación e o cambio estrutural.

Grazas ao ADB Fontiñas, por terme dado unha motivación para vincular a miña vida ao deporte. Ese vestiario é inigualable, un orgullo xogar ao voso carón.

Tamén ao equipo Mini Feminino nacido no 2007, que nos últimos tres anos me ensinou a nunca deixar de sorrir. Grazas Bea, Mencía García, Carla, Daniela, Carmen, Andrea, Mencía Fernández, Carlota, Lena, Sabela, Candela e Katia.

Grazas ao mellor grupo de amigos que se poida ter. Sen vós tería toleado nos últimos anos. Non teño palabras para expresar o importante que sodes para min.

A Luis-Fernando Quiroga, pola agarimosa conversa sobre Unión Fenosa. Un enorme agradecemento para Alfredo Novoa, que me abriu as portas da súa casa sen coñecerme de nada para escoitar pacientemente as miñas reflexións e darme claves que, doutro xeito, non tería coñecido.

A Xoán Carmona, porque cada conversa con el é unha aprendizaxe, toda unha motivación para continuar aprendendo sempre. A Melchor, pola súa paciencia. Á Fundación Segundo Gil Dávila, sen a que non podería ter continuado os meus estudos de doutoramento.

Por último, para a miña familia. Porque sempre me destes un sorriso ou unha palabra de apoio (Piri, María Luísa, Xulia, Mari, José Luis, Pepe, Lidia, Roberto, Dominga...). Á miña avoa Mitolas, polo pracer de cada Xoves ir xantar contigo e aprender sobre a Vida.

Aos meus pais, sen vós non tería chegado aquí. Grazas de corazón.

Resumo en galego

O presente traballo ten por obxectivo analizar a vida de Unión Fenosa como unha das principais empresas do sector eléctrico español. Dende o ano 1982, no que FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña deciden realizar a súa fusión, a compañía situarase como unha empresa de tamaño medio, que foi quen de adaptarse a diversos contextos para sobrevivir até a súa desaparición no ano 2008.

Así, analizaranse as diversas estratexias empresariais desenvoltas pola empresa no marco do sector eléctrico, moi cambiante no período, facendo especial énfase ás condicionantes económicas, financeiras e reguladoras, determinantes nun sector como o eléctrico.

Deste xeito, valorarase a necesidade real de realizar a fusión, así como as diversas estratexias empresariais, dende a necesidade de asumir o novo marco regulador para afrontar os problemas da débeda até a necesidade de expansión da compañía, en particular sobre a base da internacionalización e a diversificación empresarial.

Resumen en castellano

El presente trabajo tiene por objetivo analizar la vida de Unión Fenosa como una de las principales empresas del sector eléctrico español. Desde el año 1982, en el que FENOSA y Unión Eléctrica Madrileña deciden realizar su fusión, la compañía se situará como una empresa de tamaño medio, que fue capaz de adaptarse a diversos contextos para sobrevivir hasta su desaparición en el año 2008.

Así, se analizarán las diversas estrategias empresariales desarrolladas por la empresa en el marco del sector eléctrico, muy cambiante en el periodo, haciendo especial énfasis en los condicionantes económicos, financieros y reguladores, determinantes en un sector como el eléctrico.

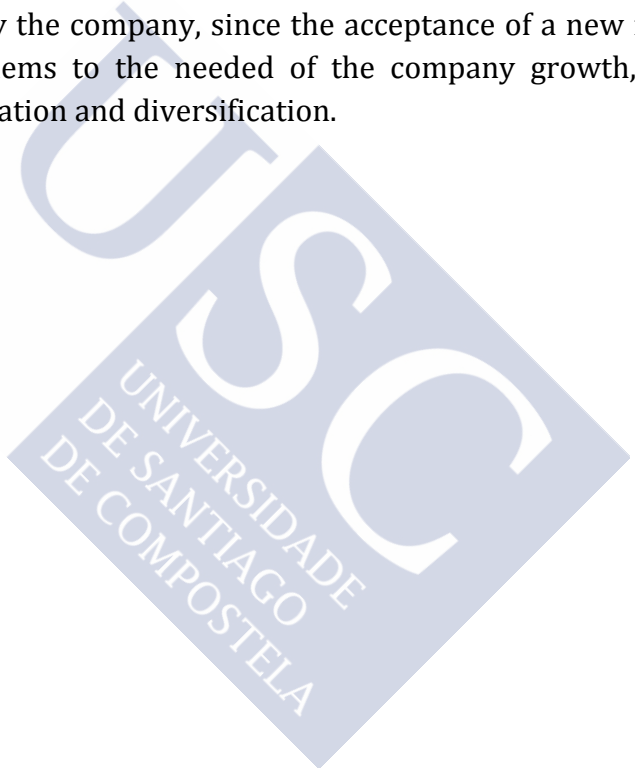
De este modo, se valorará la necesidad real de realizar la fusión, así como las diversas estrategias empresariales, desde la necesidad de asumir un nuevo marco regulador para afrontar los problemas de deuda hasta la necesidad de expansión de la compañía, en particular sobre la base de la internacionalización y la diversificación empresarial.

Abstract

This work tries to analyse Unión Fenosa as one of the most important companies in the Spanish electricity sector. Since 1982, when FENOSA and Unión Eléctrica Madrileña decided to merge, company will be a medium size enterprise, being capable of adapt to different contexts until when it disappears on 2008.

Diverse entrepreneur strategies will be analysed within the framework of the electricity sector, which changed a lot in this period. We will try to emphasize this analysis on economic, financial and regulation factors as crucial factors in a sector like the electricity sector.

Thus, we will evaluate if the merge was needed and different entrepreneur strategies developed by the company, since the acceptance of a new framework to face the debt problems to the needed of the company growth, especially through internationalization and diversification.



Índice

1. Introdución 17

2. O sector eléctrico e as súas particularidades 23

2.1. Introdución 23

2.2. O sector eléctrico como industria de rede 23

2.2.1. Regulación e competencia 30

2.2.1.1. A transición dun modelo tradicional a outro liberalizado 33

2.2.2. A liberalización eléctrica 37

2.2.2.1. O proceso de liberalización eléctrica 37

2.2.2.2. Consecuencias da liberalización eléctrica 40

2.2.3. Liberalización e privatización 44

2.2.3.1. Privatización e países en vías de desenvolvemento 45

2.2.3.2. Consecuencias da privatización 47

2.2.4. Liberalización e concentración 49

2.3. A concentración empresarial 50

2.3.1. Motivos para a concentración empresarial 50

2.3.2. Condicións para a concentración 52

2.3.3. Consecuencias empresariais despois da concentración 54

2.3.4. Os procesos de concentración no sector eléctrico 58

2.3.4.1. A concentración eléctrica en Europa durante o proceso de liberalización 59

2.3.5. Poder de mercado e captura do regulador 68

2.4. Sistema de asignación de prezos. Conflito mercado – prezo regulado 70

2.4.1. A asignación de prezos mediante regulación eléctrica tradicional 70

2.4.2. O mercado eléctrico 72

2.4.2.1. Funcionamento do mercado eléctrico 75

3. O sector eléctrico en España. 1982 - 2008 79

3.1. Introdución 79

3.2. O sector eléctrico español até 1973 79

3.2.1. Os inicios da electricidade en España 79

3.2.2. Décadas de 1930 e 1940: a crecente concentración, as dificultades derivadas da Guerra e o novo contexto internacional dende a política autárquica franquista 82

3.2.3. A década de 1950: nova regulación e consolidación do sector 89

3.2.4. A expansión eléctrica de finais dos anos 50 a comezos dos 70 92

3.3. A situación do sector durante o nacemento de Unión Fenosa 93

3.3.1. A autorregulación empresarial 94

3.3.2. A falta de planificación global do sector 95

3.4. O Marco Legal Estable. 1985 – 1997 99

3.5. O sector posterior a 1997: a liberalización eléctrica 104

3.5.1. O proceso de liberalización eléctrica 104

3.5.2. Os Custos de Transición á Competencia 107

3.5.3. A evolución dos prezos posterior a 1997 108

3.5.4. A nova realidade empresarial durante os anos 90 111

3.6. Mercado e competencia. A concentración empresarial a partir dos anos 80 112

3.7. A transformación do mix e a produción eléctrica nos últimos 40 anos 119

3.8. As relacións banca industria no sector eléctrico 126

4. A fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña 133
4.1. Algunhas cuestións previas sobre o desenvolvemento nuclear 135
4.2. A situación de FENOSA 145
4.2.1. O forte crecemento da demanda eléctrica obriga ao aumento da producción 147
4.1.1. As novas esixencias de potencia obrigan a un crecente endebedamento 153
4.2. A situación de Unión Eléctrica Madrileña 161
4.2.1. Un forte desenvolvemento térmico para rematar coa dependencia doutras compañías 163
4.2.2. A necesidade de fortes investimentos para afrontar a revolución produtiva de Unión Eléctrica 168
4.3. A evolución bursátil de FENOSA e Unión Eléctrica 174
4.4. Os motivos para a fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña 175
4.5. O nacemento de Unión Fenosa 183

5. Dos problemas da débeda á estabilización. 1982 – 1993 189
5.1. Os anos críticos. 1982 – 1986 189
5.1.1. Un crecemento da produción mediante a incorporación das novas centrais ... 190
5.1.2. Unha situación económico-financeira caracterizada pola elevada débeda 192
5.1.2.1. Un forte crecemento do activo 192
5.1.2.2. As regularizacións e actualizacións mudan a situación do pasivo 194
5.1.2.3. O crecemento descontrolado da débeda 195
5.1.2.4. Un fortísimo incremento dos gastos financeiros 202
5.1.2.5. Un elevado dividendo que impulsaba ao alza o pay-out da compañía 203
5.1.3. Mudanzas reguladoras 205
5.1.4. Conclusións 208
5.2. A ampla intervención pública no sector e a consolidación da compañía. 1986 – 1993 210
5.2.1. Unha decepcionante evolución da potencia instalada causada pola negativa situación financeira 213
5.2.2. O primeiro intercambio de activos, a moratoria nuclear e a nacionalización da rede de alta tensión 218
5.2.3. O segundo intercambio de activos 222
5.2.4. Un punto de inflexión: o control da débeda e os gastos financeiros 225
5.2.4.1. Activo 225
5.2.4.2. Un progresivo control da débeda 227
5.2.4.3. Unha clara mellora de ingresos 230
5.2.4.4. O control dos gastos 231
5.2.4.4.1. Gastos de Persoal 233
5.2.5. As novas actividades da compañía 237
5.3. Conclusións 241

6. Da empresa eléctrica tradicional á grande empresa transnacional multiservizos. 1993 – 2000 245
6.1. Potencia e produción no mercado estatal 249
6.2. A crecente importancia dos novos negocios 252
6.2.1. A internacionalización da compañía 253
6.2.1.1. Cuestións previas sobre a teoría da internacionalización 253
6.2.1.2. A internacionalización de Unión Fenosa 259
6.2.2. A diversificación da compañía 268
6.2.3. O acordo con National Power, a venda de Airtel e o intento de fusión con Hidrocantábrico 272

6.2.4. Unión Fenosa Energías Especiales ... *278*
6.3. A situación económico-financeira de Unión Fenosa ... 282
6.3.1. Débeda ... *285*
6.3.2. Persoal e produtividade ... *290*
6.3.3. Beneficios, dividendos e capitalización bursátil ... *293*
6.4. Conclusións ... 298

7. Unión Fenosa como grande empresa transnacional eléctrica e o retorno ao mercado estatal. 2001 – 2008 ... 303
7.1. Modificacións accionariais na compañía e cambios na dirección ... 307
7.2. Potencia e Produción no Estado ... 311
7.2.1. A evolución renovable ... *318*
7.3. A expansión vertical de Unión Fenosa: o mercado do gas ... 320
7.4. A evolución na diversificación da compañía ... 324
7.4.1. Soluziona ... *326*
7.4.2. As telecomunicacións ... *330*
7.4.3. O negocio da minería ... *331*
7.4.4. A situación da diversificación ao final do período ... *332*
7.5. O negocio exterior ... 333
7.6. O Plan BIGGER ... 337
7.7. Situación económico-financeira ... 340
7.7.1. A transformación do EBIDTA cara o core empresarial ... *340*
7.7.2. Un importante aumento dos beneficios ... *341*
7.7.3. A forte expansión de dividendos ... *342*
7.7.4. A excepcional evolución bursátil e a elevada rendibilidade para o accionista. *343*
7.7.5. Un novo descenso da débeda de Unión Fenosa ... *344*
7.8. A absorción de Unión Fenosa por parte de Gas Natural ... 347
7.9. Conclusións ... 348

8. Conclusións ... 353

GLOSARIO ... 367

APÉNDICE ... 369
Indicadores para medir a concentración ... 369

Índice de Figuras ... 375

Índice de Táboas ... 379

Bibliografía ... 383

Referencias de prensa ... 417

Anexos ... 421

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

1. Introdución

O presente traballo trata de analizar unha das empresas máis destacadas na historia do sector eléctrico español: Unión Fenosa. Durante os anos 1982 a 2008 o sector eléctrico non podería terse entendido sen esta empresa, sendo a primeira gran fusión eléctrica en trinta anos e situándose até a súa desaparición no Top Tres de empresas españolas en canto á produción e potencia eléctrica.

Falar de Unión Fenosa implica, por suposto, falar do sector eléctrico, un elemento fundamental para o funcionamento de calquera economía. Non existe desenvolvemento industrial sen política enerxética, e non existe política enerxética sen contar cas empresas eléctricas.

Do mesmo xeito, contamos cunha extensa bibliografía sobre a evolución do sector en España, ao igual que doutros países, como as existentes para mercados como o francés (Lévy-Leboyer & Morsel, 1994), o italiano (a través do conxunto de volumes da *Storia dell'industria elettrica in Italia*: Balzani, 1992; Barone, 1993a; Barone, 1993b; Bolcini, 1994; Abate, 1994); o estadounidense (Neufeld, 2016) ou, máis recentemente, o portugués (Cardoso de Matos, 2005). No caso español contamos con estudos sobre a evolución do sector como os de Bartolomé (2007a) analizando a historia do sector dende o seu nacemento até o ano 1936 ou en Gómez Mendoza, Sudrià & Pueyo (2007) para a análise durante o franquismo.

Hai que ter en conta, ademais, que o sector eléctrico español evolucionou durante boa parte do século XX nunha situación atípica en relación ao contexto internacional: os consensos xerados a partir da Segunda Guerra Mundial en relación ao sector como monopolio natural levaron á existencia dunha forte regulación en todo o mundo occidental, materializándose dous modelos de propiedade: o francés e británico, mediante a creación de grandes monopolios públicos controlando o conxunto de actividades do sector, e o estadounidense, onde a propiedade privada consistiu a base empresarial do sistema (Chick, 2007).

De tódolos xeitos, ambos modelos estiveron ligados a unha importante regulación pública que limitaba a actuación empresarial. O sector español non vive esta situación por dous motivos: en termos de propiedade España constituíu un híbrido mediante a existencia das tradicionais empresas privadas pero creando tamén empresas públicas, nunha difícil convivencia baixo dúas doutrinas económicas diferentes que tamén vivían no seo do goberno franquista (Sudrià, 2007); doutro lado, o Estado franquista delegou o seu papel como entidade reguladora, inaugurándose un período coñecido como de autorregulación empresarial (Garrués Irurzun, 2016c). Sobre estas bases, a

capacidade de incidencia do sector privado en termos políticos e económicos será substancialmente diferente ao doutros países da contorna.

Do mesmo xeito, existe unha importante literatura sobre a evolución da regulación do sector, especialmente no debate ao redor da liberalización e os seus efectos. Un exemplo da mesma pode atoparse a través das monografías impulsadas pola Comisión Nacional de la Energía, tanto dende un punto de vista teórico como para a análise concreta do sector en España (como por exemplo os traballos realizados por García Delgado & Jiménez, 2006, 2007 e 2010).

Neste ámbito os traballos académicos son múltiples, tanto en relación ao marco teórico da regulación eléctrica (Littlechild, 2006; Pollit, 1997; Newbery & Pollit, 1997; Newbery, 2002 e 2004; Pérez-Arriaga, 1997 e 2001 ou Hauter & Slocum, 2001) como ao caso específico do Estado Español (Ariño, & López de Castro, 1998; Ariño, 2007, Arocena, Contín & Huerta, 2002; Arocena, 2004, Blázquez-Gómez & Grifell-Tatjé, 2011; Costa Campi, 2016) ou de países en vías de desenvolvemento, mercados de importancia para Unión Fenosa (Sánchez & Altomonte, 1997; Lutz, 2001; Jamasb, 2005 e 2006; Al-Sunaidy & Green, 2006 ou Millán, 2006).

Ao igual que existe unha longa bibliografía en relación ao sector eléctrico español, tamén podemos atopar unha serie de traballos sobre a evolución das empresas eléctricas españolas. Inicialmente, foron as propias fundacións das empresas as que comezaron a desenvolver monografías sobre a historia das súas empresas (como os traballos realizados por García Delgado (dir) (1990) para Hidrocantábrico, Alcaide et al (1994) para Sevillana de Electricidad, Anes, Fernández & Temboury (2001) para Endesa ou Anes (dir) (2006) para Iberdrola) se ben progresivamente podemos atopar novos traballos sobre empresas de menor tamaño ou que non sobreviviron até a actualidade, especialmente de empresas de relevancia para o sector na primeira metade do século XX (Díaz Morlán, 1998; Antolín, 1999; Cayón, 1997 e 2002; Aubanell, 1992 e 2002; ou Carmona, 2015).

Sen embargo, contamos con escasos traballos sobre Unión Fenosa. A súa posición de terceira empresa do sector, moitas veces á sombra dos dous campións nacionais, Endesa e Iberdrola, limitou a análise empresarial en moitas ocasións a estas dúas empresas, obviando a realidade do resto do sector, particularmente sobre a existencia de Unión Fenosa e Hidrocantábrico, empresas superviventes do intenso proceso de concentración levado a cabo na segunda metade dos anos 80 e os 90.

Así, os traballos que analizan a empresa tratarán unha cuestión concreta pero sen analizar á empresa no seu conxunto, como no caso da xestión do capital

intelectual (Coca & Chaminade, 2006), a súa actuación en materia de enerxías renovables (Piñeiro & Romero, 2001) ou o impacto da súa participación no mercado Latinoamericano (Rozas, 2008).

Sen restar importancia a este tipo de traballos, de indubidable interese, a falta dunha análise empresarial global en termos históricos fai preciso o desenvolvemento de novos estudos que contribúan a ampliar o coñecemento sobre unha das maiores empresas eléctricas españolas e unha das empresas de maior relevancia económica e social de Galiza, ao que o presente traballo pretende contribuír.

Neste sentido, existen aínda múltiples áreas de traballo para a análise empresarial de Unión Fenosa, iniciándose polo propio nacemento da compañía no ano 1982 mediante a fusión de FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña. Por isto será preciso analizar ambas empresas, nun importante contexto de crecemento da potencia instalada, o que derivou en importantes mudanzas nos seus estados financeiros. Do mesmo xeito, o impacto da conxuntura económica, enerxética e reguladora terá un impacto fundamental na compañía.

Para a elaboración deste traballo trataranse de empregar fontes da empresa (Memorias, Informes Económico-Financeiros, Revista da Empresa ou documentos públicos) e de diversos organismos a institucións que nos permitan coñecer en mellor medida a evolución da compañía e a súa comparativa co sector (UNESA, CNMC, Ministerio de Industria, IDAE, etc.). Do mesmo xeito, para complementar esta información, realízanse unha serie de entrevistas a diversas persoas que participaron activamente de Unión Fenosa en diversos ámbitos e que viviron en primeira persoa moitos dos momentos relevantes da compañía.

Tendo en conta a evolución da compañía, tres períodos parecen claramente diferenciados para a empresa: 1982 – 1993, 1993 – 2000 e 2001 – 2008, dada a situación da empresa, de relevancia por mudanzas estratéxicas pero tamén por ocorrer importantes mudanzas accionariais que modificaron a estrutura de dirección.

En primeiro lugar, é preciso avaliar se a fusión entre as empresas galega e madrileña era necesaria, atendendo á realidade de ambas compañías. Polo tanto, farase unha análise económico-financeira de FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña de cara a determinar a súa situación previa fusión. Ambas empresas iniciaran un importante ciclo de investimentos durante a década de 1970 para dar resposta a unha crecente demanda eléctrica sobre a base de novas tecnoloxías (empregándose por vez primeira centrais térmicas de fuel-oil e centrais nucleares), o que significará un importante cambio de escala nos

proxectos de xeración eléctrica e tamén precisará de grandes investimentos que terán o seu impacto nas contas de ambas compañías.

Do mesmo xeito, é imposible disociar a situación empresarial das mudanzas reguladoras e a crecente intervención no sector. Así, para a análise empresarial posterior ao ano 1982 porase especial énfase no impacto da intervención pública sobre o sector eléctrico e as consecuencias que terá para a compañía: o cambio de goberno en favor do PSOE no mesmo ano da fusión dará lugar a unha radical mudanza reguladora que rematará ca autorregulación empresarial vivida nas décadas anteriores.

Iníciase así un período de mudanzas reguladoras enfocadas ao saneamento das compañías eléctricas, polo que se analizará o seu impacto en Unión Fenosa: dous intercambios de activos, mudanza tarifaria a través do Marco Legal Estable, moratoria nuclear ou mudanzas tributarias terán unha relevancia fundamental na evolución da compañía ao longo dos anos 80 e comezos dos anos 90.

Se os anos 80 están caracterizados pola crecente intervención e a complexa situación económico-financeira de Unión Fenosa, a década de 1990 caracterizarase polo fin do ciclo de investimentos e a aparición dun crecente *free cash-flow* (Jensen, 1986), que permitirá á compañía iniciar un novo ciclo de investimentos. Ante a situación de sobrecapacidade da potencia instalada, Unión Fenosa decidirá orientar estes novos investimentos cara a internacionalización e a diversificación da compañía, aproveitando unha serie de vantaxes adquiridas nas dúas décadas anteriores, co desenvolvemento interno de importantes capacidades de xestión e organización empresarial.

Así, Unión Fenosa iniciará unha estratexia acumulativa para a internacionalización como a presentada pola escola de Uppsala (Johanson & Wiedershein-Paul, 1975), a través da exportación de servizos para introducirse en novos mercados na busca dunha aprendizaxe e socios locais para realizar investimentos de maior tamaño nas actividades de distribución e xeración de electricidade. Hai que ter en conta tamén os elementos específicos de Unión Fenosa, de menor tamaño que Endesa e Iberdrola, polo que a estratexia de internacionalización estará baseada sobre a participación en países cunhas características concretas de tamaño e debilidade institucional.

Baixo o paraugas desta estratexia, Unión Fenosa chegará ao século XXI como unha empresa transnacional multiservizos, cando se producen grandes cambios na dirección da compañía e se inicia unha progresiva mudanza estratéxica en relación á década anterior para orientarse cara a construción dunha empresa integral de enerxía, incluíndo nas actividades da compañía a participación do

mercado do gas e renunciando á estratexia de diversificación vivida na década de 1990 en materia de telecomunicacións, consultoría e xestión.

Unha empresa das características de Unión Fenosa a mediados da década dos 2000 ten moi difícil a súa supervivencia. A situación global do sector, que fomentaba a fusión e absorción de outras empresas para aumentar o tamaño de mercado e tamén como estratexia defensiva ante os competidores, unido á situación da compañía, sen accionistas de referencia con intereses industriais a longo prazo que puideran bloquear un intento de absorción e cun bo posicionamento de mercado tanto no Estado como a nivel internacional facía a esta compañía moi atractiva para a súa compra. Sobre este marco Gas Natural actuará de cara a absorber Unión Fenosa, finalizándose este proceso no ano 2008.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

2. O sector eléctrico e as súas particularidades

2.1. Introdución

A primeira constatación ao analizar o sector eléctrico é que estamos falando dun sector económico particular. Podemos definir diversos elementos que respaldan esta idea: un ben dificilmente substituíbel (electricidade), unha baixa elasticidade-prezo no mercado, a imposibilidade de almacenamento, a configuración sectorial como industria en rede, a propensión á concentración, a necesidade de ter en conta determinados criterios sociais por parte do regulador ou a imposibilidade de empregar unha única tecnoloxía para a produción son elementos que farán complexa a análise.

Por outra banda, a propia definición da electricidade como ben de consumo está suxeita a discusión. A evidente dependencia da enerxía eléctrica para realizar unha vida normal para calquera cidadán está fóra de toda dúbida, o que abre o debate para entender a electricidade como un ben básico ou un ben de consumo máis. Baixo o paradigma dun ben básico, ábrese á porta á necesidade de intervención estatal para garantir a posibilidade de consumo sen exclusións, unha realidade que o mercado non pode garantir mediante a asignación vía prezos.

Do mesmo xeito, tamén hai que ter en conta a importancia da electricidade no conxunto de calquera economía. A electricidade supón un custo fundamental para as actividades económicas, en particular nas actividades industriais. Polo tanto, a electricidade tamén é un elemento de política industrial e de desenvolvemento, con consecuencias moi profundas en termos de competitividade e estrutura global de custos para calquera empresa. Neste sentido, moitos elementos sectoriais teñen unha importancia fundamental para entender a toma de decisións e a evolución dunha empresa eléctrica. Unión Fenosa non será unha excepción.

Neste primeiro capítulo realizaremos unha revisión destas características particulares do sector eléctrico e a súa regulación. No apartado dous caracterizaremos o sector eléctrico, tendo en conta as posibilidades de regulación e a existencia de competencia. O apartado tres estará adicado á concentración empresarial e ás súas consecuencias nun sector como o eléctrico, mentres o catro desenvolve diversos sistemas de asignación de prezos.

2.2. O sector eléctrico como industria de rede

Podemos caracterizar ás industrias de rede se se cómpren unha serie de condicións sobre elas (Economides, 1996, Shy, 2001) e que impiden que exista

un mercado competitivo, caracterizándose por empresas líderes que capturan partes substanciais do mercado:

-Complementariedade, compatibilidade e estandarización: para o consumo dun ben son precisos outros bens ou servizos como *complementos*, que ademais sexan *compatibles* e dispoñan dunhas mesmas normas e *standars* para o seu funcionamento. No caso eléctrico, o consumo da electricidade só pode realizarse, por exemplo, ante a existencia dunha rede eléctrica e cunha coordinación entre actores en relación á súa disposición como corrente continua ou corrente alterna.

-Externalidades de consumo, en relación á necesidade dunha masa crítica para o seu desenvolvemento. Calquera industria de rede precisa dunha ampla base de usuarios para que o seu consumo sexa economicamente rendible e induza ao resto de usuarios a empregar esa tecnoloxía.

-Custos de *switching* e bloqueo. O cambio entre compañías implica un custo para o usuario que nalgunhas circunstancias dificulta ou impide a transferencia libre das persoas usuarias, mediante cláusulas de contrato, custos de aprendizaxe, custos de busca de alternativas, ou lealdade (Shapiro & Varian, 1998). Esta característica ten importantes efectos sobre a competencia, especialmente se o uso do ben ou servizo ten implicacións na necesidade do uso dunha tecnoloxía determinada, o que xera unha situación de *path-dependence* para a persoa usuaria.

-Importantes economías de escala. En primeiro lugar, a industria de rede ten importantes custos afundidos de cara a poder iniciar a produción, polo que o custo marxinal é decrecente e moi baixo ante a obtención de mercados masivos.

Usualmente tamén se caracteriza unha industria de rede como aquela que se asenta sobre unha estrutura física cuxo uso está suxeito a rendementos a escala crecentes (Lafuente & Ocaña, 2001), se ben nos últimos anos esta cuestión foi superada ante a aparición de novas industrias que si precisan de complementariedade pero non mediante estruturas *físicas*, como a industria do software (Shy, 2001). Ao igual que o sector eléctrico, podemos considerar outro tipo de industrias de rede, como a industria do gas, o transporte por estrada, a subministración de auga, as telecomunicacións ou a industria do hardware.

A existencia deste tipo de rede xera un *estrangulamento* no sector como monopolio natural imprescindible para o seu funcionamento, tendo a rede que

ser compartida por oferentes e demandantes múltiples para satisfacer o mercado[1].

Así, ao analizar as industrias de rede temos que atender a que existen segmentos da industria susceptibles de introducir competencia, pero outros que non (Pérez-Arriaga, 2001): a rede de transporte e distribución[2] enténdense monopolios naturais mentres a produción e a comercialización permiten a existencia de competencia. Como indica Economides (2006), os efectos da industria de rede poden dar lugar a situacións nas que separar un monopolio para a creación de dúas empresas pode reducir o *excedente social*.

O comportamento da rede no sector liberalizado pero cunha industria integrada verticalmente pode determinar problemas para a obtención de competencia en segmentos da industria de rede *augas abaixo* (Lafuente & Ocaña, 2001), é dicir, noutros segmentos diferentes do da propia rede. En particular, esta situación pode existir cando o propietario da rede forma parte tamén doutros segmentos da industria e ten incentivos para xerar situacións *anticompetitivas*, xa que os actores do mercado teñen a capacidade de cargar prezos en ambos lados da rede (Economides, 2006).

A existencia de efectos anticompetitivos coñécese na literatura como *sabotaxe*, e pode darse mediante diversos mecanismos (Serra, 2001):

a) Información asimétrica: O monopolio integrado coñece os clientes e a actividade da súa competencia augas abaixo.
b) Vantaxe estratéxica: A empresa que controla a rede coñece con anticipación as estratexias da competencia.
c) Transferencia de custos: O monopolio integrado pode tentar aumentar a tarifa regulada de xeito artificial transferindo custos dos servizos non regulados aos servizos regulados.
d) Aplicación dunha tarifa do insumo esencial que exceda o custo marxinal: De darse esa situación, a empresa integrada pode ter incentivos para ofertar o servizo non regulado por debaixo do que o faría de non estar integrada. Esta acción podería expulsar do mercado á competencia mentres a empresa integrada conserva os beneficios por manter os ingresos vía servizo regulado.

[1] Se ben para a análise do sector eléctrico esta noción é válida, o certo é que nas dúas últimas décadas o concepto de monopolio natural foi progresivamente substituído polo de activo esencial (Economides, 1998), dado o desenvolvemento de novos produtos ligados ao software e hardware, o que ampliou a análise das industrias de rede nesta dirección. Un exemplo desta situación é Windows, que domina o mercado de sistemas operativos se ben compite con outras empresas en apliacións para o propio sistema operativo.

[2] Diferenciamos a rede de transporte e distribución pola diferente tensión que empregan no transporte da electricidade.

Se ben estes elementos son comúns a diversas industrias de rede (como telecomunicacións, software e hardware ou transporte), unha característica particular do sector eléctrico como industria de rede é que a electricidade como ben conta cunha serie de características físicas moi concretas: incapacidade de almacenamento en grandes cantidades de xeito custo-eficiente[3] e imposibilidade de control dunha unidade individualizada de electricidade na rede de transporte. Ao mesmo tempo, a electricidade é un ben con escasos produtos substitutivos, o que dificulta a existencia de competencia[4].

Do mesmo xeito, é un sector con fortes barreiras de entrada (Sánchez, 2002). A necesidade de *custos afundidos* (sunk costs) para que un novo axente forme parte do sector limita a posibilidade real de competencia. Así, ante unha situación de concentración o poder de mercado pode ser amplo, xa que a *contestabilidade* é escasa.

Baumol, Panzar & Willig (1982) caracterizaron a contestabilidade como a imposibilidade de que nun mercado un axente poida empregar o seu poder de mercado para manter prezos elevados, xa que a simple ameaza de introdución de novos actores que aproveiten a posibilidade de prezos máis baixos fará que o monopolio non poida aproveitarse da súa situación. Esta lectura, que pode ser realista para determinados mercados, non ten vixencia no sector eléctrico, ao caracterizarse pola dificultade de que eses novos actores ameacen ca súa entrada ante a existencia de importantes custos afundidos (Fernández, 2002).

Indo máis alá, Economides (2006) indica que a desigualdade (no reparto do beneficio de mercado entre firmas) é unha situación natural do equilibrio de mercado, mesmo cando existe regulación que faga diminuír as barreiras de entrada: se ben estas regulacións teñen éxito para a aparición de novos actores, fracasan sistematicamente na redución do poder de mercado das firmas de maior tamaño. Polo tanto, o *equilibrio non é competitivo*.

Ao mesmo tempo, o sector eléctrico caracterízase historicamente por facer medrar a súa rede dentro de espazos nacionais-rexionais específicos, con escasa capacidade de interconexión entre fronteiras. Ao falar dun ben non almacenable, na práctica a inexistencia deste tipo de redes supón a imposibilidade de

[3] Na actualidade parece que estamos a vivir un novo paradigma nas melloras tecnolóxicas que permitan o almacenamento en cantidades relativamente grandes, o que no medio prazo poderá supoñer un importante shock tecnolóxico para o sector. De tódolos xeitos, para o período a analizar neste traballo partimos da base da incapacidade de almacenamento en cantidades non residuais.

[4] Do mesmo xeito, tamén dificulta a posibilidade de competencia mediante diferenciación de produto.

competencia internacional de produto. Non será até datas moi recentes que veremos diversos proxectos para internacionalizar a rede e poder así crear mercados rexionais (ou supra-estatais) de electricidade[5].

En paralelo, a propia idea de ben non almacenable imposibilita un mecanismo autorregulador de prezos que pode funcionar na maioría de mercados de mercadorías: o almacenamento de *stocks* por parte dalgúns dos actores para aproveitarse de subidas de prezos, o que nivela os prezos de longo prazo e evita parte da volatilidade de prezos (Fernández, 2002).

Por outra banda, crecemento dos mercados eléctricos en termos históricos responde máis á lóxica empresarial que controla un mercado rexional que non á busca de óptimos económicos no conxunto do sistema estatal. Esta situación é habitual na creación de mercados nacionais durante o século XX, como é o caso español.

Do mesmo xeito, hai que ter en conta os efectos do transporte de electricidade a longas distancias, xa que existen perdas de enerxía polo Efecto Joule, que serán maiores canto maior é a distancia[6] e canto menor é a tensión (CNMC, 2016). Estas perdas son internalizadas no sistema contabilizándose como custos (Stoft, 2002), onde aos consumidores de baixas tensións se lles repercute en maior medida derivado do custo da transformación a baixa tensión e ás maiores perdas derivadas de empregar as redes de distribución[7].

A solución económica para este problema pasa por internalizar as perdas como parte do prezo eléctrico: as perdas medias na rede de transporte oscilan entre o 2,5% e o 4%, mentres nas redes de distribución varían entre o 5 e o 6% (Ghia & del Rosso, 2013). Se ben a través deste mecanismo se evitan problemas de subministración, hai que ter en conta que internalizar no prezo estes custos polas perdas de transporte tamén implica limitar os incentivos para que as empresas melloren a eficiencia no transporte e distribución de electricidade.

---

[5] Exemplos deste tipo son o intento de creación dun mercado europeo de electricidade a partir dos anos 90 ou o SIEPAC para a creación dun mercado centroamericano na primeira década do século XXI. En datas tan recentes como o 2006 (Haas & Auer, 2006), aínda o mercado na Europa Occidental non tiña superado unha etapa inicial de creación de sub-mercados en diferentes rexións: Reino Unido e Irlanda; España e Portugal; Norte de Europa: Dinamarca, Noruega, Suecia e Finlandia; Italia; Centro de Europa: Francia, Alemaña, Suíza e Austria.

[6] Esta idea abre a porta á existencia de subsidios cruzados ao homologar os prezos en áreas xeográficas excedentarias e aquelas con dependencia eléctrica do exterior, onde os custos reais son diferentes. Unha posible solución a este problema pasa por revisar as tarifas de xeito rexional.

[7] Na actualidade, para o caso español, podemos revisar o Real Decreto 2016/2014 para analizar as perdas por transporte.

Ao mesmo tempo, as características propias das unidades de produción determinan a existencia dun tamaño mínimo-eficiente para a produción eléctrica. Cada tecnoloxía conta con tamaños mínimo-eficientes diferentes, polo que a estrutura de cada mercado variará en función das súas características[8]. En particular, o tamaño do mercado será de enorme importancia para a produción, xa que a subutilización de capital instalado pode prexudicar a eficiencia. Do mesmo xeito, a existencia de *economías de velocidade*[9] (Lamoreaux, 1988) derivadas da concentración vertical no sector xera incentivos para a utilización máxima da capacidade instalada.

Seguindo a Alfred Chandler (1996), unha tecnoloxía conta cun tamaño eficiente que lle permite desenvolver con maior eficacia as súas economías de escala. Pero, ao mesmo tempo, un mercado pode ter unha demanda e consumo que non se axusten a esa mesma capacidade produtiva da tecnoloxía, polo que o elemento fundamental a avaliar é a *dimensión óptima da planta*, tendo en conta tecnoloxía e mercado nun momento e lugar determinados[10].

Por outra banda, estamos a falar dun sector que prové un ben cunha demanda inelástica, onde o consumo se ve pouco afectado ante variacións de prezos, como ocorre ca maioría de bens básicos para o consumo. É polo tanto moi importante avaliar as situacións de poder de mercado, que actuando sobre un mercado tan ríxido pode aproveitarse ao máximo da súa posición (Fernández, 2002). Polo tanto, poden darse problemas de asignación especialmente para rendas baixas, o que significará en moitos casos a necesidade de intervención pública.

Ante esta situación poden darse, cos seus matices, dous modelos reguladores claramente diferenciados: aqueles nos que existe un gran monopolio público que controla o conxunto do sector (modelo tradicional) ou, pola contra, un modelo no que se estableza competencia naqueles segmentos da cadea de valor onde esta sexa *posible*. Neste segundo modelo, a regulación tende a buscar unha competencia de produto naqueles segmentos onde pode existir esa

[8] Como norma xeral, a estrutura de custos dunha planta é en forma de U, polo que o aproveitamento da tecnoloxía é fundamental para garantir a súa rentabilidade (Pollit, 1995).

[9] O termo economía de velocidade foi por primeira vez empregado por Alfred Chandler (1988), en relación á posibilidade de reducir procesos intermedios na elaboración dun produto pola redución de tempos na cadea global.

[10] A consecuencia de acadar escalas mínimas eficientes é conseguir enormes vantaxes de custo sobre plantas máis pequeñas ou plantas de gran tamaño que son empregadas en cantidades sub-óptimas. Neste sentido, as industrias intensivas en capital serán aquelas que teñan máis capacidade de aproveitar este tipo de circunstancias (Chandler, 1996).

competitividade[11], mentres no segmento de rede (o transporte) búscase regular o acceso para evitar restricións de competencia no sector (Lafuente & Ocaña, 2001).

Nesta dirección, a solución reguladora habitual busca *illar o monopolio*, de xeito que a estrutura empresarial que controla a rede non forme parte doutra estrutura empresarial que forme parte do sector. Hai que ter en conta que estes procesos de separación vertical poden dar lugar a grandes problemas legais pola oposición empresarial, particularmente se as empresas son privadas. Polo tanto, debemos facer notar a dimensión socio-política na toma de decisións sobre o sector eléctrico (Hadjilambrinos, 2000).

Este proceso de illamento pode realizarse dun xeito máis ou menos estrito. A separación vertical pode ser exclusivamente contable (separación laxa) ou de propiedade (separación estrita) atendendo ao criterio do regulador. Existe un importante debate teórico nesta materia (Sánchez-Macías & Pérez, 2003; Beato, 2005), en relación á posibilidade de control de varios elementos da cadea de valor no sector: se ben parece asumido que o monopolio natural (as redes de transporte e distribución) non poden ser propiedade dun actor que se sitúa na produción ou na comercialización (cando menos a través dunha separación contable)[12], parece menos claro establecer até que punto debe haber unha separación na propiedade entre empresas que actúan na produción e na comercialización de electricidade[13].

É importante sinalar que é un común erro conceptual identificar o modelo tradicional como modelo "regulado" e a liberalización como o tránsito cara un modelo "desregulado". Entendendo a regulación como a actividade gobernamental que pretende afectar directamente o comportamento de axentes privados para aliñalos co *interese xeral*[14] (Chang, 1997), sempre existirá regulación (Newbery, 2002). O elemento diferencial é o significado de interese

[11] Na actualidade, o shock tecnolóxico provocado por determinadas enerxías renovables permite introducir un novo paradigma de competencia polo mercado mediante subastas (Fabra, 2016).

[12] Diversos autores van máis alá, afirmando que sen separación completa na propiedade das redes e outros segmentos é inviable a competencia, en particular no transporte, ao afectar ao mercado maiorista e á produción (Fernández, 2002).

[13] Existen diversos estudos que falan do perigo dunha posición dominante ante unha empresa que pode controlar ambos segmentos sectoriais (Economides, 2006). Do mesmo xeito, outra visión do problema outorga maior capacidade de resistencia ante shocks de prezos no mercado maiorista a aquelas empresas que se sitúan en ambos segmentos, o que pode producir unha maior estabilidade sectorial e empresarial.

[14] Tamén definido como *interese público*. Existe un forte debate académico relativo á teoría da regulación entre a existencia do interese público e a captura do regulador. Para unha análise en profundidade, revisar Posner (2001).

xeral para o Estado e os axentes gobernamentais que tomen as decisións en materia reguladora[15]. Como indica Fernández (2002):

> *"Al revés de lo que sucede en los demás sectores, donde la regulación, al menos la económica, se simplifica e incluso desaparece cuando se liberalizan, en el sector energético el número y complejidad de las regulaciones aumenta con la liberalización."*

Polo tanto, é importante non confundir o termo liberalización con desregulación: a regulación é precisa para afrontar estes problemas e evitar que se exerzan situacións de colusión, posición dominante no mercado, captura do regulador ou manipulacións de datos sobre os custos reais de produción (Beato & Laffont, 2002). Como ben exemplifica Soares (2014) "*As empresas andan máis rápido que o regulador*".

Citando a Stigler (1971):

> "*This is not to say that the State will serve any person's concept of the public interest: indeed the problem of regulation is the problem of discovering when and why an industry (or other group of like-minded people) is able to use the state for its purposes, or is singled out by the state the be used for alien purposes."*

2.2.1. Regulación e competencia

A regulación do sector eléctrico dende o seu nacemento até a actualidade ten mudado enormemente, con evolucións dispares entre os diferentes países. Dende o primitivo modelo do século XIX, onde un pequeno centro produtor estaba conectado directamente cun grupo de consumidores achegados até a actualidade, onde o desenvolvemento tecnolóxico da rede de transporte permitiu desenvolver importantes rendementos de escala no sector ao interconectar espazos de produción e consumo a grandes distancias, a regulación foi transformada case tanto como as propias condicións técnicas do sector.

É ademais o sector eléctrico particularmente susceptible dunha grande regulación precisamente pola súa condición de monopolio natural, o que durante moitos anos foi aceptado tanto pola ciencia económica como polos reguladores como un mercado *non-competitivo* (Chang, 1997).

[15] Para una análise en máis profundidade sobre esta cuestión, pódese revisar, entre outros: *La Gran Transformación* (Polanyi, 1944) ou *Globalization, economic development and the role of the state* (Chang, 2003).

Unha vez finalizada a Segunda Guerra Mundial instaurouse un certo consenso internacional en canto á regulación eléctrica baseada na necesidade de que as relacións comerciais nos diferentes segmentos do sector sexan controladas por un ente regulador, o que tamén implica fixacións de prezos (Santana, 2003). Polo tanto, tamén se presume a existencia de certa planificación centralizada na evolución do sector[16].

A premisa inicial en Europa parte de garantir a subministración eléctrica nun momento de mercados moi estreitos derivados da catástrofe da Segunda Guerra Mundial. É moi relevante entender o contexto europeo e a importancia da evolución enerxética, nun momento de forte polarización internacional entre os Estados Unidos e a Unión Soviética e os seus países satélite. Así, a necesidade europea dunha rápida re-industrialización, que permitira á economía da Europa Occidental recuperarse do trauma da guerra e volverse situar como actor económico fundamental na economía mundial pasaba pola necesidade do abastecemento enerxético. Neste sentido, existía tamén un forte interese por garantir a seguridade de subministración e certa independencia enerxética do exterior (Kander, Malanima & Warde, 2014).

Ás ideas de mercado non-competitivo e á necesidade de garantir a subministración hai que engadir o consenso xerado en Europa nos diversos gobernos de finais dos anos 40 e comezos dos anos 50 de que o Estado tiña que asumir un forte papel intervencionista nos mercados. A aplicación de fortes políticas keynesianas no período posterior á guerra tiveron unha forte incidencia no sector eléctrico, asumíndose como política de Estado o correcto funcionamento do sector.

Hai que ter en conta tamén que a correlación de forzas nos gobernos da Europa Occidental eran moi proclives a unha maior intervención pública na economía[17], caendo no ostracismo aquelas posicións máis liberais, culpabilizadas pola catástrofe económica posterior ao ano 1929. A materialización desta idea rematou por ser, en moitos casos, que os sectores estratéxicos (como o enerxético e, por tanto, tamén o eléctrico) e as empresas que neles actuaban tiñan que estar controladas polo Estado (Wollmann, 2013). Leváronse así a cabo

[16] A existencia de planificación non ten por que negar a existencia de competencia en diversos ámbitos, como a existencia de concursos públicos para a construción de nova capacidade instalada.

[17] Os gobernos de concentración nacional de mediados dos 40, onde os Partidos comunistas e socialistas tiñan unha enorme relevancia, son un factor fundamental para entender estas posicións. Do mesmo xeito, os consensos económicos, sociais e políticos existentes no momento facían ás organización políticas tradicionalmente liberais susceptibeis de aceptar este tipo de propostas.

procesos de nacionalización que remataron por xerar grandes monopolios controlados polo Estado[18].

Téñase en conta que, a priori, un sector eléctrico regulado non ten nada a ver ca propiedade das empresas, podendo darse situacións de unha ou varias empresas, baixo propiedade pública ou tamén privada. Na Europa de posguerra camiñouse en diversos países cara grandes monopolios públicos en canto á organización empresarial no sector, realizándose importantes nacionalizacións en países como Francia, Reino Unido ou Italia[19].

Así, en moitos casos a organización do sector rematou na existencia dun monopolio estatal público onde a regulación da rede viña aparellada á existencia dunha única empresa que xestionaba o conxunto da cadea de valor[20] (Newbery, 2004). Se ben a estrutura de mercado era en moitos casos similar, nos Estados Unidos a estrutura empresarial tendería a realizarse sobre empresas privadas reguladas e non mediante empresas públicas (Soares, 2006).

Tamén noutras áreas xeográficas, como América Latina, instaurouse a doutrina do interese público, creando grandes empresas nacionais para o control do sector (Benavides, 2007). Hai que ter en conta que a regulación nos países en vías de desenvolvemento non ten exactamente os mesmos obxectivos que nos países desenvolvidos[21]. En particular nos anos 50 e 60 existen certos consensos en determinadas rexións baseadas na idea de conseguir unha maior independencia cas metrópoles ante un pasado colonial, unido ao intento de protexer e desenvolver unha industria nacente en diversos sectores económicos como mecanismo para o desenvolvemento económico (Chang, 1997).

É interesante ter en conta que os mecanismos reguladores específicos do sector eléctrico teñen unha importante vantaxe ao falar dun ben non transportable ou almacenable, polo que as políticas reguladoras nesta dirección tiñan máis a ver ca xestión do investimento estranxeiro, a venda de activos do sector e a necesidade de licenzas para a ampliación de capacidade e non tanto co control de

[18] Como é o caso de Électricité de France (EdF), creada en 1946 a partir da nacionalización de empresas de produción, distribución e comercialización de electricidade francesas; as nacionalizacións realizadas entre 1946 e 1948 no Reino Unido baixo mandato do Partido Laborista que deron como resultado a creación do British Electricity Authority ao nacionalizar máis de 500 empresas, ou a creación de ENEL como empresa pública en 1962 en Italia.

[19] Este modelo, evidentemente, non foi único en Europa. Pode citarse, por exemplo, o modelo danés, cun sector moi pouco concentrado baseado na existencia de empresas públicas de base local.

[20] Se ben esta situación non era única dentro de Europa, atopando tamén mercados con empresas mixtas ou mesmo sistemas descentralizados. Para máis información, ler Helm & McGowan (1987).

[21] Situaremos aquí básicamente aos Estados Unidos, Europa Occidental e Xapón.

mercados, como son as políticas proteccionistas típicas nos sectores ligados á manufactura.

2.2.1.1. A transición dun modelo tradicional a outro liberalizado

Sen embargo, a mudanza de paradigma (Bergman *et al*, 1999; Pérez-Arriaga, 1997) cara un modelo liberalizado abriu o debate da transformación da regulación eléctrica. Unha vez resoltos os máis prioritarios problemas en canto á subministración eléctrica, novas variables entran en xogo, en particular aquelas relacionadas co interese en aumentar a produtividade e mellorar a eficiencia sectorial.

Así, a comezos dos anos 90 iníciase un proceso global de transición do modelo tradicional a outro liberalizado[22]. Este proceso de liberalización baséase nunha idea clave: un modelo liberalizado fomenta a competencia, o que provoca incrementos de eficiencia global[23]. Aparellada a esta idea, os principios reguladores estarán baseados na seguridade de subministración e cada vez en maior medida no respecto ao Medio Ambiente[24]. A Directiva 96/92/CE da Unión Europea é un claro exemplo desta mudanza de paradigma que identifica claramente estes tres obxectivos[25].

Despois dos primeiros experimentos en materia de liberalización eléctrica levados a cabo en Chile nos anos 80, un auténtico cambio de paradigma se leva a cabo en todo o planeta. Para facernos unha idea da importancia destas transformacións reguladoras, só entre os anos 1990 e 1999 ábrese á participación privada o sector en 75 países en vías de desenvolvemento (Jamasb, 2006). Os anos 90 foron determinantes na asunción do modelo liberalizado, a crise de California do ano 2001 supuxo un punto de inflexión no proceso liberalizador e freou o ímpeto internacional nesta dirección, ralentizando tanto a ambición como o número de procesos nesta dirección (Newbery, 2002).

---

[22] Despois de constatar certas *experiencias piloto* durante os anos 80, particularmente na Chile de Pinochet.

[23] Asumindo unha definición de efiencia do seguinte xeito: o ben é producido polos subministradores máis baratos, será mercado por aqueles máis dispostos a pagar, producirase unha cantidade correcta para o mercado (Stoft, 2002).

[24] É curioso que moitas veces os reguladores tenden a confundir os termos eficiencia e competencia. Así, caracteriza a necesidade de liberalizar o sector na busca da seguridade de subministración, o respecto polo medio ambiente e a xeración de competencia global. Na miña opinión, a competencia ten que ser interpretada como un medio de cara á obtención de maior eficiencia, e non un fin en sí mesmo.

[25] Se ben a Directiva 96/92/CE é relevante porque implica un cambio de paradigma no conxunto da Unión Europea, xa no ano 1990 o Reino Unido desenvolverá o seu propio pool eléctrico, como primeiro caso europeo de liberalización do sector (López, 2000).

Se ben a idea intuitiva da existencia de competencia refírese á existencia de competencia de produto (é dicir, entre bens ou servizos finais), como ben indican Lafuente & Ocaña (2001), a competencia pode existir doutros dous xeitos: competencia polo mercado[26] (é dicir, unha loita para establecerse no mercado) ou mesmo polos activos, onde diferentes inversores aspiran a capturar os activos existentes nunha industria. É importante realizar esta matización porque se a competencia se leva a cabo nunha das dúas últimas fórmulas, pode darse a resultante de problemas de falta de competencia de produto, o obxectivo último destas reformas.

De xeito habitual os incrementos de eficiencia global veñen significando redución de custos para as empresas e baixadas de prezos para os consumidores. Se ben esta cuestión non é errada, si consideramos que é incompleta. As melloras de eficiencia tamén teñen que permitir un nivel eficiente de investimento no longo prazo para garantir a solvencia do sistema tanto na xeración como na distribución; evitar que a evolución relativa de prezos sobre certos consumidores sexa negativa ou implique a súa desconexión do sistema[27], etc. (Thomas, 2006).

Segundo Newbery (2002), teñen que darse tres condicións para que os procesos de liberalización sexan viables: en primeiro lugar, o libre acceso á rede de transporte baixo propiedade independente. Baixo esta premisa a maioría de Estados que liberalizaron o sector optaron por nacionalizar a rede de transporte e crear empresas para a súa xestión.

En segundo lugar, seguridade de subministración. Esta idea afecta á seguridade na obtención da enerxía primaria para a produción eléctrica, unha correcta capacidade de produción e unha infraestrutura de transporte e distribución axeitada e versátil. Aínda asumindo que as redes de transporte e distribución teñen un mantemento e ampliación óptimos (unha realidade en países desenvolvidos pero non nos países en vías de desenvolvemento), os problemas de planificación da produción son importantes. A regulación e intervención pública neste sentido son importantes, xa que se pode dar lugar a unha situación de sub-investimentos privados que provoquen colapsos no consumo eléctrico no medio prazo (caso de California).

[26] Na tradicional caracterización das industrias de rede considérase que a competencia no mercado é escasa dado o grande tamaño e control de mercado das firmas líderes, pero o certo é que a intensidade da competencia polo mercado é moi elevada (Economides, 2006).

[27] Esta situación parece pouco realista para economías desenvolvidas, pero pode ser una solución habitual ante escaladas de prezos por parte de consumidores de países en vías de desenvolvemento ou en transición.

Neste sentido, hai que ter en conta a estrutura de mercado, xa que un mercado liberalizado vertebrado sobre empresas privadas xera unha presión cara menores investimentos de longo prazo (Sánchez & Altomonte, 1997), rápidos retornos de cara a incrementar os beneficios ou a simple imposibilidade de efectuar novos investimentos ante ausencias de beneficios (Haas & Auer, 2006). A consecuencia destas lóxicas empresariais leva a mudar o mix eléctrico cara tecnoloxías de punta, escaso investimento e baixos custos fixos, como as centrais de ciclo combinado durante a primeira década do século XXI[28] (Roques, Newbery & Nuttall, 2008) ou, o que pode ser aínda peor, a insuficiencia de capacidade para afrontar a produción precisa[29]. Polo tanto, pode darse lugar a estratexias empresariais que non sexan coherentes cunha estratexia de planificación global do sector[30].

A seguridade de subministración debe ser entendida en sentido amplo (Newbery, 2002), tendo en conta non só a necesidade de satisfacer ao consumidor senón tamén como a necesidade de asegurar a subministración de enerxía primaria de cara á produción final de electricidade. Este elemento non é menor, e entronca ca necesidade de garantir certos criterios de soberanía enerxética na política enerxética[31].

En terceiro lugar, unha regulación axeitada do mercado liberalizado. Polo tanto, aínda cumprídose as dúas primeiras condicións, os mecanismos de regulación poden levar a un mercado eléctrico liberalizado ineficiente. Se ben podemos atopar autores que avalían a regulación do mercado liberalizado sobre a necesidade de camiñar cara unha non-intervención (Haas & Auer, 2006)[32],

[28] Evidentemente, a existencia dun modelo tradicional tamén ten os seus efectos sobre os investimentos. Pode desenvolverse un efecto Averch-Johnson: ante a ausencia de incertidume existen sobreinvestimentos que levan a una situación de menor eficiencia derivado da infrautilización de activos e un incremento de custos unitarios. O caso francés é o exemplo paradigmático de industria integrada verticalmente e con enormes investimentos en tecnoloxías de capital fixo, nomeadamente a enerxía nuclear (Dios, 2016). Este foi un importante argumento de cara aos procesos de liberalización en América Latina nas décadas dos 80' e 90' (Sánchez & Altomonte, 1997).

[29] Hai que ter en conta que os problemas de insuficiencia de investimentos tamén poden darse nun modelo regulado ante problemas orzamentarios do Estado.

[30] É preciso resaltar que as diversas tecnoloxías contan con custos variables e unha flexibilidade (capacidade de variación da potencia en funcionamento en determinado tempo) diferente.

[31] Do mesmo xeito, esta seguridade de subministración tamén implica certa planificación para o aumento da produción e a súa situación xeográfica. Particularmente en mercados pequenos ou en mercados estreitos poden darse situacións que conxestionen as liñas ante supostas decisións racionais das empresas produtoras privadas. O caso de Guatemala ilustra esta situación ante a falta de planificación dos incrementos de produción e, polo tanto, das necesarias melloras da rede de transporte (Paz, 2003).

[32] As propostas nesta dirección pasan porque o Estado non interveña de ningún xeito no mercado maiorista, se desenvolvan instrumentos de longo prazo para harmonizar a

asumiremos unha posición contraria a esta idea. Seguindo a Wilson (2002): "*a creación dun mercado maiorista de electricidade é inherentemente incompleto e competitivamente imperfecto*" debido a que a característica da electricidade como fluxo impide a súa monitorización e a elasticidade-prezo é baixa, polo que o mercado non actúa correctamente ante sinais de prezos.

Unha vez asumidas estas tres premisas, hai que ter en conta que os procesos de liberalización tenden a producirse dende unha estrutura empresarial altamente concentrada, o que inevitablemente leva a unha necesaria regulación do poder de mercado. Como afirma Watts (2001): "*Any deregulation of a formerly monopolized industry needs to deal with the issue of market power".*

De non atenderse esta cuestión podemos estar regulando un mercado liberalizado onde os prezos da electricidade tendan aos custos medios e non aos custos marxinais, o que supón unha ineficiencia importante e o pago de sobrecustos para os consumidores.

Como veremos en apartados posteriores, os mecanismos de asignación de prezos serán complexos. Aínda impedindo o poder de mercado poden producirse problemas de prezos en momentos de elevada demanda por ter unha produción eléctrica estreita. Polo tanto, tamén é necesario que un mercado liberalizado conte con excesos de capacidade instalada como mecanismo de auto-regulación de prezos (Stoft, 2002). Nun modelo de asignación de prezos vía mercado tamén é importante avaliar as consecuencias sobre segmentos concretos de afectados[33] (Chang, 1997). Como tendencia, as mudanzas asignativas prexudican a consumidores previamente subsidiados e tamén a traballadores, que poden ver empeoradas as súas condicións laborais (Joskow & Rose, 1989; Winston, 1993).

Ante esta situación xéranse dous novos problemas: cales son os incentivos para unha empresa privada nun sistema liberalizado para a construción de nova capacidade instalada[34] cando a oferta é suficiente para cubrir a demanda (Haas & Auer, 2006) e como xestionar a capacidade instalada para que parte dela non estea paralizada ante picos de demanda para a flutuación artificial de prezos. De non resolver estas situacións ante picos de demanda pode existir un forte incremento de prezos e, polo tanto, un descenso do benestar do consumidor. Un

evolución de prezos e reducir a volatilidade ou, directamente, por negar a posibilidade de intervención pública unha vez se leva a cabo a liberalización eléctrica.

[33] En concreto nun sector cunha organización tan particular como o eléctrico, onde as empresas contan con relativa facilidade para capturar o novo valor engadido xerado no sector (Cardenete, 1995).

[34] Noutras industrias de rede como as telecomunicacións existe unha relación directa entre liberalización – descenso de prezos – descenso de investimentos (Grajek & Röller, 2012)

exemplo interesante do segundo problema é o caso da crise eléctrica do 2001 en California (Hauter & Slocum, 2001).

Por outra banda, a debilidade institucional pode poñer en risco o correcto funcionamento dos novos marcos reguladores ou do proceso de transición cara eles. É fundamental, polo tanto, garantir que a legalidade goce tamén de lexitimidade entre os diversos actores que conforman o sector. De non ser así, os custos derivados do control e vixilancia poden rematar por provocar que a reforma non sexa exitosa. Se ben esta situación pode sempre chegar a acontecer, son precisamente os países en vías de desenvolvemento os que en maior medida se poden ver afectados polos problemas de transición e as súas ineficiencias asociadas. Os efectos da debilidade institucional poden operar tamén en forma de corrupción, un elemento a ter en conta de cara ás melloras de eficiencia: serán os países con maiores índices de corrupción aqueles que teñan un peor comportamento en termos de produtividade no sector eléctrico (Dal Bó & Rossi, 2007).

2.2.2. A liberalización eléctrica

2.2.2.1. O proceso de liberalización eléctrica

O proceso de liberalización realízase en catro ámbitos (Soares, 2006). En primeiro lugar, unha nova regulación que favoreza o funcionamento do sistema liberalizado. Como ideas principais cabe resaltar tres:

a) Acceso de terceiros á rede. A regulación deberá garantir mecanismos para que non existan elementos de discriminación e que as empresas poidan empregar a rede de transporte e distribución[35], aínda non sendo as propietarias.
b) Un correcto sistema de incentivos para o funcionamento, mantemento e desenvolvemento das redes de distribución e transporte. De non articular mecanismos nesta dirección a liberalización pode levar a descensos de ingresos para as redes de distribución e transporte, que xeren no longo prazo estrangulamentos nas liñas por exceso de capacidade.
c) Creación dunha entidade reguladora independente, de carácter técnico, para velar polo correcto funcionamento do sector.

En segundo lugar, unha reestruturación sectorial baseada en dúas ideas: o *vertical unbulding* (desintegración vertical) e a dispersión horizontal. En canto ao primeiro, desintégranse as actividades de produción, transporte, distribución e

[35] O caso español pode servir de exemplo interesante: rede de transporte nacionalizada e baixo control parcialmente público (20% SEPI); rede de distribución propiedade privada sen separación de propiedade estricta (só existe separación contable) pero garantindo o acceso de terceiros a rede.

comercialización, diferenciando as actividades reguladas como monopolios naturais (transporte e distribución) das liberalizadas (produción e comercialización).

A separación vertical da propiedade pode realizarse de xeito estrito (separación total) ou de xeito laxo (separación contable). O elemento fundamental desta decisión pasa por garantir que non se poidan producir efectos anticompetitivos augas abaixo. Se ben a propiedade da rede pode ser pública ou privada, debe garantirse o acceso de terceiros á rede.

En canto á dispersión horizontal poden tomarse decisións máis ou menos *agresivas* para garantir a existencia de múltiples actores no sector. Podemos tomar o exemplo británico como proceso extremo de dispersión horizontal (desmantelamento das empresas existentes en novas unidades empresariais máis pequenas), e o español como vía inversa, onde non se tomaron medidas de dispersión horizontal, manténdose a estrutura empresarial vixente.

En terceiro lugar lévase a cabo unha mudanza en termos de competencia e mercados. Permitirase a nova entrada de empresas na produción e na comercialización, polo que indirectamente tamén se contribúe a fomentar a dispersión horizontal a futuro[36]. Por último, actuación sobre a propiedade: unido á posibilidade de entrada de novas empresas nos segmentos liberalizados, xeralmente se aproveitan os procesos de liberalización para privatizar as empresas públicas existentes[37], sempre que isto sexa posible.

Esta orde na toma de decisións é relevante de cara a estruturar correctamente o sector (Jamasb, 2006). De non realizarse deste xeito poden levarse a cabo disfuncións no funcionamento do mercado, ao mesmo tempo que se poden dar situacións perversas en canto á xeración de poder de mercado en lugar de limitalo[38]. Como indica Brown (2001): *The sequence and timing of these decisions are absolutely critical to the success of privatization.*

[36] Se ben, como xa comentamos citando a Economides (2006), a posibilidade de novos oferentes non implica a dispersión na concentración de mercado a longo prazo.
[37] Existen exemplos en ambas direccións. No caso español a maior empresa do sector foi privatizada (Endesa). No caso Noruego, con múltiples empresas de base local ou rexional, o sector foi liberalizado pero non se mudou a estrutura de propiedade.
[38] Un exemplo deste estilo é a privatización previa regulación, onde a empresa contará con enorme capacidade de presión sobre o regulador.

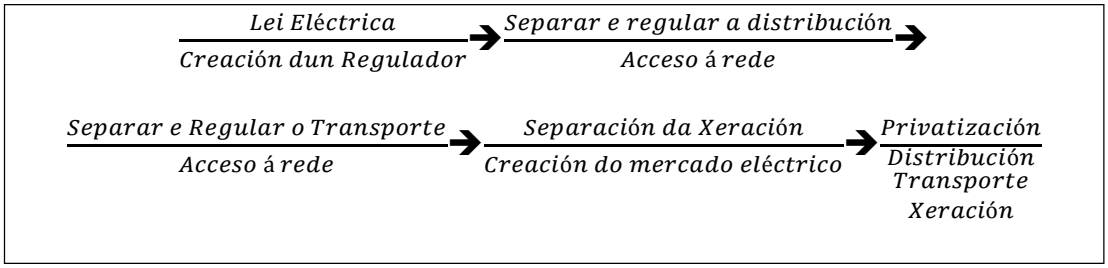


Figure 1: Timing dos procesos de liberalización.

Fonte: Jamasb, 2006.

Os procesos de liberalización eléctrica contan en practicamente todos os casos con estas características, se ben é importante realizar unha distinción entre os países desenvolvidos e aqueles en vías de desenvolvemento, dada a existencia de institucións máis débiles (BID, 2001) e motivacións diferentes (Sánchez & Altomonte, 1997) para a liberalización. Estas características singulares deberían facer repensar os procesos de transición para adaptalos aos contextos destes países, partindo da base dunha necesaria cautela na aplicación das reformas nun contexto de institucións débiles, algo que non sempre se leva a cabo (BID, 2001).

Seguindo a Jamasb et al (2005) e Zhang, Parker & Kickpatrick (2008), podemos definir factores *push* e *pull* para a reforma eléctrica. Caracterizando os primeiros como aqueles problemas que impulsan a necesidade dunha reforma, podemos atopar os problemas de eficiencia na operación pública, elevados custos, problemas de acceso á subministración, problemas de mantemento, falta de investimento ou a necesidade de eliminar subsidios para derivar eses recursos a outros elementos de política económica. Os efectos *pull* son aqueles que apoian os beneficios da reforma: elementos como exemplos exitosos doutros países[39] ou a posición favorable a estas reformas dende as institucións financeiras que apoian ao país.

Se nos países desenvolvidos as motivacións tenden a ser melloras de eficiencia en sectores cun funcionamento notable, nos países en vías de desenvolvemento existían como norma xeral problemas estruturais en canto a subsidios cruzados, baixa calidade de subministración, importantes perdas nas redes, falta de atracción de investimento privado ou o apoio de entidades internacionais de cara ás mudanzas reguladoras[40]. Do mesmo xeito, os motivos poden pasar nalgúns

[39] En contraposición, fracasos noutros países tamén poden indicir de xeito negativo sobre a posibilidade dunha reforma. É importante entender o contexto das grandes liberalizacións en materia eléctrica durante os anos 90, cando existían varias reformas *exitosas* (Chile, Noruega ou Ingletarrea e Gales) sen terse producido aínda grandes problemas despois das reformas (como os casos de California, Inglaterra e Gales ou Brasil).

[40] Pode lerse unha interesante análise en relación aos procesos de liberalización nos países en vías de desenvolvemento en Jamasb (2006).

casos máis pola necesidade de sinais políticas (Azpiazu, 2002, Azpiazu & Basualdo, 2004), que non por elementos puramente económicos.

Estes elementos son moi relevantes non só pola evolución sectorial nestes países, senón tamén polas oportunidades que xeran para empresas eléctricas en busca da internacionalización. Ademais, contextos políticos moi concretos facilitaron que determinadas rexións se incorporaran a este proceso de liberalización nunha situación particular, especialmente naqueles países de esfera soviética até comezos da década dos 90', e que viviron un proceso liberalizador con características singulares (Ordover, Pittman & Clyde, 1994).

2.2.2.2. Consecuencias da liberalización eléctrica

Seguindo a optimista visión da Unión Europea en materia de liberalización (Commission of the European Communities, 2004), podemos avaliar a evolución da liberalización en sete industrias de rede (entre elas o sector eléctrico[41]) como *"the overall performance of services of general interest in the EU is good in terms of prices, employment, productivity, service quality, fulfillment of public service obligations and consumer satisfaction".* Trataremos, de tódolos xeitos, analizar con maior detalle algúns elementos posteriores á liberalización, dadas as diverxencias de posturas en relación á evolución real destes indicadores (Hall, 2005).

No caso europeo o proceso de liberalización provocou importantes incrementos na produtividade do traballo nos primeiros anos do proceso de liberalización (EURELECTRIC, 2006).

Table 1: Evolución da produtividade do traballo EU-15 - Estados Unidos

	EU-15			Estados Unidos		
	79-90	90-95	95-01	79-90	90-95	95-01
Conxunto da economía	2,2	2,3	1,7	1,4	1,1	2,3
Electricidade, gas e subministración de auga	2,7	3,6	5,7	1,1	1,8	0,1

Fonte: EURELECTRIC (2006).

Aínda que, como indica Thomas (2006), a evolución da produtividade do traballo no sector é complexa e, posiblemente, non un indicador demasiado axeitado:

> *"All things being equal, improving labour productivity is a desirable outcome but higher labour productivity is useful only if it reduces the cost of electricity.*

[41] Unido a telecomunicacións, gas, servizo postal, transporte aéreo, ferrocarrís e transporte urbano.

Consumers want cheaper electricity not electricity that requires fewer person-hours per kWh" (Thomas, 2006: 13).

A evolución da produtividade do traballo pode significar melloras de eficiencia, pero tamén pode significar simplemente un descenso do cadro de persoal, a externalización de determinados servizos ou a supresión dos mesmos, o que pode ter impacto sobre a calidade do subministración (se se realizan recortes en materia de mantemento de plantas e liñas) ou a evolución sobre o sector no longo prazo, evitando novos investimentos ou reducindo políticas de I+D que provocan melloras de eficiencia futuras (Griffith & Harrison, 2004). Un exemplo deste efecto podemos velo na política laboral de Endesa no mercado holandés, cun descenso do 13,6% no emprego entre os anos 2001 e 2003, ou Latinoamericano, cun descenso do 6,8% do cadro de persoal entre os anos 2000 e 2001 (Vander, 2006).

Do mesmo xeito, a evolución dinámica da eficiencia en termos de produtividade do traballo non é significativa (Hall, 2005; Denis, McMorrow & Röger, 2004). O argumento máis plausible en relación aos datos amosados por Hall (2005) vén dado porque as melloras da produtividade do traballo son conseguidas nun momento de reestruturación (en termos reguladores e de propiedade) sobre a base da destrución de emprego, polo que unha vez finalizado este proceso inicial a evolución da eficiencia estáncase (Brown, 2001).

Os datos parecen reflexar unha tendencia nesta dirección. Se ben outras industrias de rede amosan incrementos dos cadros de persoal (como as telecomunicacións[42]), o certo é que o sector eléctrico é unha das industrias de rede que máis emprego destruíu após o proceso de liberalización europeo, con cifras que roldan un descenso de empregos en tan só cinco anos (1996 – 2001) de até o 14% (Commission of the European Communities, 2004). Polo tanto, poden existir melloras de produtividade do traballo pero que teñen consecuencias negativas sobre o emprego global dunha economía (Griffith & Harisson, 2004).

Curiosamente, a produtividade do capital e dos bens intermedios descenden neste mesmo período, nun 1,19% e un 6,35% respectivamente (Thomas, 2006). Se ben a evolución relativa aos bens intermedios vén determinada esencialmente pola evolución dos prezos das materias primas (volátiles e con tendencia á alza no período analizado), a evolución da produtividade do capital amosa unha pouco exitosa tendencia en materia de melloras de eficiencia.

[42] O caso das telecomunicacións é interesante por ser un sector non maduro que vive unha explosión a mediados dos anos 90, en medio do seu proceso de liberalización. Así, as telecomunicacións aumentan o emprego total e, ao mesmo tempo, tamén a produtividade do traballo.

Do mesmo xeito, en termos de eficiencia asignativa, nos estudos de Newbery & Pollit (1997) e Pollit (1997, 1998) para o Reino Unido conclúese que os incrementos de eficiencia son internalizados case en exclusiva por parte das empresas, mentres Littlechild (2006) calcula que as melloras de eficiencia son internalizadas a partes iguais por parte das empresas e dos consumidores. Profundizando na literatura sobre a materia, non vemos amplos consensos en materia de melloras na eficiencia asignativa en mercados eléctricos liberalizados. Mesmo en estudos que atopan unha correlación positiva entre liberalización e eficiencia, a evolución dos prezos non acompaña esa tendencia, polo que se asume que parte da mellora do benestar é capturada e non se traslada vía prezos ao consumidor (Estache & Rossi, 2004).

É interesante valorar a comparativa na análise de países en vías de desenvolvemento con aqueles países membros da OCDE, onde se amosan as diferenzas entre rexións. A comparativa entre as análises de Zhang, Parker & Kirkpatrick (2008) cas realizadas por Steiner (2000) permiten ver, por exemplo, como nos países desenvolvidos analizados se producen melloras na utilización da capacidade instalada mentres esta dinámica non se replica nas reformas dos países en vías de desenvolvemento.

Outra característica que parece presentarse na liberalización é que a evolución de prezos entre tarifas industriais e domésticas é dispar, cun moi superior deterioro da tarifa doméstica (Thomas, 2006; Hall, 2005). No caso español, entre os anos 2005 e 2016 a tarifa eléctrica doméstica pasa de 0,11€/KwH a 0,218€/KwH, un incremento próximo ao 100%. No caso da tarifa eléctrica industrial, de 0,069€/KwH a 0,105€/KwH: un incremento do 52,1%. Polo tanto, *companies in such markets will pass the benefits of cost reductions onto the larger customers, but not the poorer ones* (Hall, 2005).

Aínda así, a posición dos grandes consumidores industriais asociados en IFIEC Europe (International Federation of Industrial Energy Consumers) amosa unha grande disconformidade ca evolución de prezos no sector:

> *"The current trading regime does not favour competition, allowing many European electricity producers to increase their commercial margins significantly; this constitutes a significant and undue transfer of wealth. The trading regime creates erratic price signals, with the result that electricity is purchased in a tremendously unstable environment; this gravely destructs industrial asset value"* (Commission's Florence Forum, 2005. Citado en Thomas, 2006).

A posición de grandes consumidores industriais é interesante porque a reflexión indica que o proceso de liberalización é acompañado dun proceso de concentración que limita a competencia, en lugar dun mercado máis competitivo con menores prezos. Do mesmo xeito, afirma que as melloras de eficiencia son, polo tanto, capturadas pola industria eléctrica e non polos consumidores, dos cales eles son importantes afectados. Do mesmo xeito, a fixación de prezos mediante o mercado provoca situacións de maior volatilidade, co problema que isto supón, especialmente, para consumidores industriais.

Nos propios documentos da IFIEC os termos para calificar o mercado europeo da electricidade son aínda máis duros: *disfuncional, defectuoso* ou *incapaz de transferir riqueza*; asumindo que o funcionamento do mercado europeo tivo como consecuencia un impacto negativo no proceso de toma de decisións para novos investimentos industriais e ameaza a viabilidade de longo prazo para plantas existentes en Europa (IFIEC Europe, 2004).

En termos globais, como indican Haas & Auer (2006), os procesos de liberalización teñen un efecto sobre os prezos do seguinte xeito:

> *"The wholesale price of electricity initially decreases due to efficiency gains and a shut-down of currently uneconomic generators. Shortly thereafter, however, the wholesale price starts its inexorable rise, as the surviving generators flex their muscles and exert their market power, without fear of retribution from the counter-veiling power of excess capacity that nests with the actual and potential competition"* (Haas & Auer, 2006).

O caso europeo confirma esta evolución. Segundo o informe realizado por KEMA (2005), a evolución de prezos unha vez posta en marcha a liberalización europea (após 1996) é dun importante descenso durante os primeiros anos de reforma (até o ano 2000), un posterior estancamento e, a partir do ano 2002, unha evolución crecente de prezos, tendencia agudizada en anos seguintes (EURELECTRIC, 2006). Do mesmo xeito, esa evolución de prezos non é simétrica entre as tarifas domésticas e industriais.

Do mesmo xeito, é preciso facer unha matización á tese exposta por Haas & Auer (2006) en materia de evolución de prezos. Esa evolución parece reproducirse nos países con sectores eléctricos sólidos e institucións fortes, pero non é así en países en vías de desenvolvemento ou economías en transición (KEMA, 2005), onde a liberalización provoca ascensos de prezos. Esta situación pode producirse porque en países con estas características existen maiores restricións de renda, polo que o prezo eléctrico era fixado en maior medida con criterios políticos e establecendo elevados subsidios cruzados.

Ao mesmo tempo, a posibilidade de que exista captura do regulador en determinados procesos de liberalización pode permitir que os prezos se deterioren en contra do consumidor dun xeito moi rápido. O exemplo arxentino, cunha regulación baseada en ancorar os prezos á evolución do dólar e que provocou que a evolución de prezos fora moi superior á evolución da economía e da renda, exemplifica esta idea (Thwaites Rey, 2003).

2.2.3. Liberalización e privatización

Os procesos de liberalización xeralmente levan aparellados un proceso de privatización onde pode modificarse a estrutura empresarial[43]. Existen múltiples exemplos onde no proceso de *unbundling* as empresas privadas deben ser partidas para garantir a eficiencia e evitar a concentración do mercado (Newbery, 2004), como é o caso do Reino Unido de finais dos anos 90.

En primeiro lugar, hai que entender a lóxica que leva á privatización. Segundo Zhang, Parker & Kickpatrick (2008) podemos atopar diferentes argumentos económicos que favorecen a privatización:

1. Modificación da asignación dos dereitos de propiedade: unha nova estrutura de incentivos provoca unha mellora do comportamento xerencial das compañías.
2. Eliminar as restricións orzamentarias (*soft budget constraint*) asumidas polo contribuínte e expoñer á empresa á *disciplina* do mercado privado de capitais.
3. Introduce mellores mecanismos de medida e control de obxectivos xerenciais.
4. Desaparición da interferencia política para evitar a súa captura por parte de determinados grupos de interese. Aínda que, como indica Brown (2001)

> "*It is naive, however, to believe that privatization alone will change that. In fact, it is absurd to think that a private investor will sink a large amount of capital into an enterprise and then unilaterally disarm himself politically.*"

Como consecuencia, a privatización debe derivar nunha maior produtividade do traballo e unha mellor utilización do capital, o que tamén provoca unha

[43] Se ben non en todos os casos se desenvolven procesos de privatización. O exemplo noruegués amosa a viabilidade de manter empresas públicas (e de base municipal), aínda desenvolvendo profundas modificacións reguladoras e creando estruturas de mercado.

expansión da capacidade e da produción, o que deriva en maior confianza para o investimento[44].

Moitas veces cométese o erro de interpretar a privatización como un fin en si mesmo, sen ter en conta unha análise custo-beneficio das implicacións desta política (Rees, 1988). En palabras de Brown (2001):

> "*privatization is neither good nor bad. It is a means to an end, not an end in itself. Like all means, it should be employed where the circumstances warrant it, and should certainly not be used indiscriminately […] Thus, the drive to privatize became an article of faith".*

2.2.3.1. Privatización e países en vías de desenvolvemento

Dado o importante proceso de internacionalización realizado por Unión Fenosa, especialmente na década de 1990, unido ao doutras empresas eléctricas españolas e europeas, é de especial relevancia analizar o impacto das privatizacións nos países en vías de desenvolvemento, principais mercados no proceso de internacionalización.

Hai que ter en conta que os procesos de privatización non son similares en países diferentes, tendo sobre todo en conta as particularidades das empresas e sectores dos países en vías de desenvolvemento[45]. Polo tanto, os elementos sinalados previamente deben ser conxugados con outros dependendo da situación empresarial, sectorial e económica destes Estados:

a. Mellorar a viabilidade financeira da empresa, que terá que facerse responsable das súas contas sen apoio público. A continua transferencia de fondos públicos e o elevado endebedamento empresarial son un motivo de peso para a privatización de cara a que o Estado alivie as súas contas en momentos de restricións orzamentarias (Mota, 2004) e poidan superarse problemas de subinvestimento (Sánchez & Altomonte, 1997).
b. Relacionado co anterior, en moitas ocasións os procesos de privatización veñen motivados pola conxuntura macroeconómica, non por problemas sectoriais específicos (Brown, 2001). A consecuencia destas motivacións é que a visión da transacción ten unha forte compoñente de curto prazo (beneficios da propia transacción) e pode obviar elementos de longo prazo que poden ter maior interese sectorial ou económico (eficiencia,

[44] É importante sinalar que existen mercados (en particular aqueles máis deprimidos) onde as sinais de prezos poden ser insuficientes de cara a realizar investimentos, polo que no medio prazo poden darse situacións de escaseza de oferta, cos problemas que iso conleva.

[45] Se ben esta situación tamén pode afectar a países como España. Un caso interesante foi o da liberalización e privatización das telecomunicacións, como analizan de xeito moi interesante Calzada & Costas (2016).

prezos, emprego, etc). Do mesmo xeito, a necesidade macroeconómica que implica desprenderse de activos tamén xera un problema de *timing* na toma de decisións sectoriais. Se ben un proceso de privatización pode levarse a cabo nun período de tempo relativamente curto (e o sector público ten interese na súa rapidez para obter os recursos o antes posible), o proceso de transformación reguladora, en particular en sectores como o eléctrico, é moito máis longo. Polo tanto, poden darse disfuncións sectoriais derivadas do erro na toma de decisións temporais[46].

c. Busca da mellora da imaxe internacional enviando sinais que proxecten a capacidade de captación de beneficios en dúas direccións: os mercados recentemente privatizados e a utilización deses recursos obtidos de cara ao pago da débeda externa (Sánchez & Altomonte, 1997).
d. Presión exterior. En moitas situacións de desequilibrios económicos serán institucións internacionais e organismos multilaterais quen aconsellen reformas para a mellora da situación macroeconómica do país. Institucións como o Fondo Monetario Internacional, Banco Mundial, bancos rexionais de desenvolvemento ou donantes bilaterais poden presionar de cara a empregar a privatización como mecanismo de alivio macroeconómico[47].

Estas características poden derivar en que a liberalización se realiza sen prazos correctos, nunha orde errada ou sen *unbulding* do antigo monopolio público: a liberalización non xerará investimentos estranxeiros para lograr competencia *no mercado*, senón para *apoderarse del* (Azpiazu, 2003).

Ademais, outro efecto sobre as privatizacións pode ser o intento de *acaparamento da crema* (Solanes, 1999), onde os inversores simplemente busquen os mercados con maiores rendibilidade e unha densidade de poboación que facilite aumentar marxes de beneficios, en detrimento do resto de consumidores. Polo tanto, poderían existir efectos negativos sobre o benestar de parte dos consumidores nese intento por parte das compañías por acadar economías de aglomeración en determinados segmentos do mercado.

[46] O caso arxentino é un exemplo: as empresas foron privatizadas antes de que se crearan os organismos reguladores pertinentes para a nova estrutura do mercado, o que por unha banda impedía o control do proceso de privatización e as actividades da empresa privatizada e, pola outra, dificultaba a realización das labores propias destas entidades por falla de coñecementos e práctica nas súas funcións (Azpiazu & Basualdo, 2004).

[47] De feito, en múltiples procesos de privatización levados a cabo, as institucións públicas desenvolveron mecanismos para manter certo control sobre as empresas a privatizar. Un exemplo deste tipo de política son as acción de ouro, que recibiron fortes críticas por suponer un importante freo regulador para o desenvolvemento de investimentos na compra de empresas públicas (Trillas, 2006)

2.2.3.2. Consecuencias da privatización

Zhang, Parker & Kickpatrick (2008) realizan unha interesante análise da evolución do sector eléctrico para numerosos países en vías de desenvolvemento que relaciona as melloras sectoriais cas transformacións en materia de privatización, regulación e competencia. Os seus resultados son interesantes e congruentes con outros similares: é a competencia o elemento que mellora a eficiencia produtiva do sector e non a privatización, que ten un efecto estatisticamente pouco relevante ou mesmo negativo nalgúns aspectos (como a expansión da potencia instalada), só mellorando relativamente en materia de produtividade do traballo. Para outras industrias de rede, como os servizos de residuos sólidos urbanos ou auga, as consecuencias son similares (Bel & Warner, 2008).

Como ben exemplifica Brown (2001), a empresa privatizada pode seguir perfectamente o sistema de incentivos creado mediante despedimentos, reducións de investimentos, redución do mantemento ou empeoramento do servizo[48]. Polo tanto, pode darse a situación de que as empresas privatizadas sigan á perfección o sistema de incentivos xerados e en lugar de provocar melloras de eficiencia provoquen o colapso do sector[49].

Esta mellora, ademais, debe ir aparellada dos incrementos de competencia no sector, polo que os efectos da privatización poden dar lugar a discusión (Zhang, Parker & Kickpatrick, 2008). Segundo Wallsten (2001), a privatización en si mesma non ten correlación cas melloras de eficiencia, e só cando a privatización leva aparellada un regulador independente atopamos melloras de eficiencia. Seguindo a Newbery (1998): "*Competitive market forces are the prime mover driving efficiency gains. [There] is evidence that competition rather than privatisation is the source of the benefits*".

Unido a este elemento, podemos citar a Haas & Auer (2006) para profundizar na relación entre privatización, regulación e competencia:

> "*regarding the experiences of private utilities in England and Wales and public utilities in Scandinavia, it can be stated that there is no evidence that in liberalized markets public utilities act economically less efficient than private ones".*

[48] Estes elementos exemplifican a importancia do control por parte da entidade reguladora sobre a evolución do sector, aínda nun contexto de empresas privadas, de cara a previr problemas sectoriais en relación á calidade do servizo ou á existencia dun problema de subinvestimentos.

[49] É interesante ler a Brown exemplificando esta situación en relación á privatización de Rio Light, a compañía de distribución eléctrica do Rio de Janeiro.

No caso de mercados periféricos, a comparativa realizada por Sánchez (2002) entre as empresas privatizadas na Arxentina e as empresas públicas mexicanas amosa conclusións similares: existen evolucións positivas de produtividade semellantes entre as empresas analizadas, tanto as privatizadas como as públicas.

Polo tanto, a literatura parece acadar consensos polos que os efectos da privatización de industrias de rede teñen un impacto escaso en termos de eficiencia, redución de custos e melloras de produtividade. Os elementos fundamentais para que as transformacións sectoriais sexan exitosas pasan pola existencia dunha correcta regulación, mecanismos de competencia e un correcto sistema de incentivos acorde á política enerxética marcada.

Por outra banda, dende un punto de vista empresarial, a privatización pode interpretarse non como marco para a mellora da eficiencia, senón como marco para a obtención de novos mercados por parte das empresas que poden adquirir os activos públicos privatizados. Neste sentido é fundamental entender os procesos de privatización, que xerarán un importantísimo volume de negocio para as empresas privadas, tanto nos seus propios mercados como noutros países que liberalicen o mercado[50].

O obxectivo fundamental do proceso de privatización debe pasar por unha mellora global da eficiencia, nunca pode significar un fin en si mesmo. Unido ás melloras de eficiencia, as privatizacións buscan un incremento da competencia (moitas veces na busca de creación de competencia onde nunca a houbera antes) e un marco máis racional na asignación do risco[51].

Do mesmo xeito, é importante analizar a privatización de xeito dinámico, xa que ao inicio dun proceso de privatización os Estados tenden a escoller as empresas máis rendibles e eficientes para privatizar, o que provoca que a posterior comparativa entre estas empresas recentemente privatizadas e as restantes empresas públicas (menos eficientes) ou mesmo empresas privadas sexa máis favorable á privatización (Dal Bó & Rossi, 2007). Un claro exemplo desta situación podemos velo na análise realizada por Azpiazu & Basualdo (2004) en relación ás maiores empresas da Arxentina dos 90:

[50] Neste sentido, o mercado latinoamericano é o paradigma de loita por novos mercados por parte das empresas eléctricas españolas ao longo dos anos 90.

[51] Un grave erro dos procesos de privatización dase cando se transfire a propiedade ao capital privado pero o risco continúa situado no ámbito público. Esa situación é moi apetecible para o capital, pero evita que o risco sexa un factor na toma de decisións empresarial e sitúa ao sector público nunha situación complexa de cara a afrontar as posibles consecuencias da quebra privada.

Table 2: Evolución da taxa de rendibilidade sobre vendas das 200 empresas de maiores vendas segundo o vínculo das firmas co proceso de privatizacións. 1993 - 2000

	Privatizadas	Vinculadas ás privatizacións	Non vinculadas a privatizacións	Total
1993	11	3,4	2,6	4,5
1994	10,5	5,3	4,1	5,6
1995	12,8	9,8	2,3	5,8
1996	11,2	6,4	1,1	4,3
1997	12,2	9,2	0,8	4,7
1998	10,4	6,2	0,9	3,8
1999	7,8	4,4	-0,3	2,4
2000	8,8	6,7	-1,2	2,4
Promedio	**10,4**	**6,6**	**1,1**	**4**

Fonte: Azpiazu & Basualdo (2004).

Como podemos observar, son as empresas privatizadas as que manteñen unhas maiores ratios de rendibilidade entre o conxunto de grandes empresas arxentinas, por riba daquelas vinculadas ás privatizacións e superando con creces o conxunto do sector e aquelas que non tiveron relación cas privatizacións. Polo tanto, para o sector público arxentino supón desprenderse de activos estratéxicos con importantes taxas de beneficio[52].

Por último, en termos de mellora do benestar do consumidor vía prezos, as análises realizadas por KEMA (2005), European Commission (2005), Fiorio, Florio & Doronzo (2007) e revisadas por Thomas (2006) e Pollit (2009) chegan á conclusión de que os procesos de liberalización en Europa seguindo o modelo regulador promulgado pola UE derivou nun incremento de prezos ao consumidor final.

2.2.4. Liberalización e concentración

Do mesmo xeito, é paradigmático que os procesos de liberalización, na busca de incrementos de eficiencia a través de maior competencia, particularmente das *utilities*, remata por ser o punto de inicio dun enorme proceso de concentración

[52] Para unha análise en maior detalle do proceso de privatización e desindustrialización que afectou á Arxentina no período, e que tamén afectou ao sector eléctrico, pódese revisar Herrera (2017).

sectorial (Anderson, 1999), o que dá lugar a un sector máis concentrado que no período pre-liberalización[53].

Polo tanto, o proceso de liberalización ten en moitas ocasións como primeiro efecto un incremento da competencia polos activos, e non un incremento da competencia de produto. Como acertadamente indican Blumsack & Lave (2003): "*All competitive markets are free markets, but not all free markets are competitive*".

É importante sinalar a entrada das enerxías renovables como mecanismo para mitigar a concentración (Kjaer & Schäfer, 2004), se ben o seu papel até datas moi recentes é testemuñal no conxunto do mix eléctrico. Para estudos sobre a evolución contemporánea do sector é fundamental entender ás enerxía renovables como un shock tecnolóxico tamén de cara á mitigar a concentración do sector.

2.3. A concentración empresarial

2.3.1. Motivos para a concentración empresarial

Se a empresa ten como obxectivo maximizar beneficios e aumentar as plusvalías para os accionistas, a motivación para a concentración é basicamente unha mellora da eficiencia produtiva empresarial para lograr estes dous obxectivos mediante a redución de custos e o aumento de poder no mercado[54] (Gugler et al, 2003). Nos termos empregados por Du Boff (1989), o obxectivo pasa pola acumulación (a expansión de beneficios derivada do proceso de mobilizar, transformar e explotar inpunts para vender outputs) e a monopolización (a busca de control sobre o entorno económico en base á redución de inseguridades futuras, o que en última instancia implica loitar por mercados e beneficios entre competidores).

De tódolos xeitos, poden existir outras motivacións para un proceso de concentración: o interese en facer medrar a compañía, a necesidade de realizar estratexias defensivas (Gorton, Kahl & Rosen, 2005) para evitar a absorción[55] por outra empresa ao aumentar o seu tamaño ou o interese en aumentar o

[53] Como exemplo, citando datos novamente de Anderson (1999), vemos que o número de fusións entre utilities estadounidenses no ano 1990 foi inferior a 20, e en 1997 superaba as 60, nun contexto de crecente liberalización.

[54] Este proceso pode levarse a cabo de múltiples formas, a través de lograr economías de escala, na busca de economías de alcance, en base á reorganización operativa ou loxística, etc.

[55] Alfred Chandler (1996) caracteriza as estratexias de absorción horizontal e vertical como estratexias que tenden a ser defensivas para protexer investimentos previos da empresa, mentres a expansión de mercados e a innovación de novos produtos buscan a expansión empresarial.

investimento en políticas de I+D seguindo a *Hipótese de Schumpeter*[56] (Ikeda & Doi, 1983). Hai que ter en conta tamén aquelas motivacións relacionadas ca dicotomía directivos – accionistas (Galbraith, 1967), e os problemas axente - principal.

Xa Adam Smith falaba no século XVIII dos problemas para unha sociedade anónima que provoca a disociación capitalista – administrador:

> *"Pero como los directores de estas compañías administran caudales ajenos, y no los propios, no es de esperar que pongan en su manejo aquella vigilancia y diligencia extremada que suelen poner en los suyos los miembros de una sociedad colectiva. [...] Por esta razón la negligencia y la prodigalidad suelen siempre prevalecer, en mayor o menor grado, en la administración de los negocios de esta clase de compañías. (Smith, 1776, Libro V, Cap 1, Parte III. Páx. 656).*

Se ben dous séculos e medio despois podemos asumir que aquelas situacións de *negligencia y prodigalidad* están hoxe controladas e limitadas, parece interesante recoñecer a tese de Adam Smith como un foco de tensión na xestión da empresa[57]. Como veremos posteriormente, a toma de decisións nos procesos de concentración dará resultados que se asemellan bastante á idea que o propio Smith tiña sobre a falta dunha correcta toma de decisións empresarial. Diversos estudos consideran que moitos procesos de M&A teñen unha motivación xerencial e non empresarial (Morck, Shleifer & Vishny, 1991; Mitchell & Mulherin, 1996; Jovanovic & Rousseau, 2002).

Agora ben, un proceso de concentración pode acadar o obxectivo de aumentar a eficiencia pero que non se desenvolva un proceso de *eficiencia asignativa* desa mellora produtiva, e que os beneficios experimentados sexan capturados en exclusiva pola nova empresa (Bel & Costas, 2006), polo que os consumidores non perciben melloras deste proceso. Do mesmo xeito, pode existir un efecto anticompetitivo do proceso de concentración en dúas vertentes:

a) Incremento a cota ou poder de mercado da empresa resultante.
b) Facilitar a colusión entre a empresa resultante e as empresas restantes do mercado.

---

[56] Baixo esta hipótese, un maior tamaño e maior control de mercado permite un maior investimento en I+D, o que xera novos productos e procesos.

[57] Evidentemente, non se trata de poñer en cuestión a existencia de direccións especializadas. Como afirma Chandler (1996), o triple investimento en grandes estruturas produtivas (para desenvolver economías tecnolóxicas de escala e diversificación); marketing e distribución (para axustar o seu volumen de vendas á nova escala produtiva); e dirección (de cara a coordinar estruturas empresariais cada vez máis complexas) son as características da empresa industrial moderna.

Partindo desta realidade, a regulación de políticas antimonopolio sempre suporá unha serie de contradicións: a relación accionista - dirección empresarial – sector - consumidores – regulador non sempre terá os mesmos obxectivos (Jensen & Ruback, 1983). Ademais, un proceso de absorción ou fusión non simplemente significa a adquisición dunha compañía, senón que provoca unha transformación empresarial con consecuencias para o conxunto do sector (Porter, 1989).

2.3.2. Condicións para a concentración

A análise histórica permite atopar ondas de fusións (Golbe & White, 1993), o que indica a necesidade de determinadas condicións para que o proceso de concentración sexa cuantitativamente relevante. Existen diversos factores para dar explicación a estes procesos, que poden darse de xeito independente ou interrelacionados:

1. Mudanzas industriais e tecnolóxicas e situación económica favorable (Martynova & Renneboog, 2008). As diversas ondas de fusións sitúanse temporalmente en momentos de expansión económica, e en particular en sectores que están sufrindo shocks tecnolóxicos, xa sexa mediante innovacións de proceso ou de produto. Son, polo tanto, procesos pro-cíclicos (Golbe & White, 1988).
2. Shocks reguladores (Bel & Costas, 2006). A acción reguladora tamén ten impacto na estrutura empresarial, determinando as decisións empresariais en materia de fusións e adquisicións (Kleinert & Klodt, 2002). A imposibilidade de levar a cabo determinadas operacións por incumprir as leis antimonopolio supón un incentivo á existencia de conglomerados e á diversificación, mentres as mudanzas reguladoras sectoriais poden crear incentivos á concentración[58]. Bel & Costas (2006) realizan unha interesante análise sobre esta cuestión, en particular recoñecendo que un shock tecnolóxico leva aparellado un shock regulador posterior. Nas súas propias palabras: "*las oleadas de concentraciones son, sobre todo, reacciones a shocks tecnológicos y reguladores en situaciones en que existe elevada liquidez financiera*" (Bel & Costas, 2006)[59].

[58] Un exemplo desta situación dase no sector eléctrico estatal. As mudanzas en materia tarifaria dos anos 80 (ao introducir o Marco Legal Estable) supoñían un incentivo á concentración de cara a adquirir maior poder de negociación co regulador.

[59] Bel & Costas afirman que os shocks reguladores veñen determinados por shocks tecnolóxicos. Iso pode ser así, pero non sempre existe esa causlidade directa. Como exemplo podemos citar o proceso de liberalización no Estado Español, onde se dá unha profunda transformación reguladora sen unha base de transformación tecnolóxica. Nese sentido, as transformacións reguladoras teñen máis a ver a mudanzas na correlación de forzas que non a elementos intrínsecos ao funcionamento do mercado.

Se ben esta situación é unha realidade en múltiples ocasións, hai que engadir outro factor fóra do propio shock tecnolóxico, que moitas veces fica fóra da análise económica: a correlación política de forzas existente e os consensos sociais xerados en torno á necesidade de maior ou menor control público sobre o mercado[60], situación que podemos definir como *shock institucional* (Azpiazu & Schorr, 2001).

3. Existencia dun elevado cash-flow. Unha empresa que se atopa nunha situación de exceso de liquidez, cun elevado *fluxo libre de caixa*, ten incentivos a realizar maiores investimentos.

   Ante un exceso de liquidez os administradores poden ter interese no *Empire Building*[61] (Shleifer e Vishny, 1997) e en ampliar a empresa, en contraposición ao interese dos accionistas, baseado en incrementar os seus retornos. Do mesmo xeito, as empresas cun elevado cash-flow tenden ao sobreinvestimento, o que provoca rendementos decrecentes nestes movementos (Jensen, 1989; Hardford, 1999). Polo tanto, os sectores maduros, caracterizados por un menor dinamismo empresarial e con elevado cash-flow son máis susceptibles a novas concentracións.

   Nesta situación pode darse un problema de axencia, ao ter que tomarse unha decisión entre realizar maiores pagos a accionistas ou incrementar os investimentos, sobre a base dunha decisión entre incremento de riqueza ou incremento de tamaño. Para unha ampla mostra de empresas non financeiras dos Estados Unidos entre os anos 1988 e 2002, Richardson (2006) calcula que un 20% do fluxo libre de caixa é sobreinvestido, o que apoia a idea da existencia de problemas de axencia.

   Polo tanto, poden existir motivos á concentración non ligados ca eficiencia senón con decisións egoístas da administración non relacionadas con maximizar o rendemento dos accionistas e da empresa (Goel & Thakor, 2009).

Como exemplo inverso temos a transformación reguladora derivada do impulso das enerxías renovables, que na actualidade parece mudar o paradigma regulador cara mecanismos máis descentralizados na toma de decisións enerxética. É evidente que poden existir diversas solucións para os desafíos que presentan estas mudanzas tecnolóxicas, pero dun xeito ou outro a existencia de shocks reguladores derivados desta transformación deberán existir.

[60] Un exemplo desta situación confórmao o propio sector eléctrico. Nos últimos 10 anos estamos asistindo a un enorme shock tecnolóxico ao introducir diversas enerxías renovables no mercado de xeito competitivo, o que está a provocar shocks reguladores para adaptarse a estas mudanzas tecnolóxicas. Sen embargo, as mudanzas reguladora dos anos 90 (como se visibiliza na Directiva 96/92/CE o una Lei do Sector Eléctrico do Estado), non responden a grandes mudanzas tecnolóxicas, senón máis ben aos consensos xerados en torno ao positivo de liberalizar o sector.

[61] En particular en economías en vías de desenvolvemento ou nas economías en transición, con mecanismos moitos máis febles de control da administración por parte dos accionistas e as entidades reguladoras, este tipo de situacións poden ser habituais, o que ten un impacto relevante nos procesos de concentración nestas rexións pero tamén naquelas absorcións dende economías desenvolvidas a outras en desenvolvemento.

4. Facilidade de obtención de capital. A situación do mercado de capitais é fundamental para poder obter recursos alleos de cara a realizar investimentos. Neste sentido, un mercado de capitais en condicións favorables amplía a posibilidade de realizar procesos de concentración (Gugler, Mueller & Weichselbaumer, 2012). Por outra banda, a substitución da utilización do fluxo de caixa por capital alleo para estes investimentos supón mitigar os problemas de axencia e, como tendencia, evitar sobreinvestimentos con rendementos decrecentes (Harford, 1999). En sentido inverso, hai que ter en conta os problemas de información asimétrica na avaliación dos investimentos por parte do mercado de capitais, dándose unha situación na que a administración da empresa pode empregar os recursos de xeito discrecional (Shleifer & Vishny, 1997) e o mercado de capitais pode cometer erros de valoración dos investimentos (Shleifer & Vishny, 2003; Rhodes-Kropf & Viswanathan, 2004) . En paralelo, a maior proceso de concentración, tamén o será a necesidade de capital alleo, o que pode implicar tensións sobre os custos financeiros a medio prazo (Gorton, Kahl & Rosen, 2005).

   En mercados particularmente concentrados e con elevados custos fixos para a produción (caso do sector eléctrico, tanto na produción como na distribución) a situación do mercado de capitais e as relacións banca – empresa son fundamentais para entender a evolución do sector.

Por outra banda, o fin dos procesos de concentración prodúcese ante descensos bursátiles e recesións económicas (Martynova & Renneboog, 2008). Do mesmo xeito, o elevado grao de apancamento en momentos de recesión pode levar á liquidación parcial de activos ou empresas, sen que o resto do sector poida adquirir os activos a liquidar[62]. Polo tanto, as concentracións e fusións son fenómenos multi-causais, e non a resposta a unha única variable, o que dificulta a súa análise teórica e empírica.

2.3.3. Consecuencias empresariais despois da concentración

Existe múltiple literatura para realizar unha análise empírica das consecuencias dos procesos de fusión e absorción[63]. Jensen & Ruback (1983) determinan un elemento interesante: son as empresas obxectivo as que obteñen os maiores

[62] En momentos de crise pode existir un interese a desprenderse de activos nun momento no que os principais interesados na operación (empresas de similar actividade) están sufrindo os mesmos problemas que a propietaria dos activos a liquidar. Polo tanto, o resultado pode ser a subvaluación de activos a unha empresa non especializada no sector ou un fondo de investimento, que debe afrontar custos de axencia e asumir problemas de información. Polo tanto, o resultado é a venda dun activo subvaluado a un inversor ineficiente (Shleifer & Vishny, 1992).

[63] A efectos do noso estudo, e tendo en conta o período e a empresa analizada, centraremos este apartado no período posterior a 1980.

incrementos de valor das accións durante un proceso de absorción, mentres a evolución da empresa compradora é moito máis modesta[64]. Ao mesmo tempo, existen diferenzas entre a evolución bursátil de curto prazo entre aquelas fusións e absorcións horizontais en relación á diversificación cara novos sectores: o mercado premia os procesos horizontais, mentres os valores caen se se realizan absorcións encamiñadas á diversificación.

Seguindo o traballo de Porter (1989), analizando tamén o mercado de accións, determínase que a evolución tende a ser neutral ou negativa nos procesos de fusión e absorción. Sen embargo, no curto prazo si que se visibilizan beneficios bursátiles claros para a empresa obxectivo, mentres a posición do comprador tende a manterse neutral (Martynova & Renneboog, 2008). Datos similares son atopados para aquelas absorcións de empresas públicas (Lehn & Poulsen, 1989). Ao mesmo tempo, as ganancias de longo prazo non son correspondidas á evolución bursátil inicial unha vez coñecido o proceso de fusión ou adquisición, o que parece indicar unha sobreestimación bursátil das fusións e adquisicións.

Aínda tendo en conta estes datos, parece de maior relevancia coñecer a evolución en termos de eficiencia produtiva posterior á fusión e non simplemente a evolución bursátil. Se ben este segundo indicador ten a súa importancia, pode estar suxeito a outros factores para a súa evolución que distorsionen a análise sobre a mellora de eficiencia produtiva da empresa e asignativa do sector.

Ravenscraft & Scherer (1986) analizan unha mostra para os Estados Unidos na que non atopan indicios claros que amosen incrementos de eficiencia. Do mesmo xeito, indican dúas ideas interesantes: nos procesos de adquisición as empresas adquiridas eran máis rendibles que a media do sector[65], mentres na evolución posterior á fusión os beneficios experimentados descenden. Por outra banda, as fusións entre iguais amosan unha débil relación con melloras na produtividade[66].

Gugler et al (2003) realizan un interesante estudo sobre as fusións e adquisicións de todo o mundo dende finais dos anos 80 aos primeiros anos do século XXI, achegando unha serie de datos relevantes. A análise trata de observar as consecuencias das fusións para avaliar se se conseguen incrementos de eficiencia

[64] Os datos aportados por Jensen & Ruback (1983) son esclarecedores: incrementos de até un 30% no valor das accións das empresas obxectivo de absorción mentres nos procesos de fusión esta cifra acada un moito máis modesto 10%.

[65] Este resultado contradí un argumento habitual da literatura, que indica que os procesos de absorción expulsan *direccións empresariais ineficientes* do mercado, a favor de *direccións eficientes* capacitados para absorver outras empresas.

[66] É importante sinalar que estes estudos tratan sobre fusións e absorcións no mercado interno. Se a análise se realiza para as fusións e absorcións tamén internacionais os datos poden variar. Como exemplo, temos a análise realizada por Gugler et al (2003).

(entendida como maiores beneficios e maiores vendas), incrementos de poder de mercado (maiores beneficios pero menores vendas), estratexias de crecemento empresarial (menores beneficios pero maiores vendas) ou a estratexia de fusión resulta un fracaso (menores beneficios e menores vendas).

Table 3: Clasificación das fusións 5 anos despois do proceso (% do total)

		Maiores beneficios	Menores beneficios
Maiores vendas	Pequenas empresas	34,7%	17,5%
	Grandes empresas	23,4%	12,7%
	TOTAL	29,1%	15,1%
Menores vendas	Pequenas empresas	20,4%	27,4%
	Grandes empresas	34,8%	29,1%
	TOTAL	27,6%	28,2%

Fonte: Gugler, K., Mueller, D. C., Yurtoglu, B. B., & Zulehner, C. (2003). The effects of mergers: an international comparison. *International journal of industrial organization*, *21*(5), 625-653.

De entre unha amplísima mostra de procesos de fusión e adquisicións, tan só o 29% delas producían incrementos de beneficios e vendas, é dicir, obtiñan melloras de eficiencia[67]. Sen embargo, esta cifra é moi superior para as fusións e adquisicións de pequenas empresas (34,7%) que para as grandes (23,4%). Esta cifra é inversa cando se analiza o aumento do poder do mercado: as grandes empresas (34,8%) son capaces de obter maiores beneficios aínda tendo menores vendas con maior facilidade que as pequenas empresas (20,4%). Esta cifra é congruente ca idea intuitiva de que as grandes empresas son capaces de capturar beneficios derivados do poder de mercado con maior facilidade que as pequenas empresas. Ikeda & Doi (1983) chegan a unhas cifras similares para o mercado xaponés, mentres Anderson (1999) afirma para un estudo dos M&A nos Estados Unidos durante a década de 1990 que só o 15% das empresas fusionadas acadaron os seus obxectivos financeiros previstos.

No caso das grandes empresas, hai que facer notar que existe un maior número de empresas na situación 4 (fracaso do proceso de fusión) que na 1 (incrementos de eficiencia). Para Chandler (1996) é fundamental a velocidade na creación dunha administración única entre as empresas fusionadas a través da racionalización e centralización; de demorarse este proceso o resultado non é máis que a existencia dunha federación empresarial onde as posibilidades de

[67] Un matiz a esta cifra é o realizado por Mitchell & Mulherin (1996): se as fusións e adquisicións son realizados como resposta a un shock, podemos caracterizar como éxito un resultado inferior ao previo á fusión pero que dea resposta satisfactoria ás consecuencias dese shock.

redución de custos son mínimas, o que determina fracasos en canto ás melloras de eficiencia por parte das novas compañías.

Porter (1989) tamén indica que máis da metade de empresas fusionadas ou adquiridas remataron por desprenderse de activos após a fusión na busca de reducir o custo efectivo de adquisición. Se ben a venda ou liquidación de activos pode ter lóxica dende un punto de vista da eficiencia empresarial para desprenderse de activos innecesarios ou non conectados co resto da empresa, é preciso abordar algún elemento importante sobre as súas consecuencias.

Nunha industria como a eléctrica, que produce un ben básico, a liquidación de activos pode resultar perigosa de cara a manter a calidade previa de subministración. Existe polo tanto unha contradición importante entre as ganancias empresariais de eficiencia e a mellora de eficiencia global do sector, se ben cando se producen transferencias de activos entre empresas, pero non a súa liquidación, o impacto negativo desta situación pode non ser relevante (Shleifer & Vishny, 1991).

Do mesmo xeito, poden existir consecuencias máis alá do propio sector. En particular, a evolución en termos de emprego pode ser moi relevante. Unha posibilidade de cara a incrementos de produtividade e eficiencia posterior ao proceso de fusión é a racionalización dos cadros de persoal. Ese proceso implica unha maior produtividade por traballador, pero tamén a xeración de novas bolsas de desemprego. Esta situación ten repercusións moi diferentes segundo a área xeográfica analizada: os procesos de fusión e concentración en mercados de países desenvolvidos (ou dentro do mesmo mercado) poden aproveitar sinerxías da nova estrutura empresarial para aproveitar o seu persoal de xeito eficiente cun cadro laboral máis pequeno. Sen embargo, os procesos de absorción dende países desenvolvidos a outros en vías de desenvolvemento ou mercados pequenos pode supoñer unha radical transformación empresarial e sectorial, polo que a evolución do emprego dentro do sector pode ser moi negativa.

En particular, esta situación pode verse agravada cando a concentración empresarial se realiza posteriormente a procesos de privatización empresarial, xa que as empresas públicas se caracterizan por ser máis intensivas en traballo (Pint, 1991) e por ter un cadro de persoal máis amplo como mecanismo de *redistribución social*. Evidentemente, isto tamén pode significar unha menor produtividade do traballo en relación ás empresas privadas (Dal Bó & Rossi, 2007), sen incentivos para o mantemento do emprego de non garantir a eficiencia empresarial. Polo tanto, así como as medidas en materia de produtividade do traballo serán máis amplas, as consecuencias para o mercado de traballo tamén serán maiores.

2.3.4. Os procesos de concentración no sector eléctrico

Ante este panorama xeral en relación aos procesos de concentración, o sector eléctrico conta cunha serie de características que o fan propicio para desenvolver este proceso. A dificultade da contestabilidade (Baumol, 1986), entendido como aquel mercado con elevadas barreiras de entrada (o que dificulta a participación de novas compañías) e con importantes custos afundidos, que dificultan a súa saída; madurez do mercado; elevados tamaños mínimo-eficientes das plantas de produción ou os elevados investimentos iniciais son características propias do sector que facilitan a existencia da concentración.

É preciso facer mención aos procesos de concentración que se realizan entre empresas de electricidade e empresas de gas, que podemos definir como *fusións converxentes*. Un proceso deste tipo ten sentido empresarial en diversas direccións: diversificar mercados, ampliar a cadea de valor controlada pola empresa, internalizar custos de determinados inputs, etc. Do mesmo xeito, tamén poden darse lugar determinados efectos anticompetitivos (Soares & Castro, 2007):

a. Efecto vertical: No mercado eléctrico, evitar un competidor potencial.
b. Efecto vertical: No mercado do gas, evitar un competidor potencial.
c. Efecto horizontal: No mercado da electricidade, a través da exclusión dun input.
d. Efecto horizontal: No mercado do gas, a través da exclusión dun cliente.

Este tipo de situacións teñen que ser particularmente vixiadas por parte das entidades reguladoras, para evitar que un proceso de concentración deste estilo provoque perdas de eficiencia global[68].

Tanto nos procesos de concentración converxentes como nos non-converxentes hai que ter en conta a existencia dun importante *trade-off* entre dous vectores (Soares & Castro, 2006): a mellora das economías de escala e os incrementos de eficiencia, por unha banda, e o excedente do consumidor e a xeración de poder de mercado, pola outra. Do mesmo xeito, e aínda que o custo político de ineficiencias derivadas de poder de mercado e captura do excedente do

[68] Foron estas posibles consecuencias as que provocaron que algúns reguladores evitaran fusións nesta dirección, como o caso E.On-Ruhrgas en Alemaña ou a fusión EdP-ENI-GdP por parte da Comisión Europea.

consumidor son importantes, esta situación tamén pode afectar decisións de investimento ou na eficiencia operativa (Newbery et al, 2004).

En termos de política económica, o regulador ten que avaliar as consecuencias de calquera proceso de fusión: se o resultado provoca un incremento de eficiencia pero un descenso no benestar do consumidor a concentración debe prohibirse ou introducirse restricións na mesma para limitar estes efectos. As obrigas típicas neste sentido son desinvestimentos de activos cara outros actores que mitiguen o poder de mercado[69], aínda que existen outro tipo de mecanismos co mesmo obxectivo[70].

Existe un último elemento que é importante destacar: os procesos de concentración mobilizan inxentes cantidades de capital cara a absorción de unidades produtivas existentes, polo que parte do capital do sector non é empregado cara a expansión de novas centrais para a produción eléctrica, senón para a reorganización empresarial. En termos de aproveitamento do capital dende un punto de vista sectorial en lugar de empresarial, esta situación pode significar perdas de eficiencia.

2.3.4.1. A concentración eléctrica en Europa durante o proceso de liberalización

O sector eléctrico europeo conta con determinadas características que dificultaron a competencia fóra das fronteiras estatais: por unha banda unha escasa interconexión entre fronteiras e, pola outra, unha forte regulación que protexía ao sector eléctrico interno sobre a participación exterior. Esta situación determina que Europa conte con diversos mercados eléctricos sub-rexionais, pero non cun único mercado eléctrico[71], se ben durante os anos 20 e 30 xa se desenvolvera algún intento de creación de mercados eléctricos rexionais (Lagendijk, 2008).

---

[69] Tamén existen problemas derivados das obrigas de desinvestimento de activos ou da prohibición de fusións debido a problemas de *información asimétrica*: unha fusión pode ser impedida cando producía efectos competitivos ou unha fusión pode ser permitida cando os efectos anticompetitivos eran maiores que os aumentos de eficiencia, pero o regulador puido errar na toma de decisións. Por outra banda, o desinvestimento pode provocar que unha empresa competidora adquira estes activos e se desenvolva unha situación de maior simetría entre as competidoras, o que facilita situacións de colusión de prezos (Motta, Polo & Vasconcelos, 2003).

[70] Como pode ser a creación de novos competidores, o desinvestimento nalgunha actividade da empresa resultante, o desinvestimento en licenzas, compromisos para impedir o re-investimento en activos vendidos, etc. Para unha maior información, revisar European Commission (2008).

[71] Esta característica non é exclusiva dos mercados europeos. Practicamente todos os mercados mundiais están illados entre países.

En canto á estrutura empresarial, hai que ter en conta que a regulación tradicional en moitos casos optou pola constitución de empresas públicas que funcionaron en réxime de monopolio (Olivares Gallardo, 2012), o que indica un grao de concentración elevado previo desenvolvemento da transformación cara un modelo liberalizado. Neste sentido, as grandes nacionalizacións realizadas en diversos países europeos como Reino Unido, Francia ou Italia determinaron que a concentración no sector fora total nestes países, en contraposición á existencia dun sector privado con diversas empresas, como o acontecido no caso dos Estados Unidos ou a República Federal Alemá (Chick, 2007).

Este paradigma de creación de mercados nacionais ou sub-rexionais muda unha vez é aprobada a Directiva 96/92/CE *sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade*, establecéndose a vontade de crear un mercado europeo que supere as barreiras entre países.

A realidade europea, baseada en grande medida en mercados esencialmente nacionais e con escasas interconexións entre fronteiras supón un primeiro freo físico á creación deste mercado. O propio Consello Europeo do ano 2002, realizado en Barcelona, fai fincapé na necesidade de incrementar as interconexións entre países cando menos até o 10% da súa potencia (Consejo Europeo, 2002). Basicamente, o obxectivo é aproveitar as economías de densidade xeradas por unha maior interconexión. Como indica López Milla (2000):

> *"La economías de densidad surgen como consecuencia de la interconexión entre los diferentes nodos de demanda, en los que las transacciones de fluido pueden experimentar variaciones aleatorias e imprevisibles. A menos que estas oscilaciones mantuviesen entre sí una correlación perfecta de signo positivo, el riesgo de no poder satisfacer la demanda en un sistema de nodos interconectados es menor que la suma de los riesgos de no poder atender las necesidades de cada nodo aislado."*

Table 4: Capacidade de importación en relación á capacidade instalada. Ano 2003

País	Capacidade de importación en relación á capacidade instalada. Ano 2003.
Bélxica	29%
Francia	13%
Alemaña	11%
Luxemburgo	90%
Países Baixos	17%
Austria	24%
Italia	8%

Portugal	8%
España	4%
Reino Unido	3%
Irlanda	6%
Noruega	18%
Suecia	29%
Dinamarca	50%
Finlandia	14%
Estonia	66%
Letonia	100%
Lituania	50%
Polonia	10%
República Checa	23%
Eslovaquia	37%
Hungría	38%
Eslovenia	68%
Grecia	12%
Romanía	16%
Bulgaria	20%
Turquía	7%
Croacia	55%
Bosnia	45%
Serbia, Montenegro e Macedonia	28%
Albania	25%

Fonte: Soares & Castro, 2007.

Como podemos ver, no ano 2003, varios anos despois do inicio do proceso para a creación dun mercado eléctrico europeo, as limitacións en materia de interconexión continuaban a ser grandes. Se ben determinados mercados funcionan de xeito integrado e con elevado grao de interconexión (como o nórdico), existen outros que claramente manteñen unha interconexión insuficiente. Exemplos desta situación son o mercado Británico e Irlandés (a súa condición de estados insulares dificulta esta interconexión, como é evidente), o mercado italiano ou o mercado ibérico (Portugal e España, cuns escasos 4% e 8%, respectivamente).

Se ben a maioría de estados teñen superado ese 10% solicitado polo Consello Europeo no ano anterior, países con posicións xeográficas *privilexiadas* en canto

a múltiples e amplas fronteiras pero con elevado tamaño e produción eléctrica, contan con baixas cifras de interconexión eléctrica, como os casos de Turquía (7%), Alemaña (11%) e Francia (13%). Polo tanto, a limitación derivada da escasa interconexión é evidente e continua no tempo, un elemento a ter en conta en canto á evolución do marco normativo e tamén en canto á toma de decisións empresariais. Hai que ter en conta, ademais, que son precisamente os mercados de maior tamaño aqueles que contan con fortes limitacións na súa interconexión: Reino Unido, España, Turquía, Italia, Polonia, Alemaña ou Francia son os países con peores indicadores, sendo precisamente os maiores mercados europeos de electricidade e os Estados de maior poboación en Europa.

Ao mesmo tempo, tamén é preciso avaliar se o investimento preciso para aumentar as interconexións entre países son realmente eficientes. En casos como a interconexión España – Francia a propia orografía dificulta e encarece estas interconexións, polo que tamén existen voces que non comparten as optimistas estimacións das institucións comunitarias (Urresti González, 22 de Febreiro do 2018), baseadas en que os aforros provocados pola interconexión non compensan os custos para o desenvolvemento da nova infraestrutura (Pöyry, 2017).

Indo máis alá, podemos avaliar o grao de cobertura mediante produción nacional en diversos países europeos. No ano 2015 a maioría de mercados europeos manteñen un grao de autoabastecemento verdadeiramente elevado, particularmente naqueles Estados de maior tamaño:

Table 5: Grao de autoabastecemento eléctrico por país. Ano 2015

País	**Grao de autoabastecemento**
Portugal	90,8%
España	97,4%
Francia	100%
Italia	85,7%
Países Baixos	91,1%
Bélxica	75,5%
Alemaña	99,9%
Polonia	98,8%
Reino Unido	93,6%
Irlanda	94,5%

Fonte: Entso-e, 2016.

A idea de mercado común da electricidade ía intimamente ligada á idea de liberalización, polo que o criterio da Unión Europea pasa tamén por incrementar a competencia internacional, abrindo mercados tradicionalmente pechados a

empresas exteriores. Como consecuencia non só se deriva a posibilidade de empresas estranxeiras incrementar a competencia vía prezos nun mercado nacional, senón que tamén se abre a vía de que as empresas adquiran activos noutros mercados.

Polo tanto, se ben a primeira idea xera incrementos netos de competencia, a segunda situación pode resultar no sentido inverso. Se ben a Directiva 96/92/CE establece polo miúdo as condicións dun mercado de prezos liberalizado, non adica nin un só artigo á posibilidade de M&A entre compañías (Soares & Castro, 2007)[72].

A Directiva 96/92/CE, que fomentaba os procesos de liberalización, unido a un crecente consenso dentro dos Estados do favorable deste tipo de políticas[73] (Soares, 2006), supuxo un shock regulador ao longo dos anos 1990 que modificaba totalmente a estrutura tradicional do sector en Europa. En paralelo, un shock tecnolóxico provocado polas centrais de ciclo combinado[74] e un incipiente mercado renovable acompañan este período.

Polo tanto, partindo da base da existencia de mercados pechados ou con escasa interconexión entre os diversos países europeos, vexamos cal foi o desempeño en termos de concentración nos primeiros anos posteriores ás políticas liberalizadoras: entre os anos 1998 e 2003 realizáronse 135 procesos de fusión e adquisición en Europa nos mercados da electricidade e o gas, dos cales tan só un terzo se realizaron a nivel transfronteirizo (Codognet et al, 2003). Polo tanto, existe un importante proceso de concentración empresarial entre empresas dun mesmo mercado, e en menor medida unha introdución de empresas estranxeiras en mercados locais.

---

[72] Será en documentos posteriores nos que a propia Comisión Europea avaliará o impacto das fusións, definíndoas como negativas sempre que exista un destes dous efectos (European Commission, 2001):

a) Prodúcese un incremento de poder de mercado de xeito unilateral á empresa resultante.
b) Como resultado da operación facilítase a colusión.

[73] Non todos os países asumiron estas novas políticas co mesmo entusiasmo, existindo diversos estados que amosaron fortes reservas a realizar reformas que modificaran tanto a regulación como a estrutura e propiedade dos actores no mercado eléctrico. Dende a posición entusiasta do Reino Unido ou España até as reservas de Francia ou Alemaña hai toda unha escala de velocidades na asunción do novo marco europeo en materia eléctrica.

[74] As centrais de ciclo combinado contan con varias características que as fan moi atractivas para as empresas eléctricas: posibilidade de produción de punta polos baixos custos de encendido, escaso tempo para a súa construción e posta en funcionamento ou menor contaminación á atmósfera pola produción mediante gas en contraposición ao carbón e ao fuel son incentivos importantes para o seu desenvolvemento.

Como podemos observar na táboa a continuación, existe un forte grao de concentración nos mercados estatais europeos. No ano 2004 os dous criterios seguidos pola Comisión Europea para a análise da concentración (se a maior empresa controla o 20% do mercado ou as tres maiores empresas superan o 40% existe excesiva concentración) só se cumprían no mercado nórdico (Dinamarca, Finlandia, Suecia e Noruega), Polonia e no Reino Unido, xusto no límite para ambos valores.

Table 6: Grao de concentración. Ano 2004

País	Capacidade do maior produtor	Capacidade dos tres maiores produtores
Austria	45%	75%
Alemaña	30%	70%
Bélxica	85%	95%
Países Baixos	24%	80%
Luxemburgo	-	-
Dinamarca	15%	40%
Finlandia		
Suecia		
Noruega		
Francia	85%	95%
Grecia	100%	100%
Irlanda	85%	90%
Italia	55%	75%
Portugal	65%	80%
España	40%	80%
UK	20%	40%
Estonia	90%	100%
Letonia	95%	100%
Lituania	50%	80%
Polonia	15%	35%
República Checa	65%	75%
Eslovaquia	75%	85%
Hungría	30%	65%
Eslovenia	70%	95%
Malta	100%	100%
Chipre	100%	100%

Fonte: Soares & Castro, 2007.

Certamente preocupante son os valores doutros países, onde a concentración acada niveis excesivamente elevados (Kjaer & Schäfer, 2004). Se ben certas cifras

en mercados pequenos teñen a súa lóxica económica (países como Malta ou Chipre só contan cunha empresa eléctrica que controla o 100% do mercado)[75], cifras de mercados europeos de gran tamaño son esclarecedoras da ausencia de competencia real no sector: a principal empresa francesa controla o 85% do mercado, a principal empresa Portuguesa controla o 65% do mercado, e as tres principais empresas copan o 70% do mercado en Alemaña, o 75% en Italia e o 80% en España.

Nunha primeira valoración da situación europea mediante o IHH [76] comprobamos que simplemente a través da primeira empresa en tamaño 15 países amosan situación de concentración sobre unha mostra de 25 países. Analizando o IHH para as tres maiores empresas de cada mercado rexional no ano 2004 (Soares & Castro, 2007), na proxección máis favorable, tan só tres mercados amosan ausencia de concentración: o mercado de Polonia (IHH de 1.325), o mercado do Reino Unido (IHH de 1.500) e o mercado escandinavo (IHH de 1.631)[77].

A propia Unión Europea fai fincapé neste problema de concentración para os mercados eléctricos na primeira metade da década dos 2000. En determinados mercados, como Bélxica e Francia, prodúcese unha tan elevada concentración que se dan situacións de pivotalidade no 100% de horas analizadas. Noutros mercados estas cifras tamén son verdadeiramente preocupantes: por riba do 50% en Bélxica, do 30% en Alemaña ou do 25% en España (London Economics, 2007). O resultado, tal e como indica de xeito pesimista Ariño (2006):

"*La experiencia muestra que, tras la liberalización, la situación tiende a empeorar, pues la actuación de las empresas privatizadas (y la de los gobiernos) da lugar, no a más competencia, sino a más concentración.*"

O grao de politización ten unha importancia fundamental na evolución do sector en materia de xeración de competencia ou no desenvolvemento de campións nacionais. A relación entre *interese xeral* (aquela situación que busca maior eficiencia global), *interese social* (aquela situación que revirte nun maior benestar para os consumidores, tendo en conta unha perspectiva de ben público

[75] As características de mercado pequeno e insular poden determinar que a solución eficiente en termos de propiedade sexa esta.
[76] Para unha explicación do IHH, revisar Apéndice.
[77] Hai que ter en conta unha posible limitación ao uso do IHH, que parte precisamente da posibilidade de que existan mercados rexionais dentro dos Estados, escasa capacidade de interconexión ou conxestión nas redes, o que pode resultar nunha maior concentración que a que o índice mostra. Este argumento ten fortes limitacións para os mercados nacionais europeos, cunha rede de transporte e distribución relativamente solvente, pero si que impide empregar de xeito efectivo o IHH para unha análise agregada europea ou nun marco nacional doutras rexións.

e, en ocasións, mantemento do emprego sectorial) e *interese nacional* (aquela situación na busca dun maior control do sector en aras dunha independencia na toma de decisións enerxéticas por riba doutros criterios) terá unha enorme importancia.

Como xa indicamos, en tan só seis anos (1998 – 2003) realizáronse 135 procesos de fusión ou absorción no sector eléctrico europeo, 2/3 delas dentro dos propios mercados estatais (Codognet et al, 2003). Polo tanto, aínda nun contexto de reformas reguladoras para incrementar o número de actores, as corporacións xa establecidas no sector lanzarán unha agresiva estratexia de competencia polos activos para aumentar o seu tamaño, en moitas ocasións co beneplácito (ou mesmo apoio tácito) dos gobernos nacionais. Vexamos, a modo de exemplo, a evolución dalgunha destas empresas que rematan por ser campións nacionais.

Serán as dúas principais empresas alemás (E.On e RWE) as máis activas na súa estratexia de crecemento mediante absorcións. Dende a súa creación en 1999, E.On (fusión de VEBA e VIAG), realiza 18 operacións de absorción en tan só catro anos, converténdose nunha das maiores *utilities* a nivel mundial.

Pola súa banda, RWE desenvolve 13 operacións, xerándose un duopolio no mercado alemán que controla o 70% do sector despois das fusións VEBA+VIAG (xunto ás absorcións realizadas por ambas) e RWE+VEW (e as absorcións realizadas por ambas) e supoñen a segunda e terceira maior compañía eléctrica europea. Así, o mercado alemán pasa de oito grandes operadoras a tan só catro entre os anos 1999 e 2003, sendo estranxeira a terceira en tamaño, a Vattenfall sueca (Mez, 2003).

É interesante analizar o caso de EdF, que ao xa controlar de xeito moi considerable o mercado francés, realizou neste período unha intensa actividade de entrada en novos mercados internacionais, desenvolvendo unha estratexia *pan-europeísta* (Codognet et al, 2003), con especial incidencia no mercado británico, realizando seis operacións no Reino Unido sobre un total de 10 absorcións en tan só 5 anos.

Tamén é interesante a evolución de Vattenfall, a operadora pública sueca, cun control do mercado nórdico superior ao 20%, e próximo a esta cifra no mercado alemán, que desenvolveu unha estratexia agresiva de crecemento neste período, configurándose como unha das maiores empresas do sector en Europa, aumentado a súa participación nos países nórdicos, Alemaña e Polonia.

Polo tanto, vemos como no contexto de liberalización os procesos de concentración tanto dentro dos mercados (como amosan as empresas privadas alemás) como no intento de introducirse en novos (como o caso das empresas

públicas francesa e sueca) se agudizan, profundando na desaparición de competidores de menor tamaño e creándose grandes corporacións. Como resultado desta política empresarial, determinados países contan con empresas de enorme tamaño e importancia nos mercados eléctricos nacionais, europeos e internacionais.

Table 7: Campión nacional por país. 2005

País	Empresa
Dinamarca	DONG
Finlandia	FORTUM
Noruega	Statkraft
Suecia	Vattenfall
Italia	ENEL
Portugal	EdP
España	Endesa[78] e Iberdrola
Austria	Verbund
Bélxica	ELECTRABEL[79]
Francia	EdF
Alemaña	E.On e RWE

Fonte: Elaboración propia.

Polo tanto, podemos considerar que en materia de concentración empresarial no sector a reforma desenvolta dende os anos 90 non acadou os obxectivos agardados.

Na produción eléctrica nos estados europeos, só Polonia cumpre a condición de que a súa maior empresa non controle máis do 20% do mercado quince anos despois de iniciado o proceso de liberalización. Empregando o RSI, vemos que no caso español as dúas maiores empresas sitúanse por debaixo do 110% en máis do 40% das horas, un valor verdadeiramente alto, que garante pivotalidade para estas empresas en case a metade de horas do mercado (Newbery, 2009).

Polo tanto, a análise da creación dun mercado europeo da electricidade atópase ante un paradoxo:

> *"todos los estados miembros de Europa ganarían con un mercado interior de la energía interconectado y competitivo, pero, a corto plazo, la mejor estrategia de cada Estado miembro es aprovecharse de la liberalización de los demás y mantener empresas fuertes que intenten expandirse en el mercado europeo"* (Lasheras, 2006).

[78] Propiedade de ENEL na actualidade.
[79] Dende o ano 2008 propiedade da francesa GDF Suez, na actualidade chamada Engie.

2.3.5. Poder de mercado e captura do regulador

Definimos o poder de mercado como a capacidade de alterar prezos que os afasten de niveis competitivos (Newbery et al, 2004). A partir desta definición básica hai que establecer diversos matices. En primeiro lugar, é importante establecer o que significa un *nivel competitivo*. Se ben xeralmente esta idea se asocia cunha redución de prezos que maximicen o benestar do consumidor, tamén pode asociarse á importancia de desenvolver políticas públicas sobre as tarifas.

De tódolos xeitos, é necesario prolongar a definición de poder de mercado baixo algúns parámetros (Newbery et al, 2004). O exercicio de poder de mercado provoca beneficios, e existe unha intencionalidade no seu uso. Do mesmo xeito, debe realizarse nun período de tempo significativo[80]. Por último, a idea de poder de mercado está estreitamente ligada á definición de mercado realizada. Como xa comentamos, en particular para a análise do sector eléctrico, é plausible atopar situacións de poder de mercado en segmentos do sector, moi localizados xeograficamente, aínda non visibilizándose poder de mercado para o conxunto do mercado.

Polo tanto, a concentración en si mesma non ten por que supoñer un problema ao funcionamento do mercado, senón que é o comportamento dos axentes que integran ese mercado o que determina a existencia de poder de mercado.

É particularmente importante prestar atención á existencia do poder de mercado unha vez liberalizado o sector, xa que os mecanismos de compra-venda de electricidade e o papel da distribución muda substancialmente dende contratos bilaterais de longo prazo e prezos asignados mediante custos á simple actuación do mercado en contratos de curto prazo (Williams & Rosen, 1999), o que facilita que a poxa poida afastarse do custo marxinal, facendo mudar os prezos.

Por outra banda, en mercados estreitos, a existencia de empresas privadas pode dar lugar a un enorme poder de mercado: a inelasticidade do mercado eléctrico permite que se unha empresa decide retirar parte da súa capacidade de produción se xeren incrementos de prezos que claramente compensan a perda de beneficios derivados da non venda da cantidade retirada do mercado

[80] Esta idea de período significativo de uso de poder de mercado é interesante porque o sector eléctrico permite unha volatilidade mediante mercados horarios que facilita a existencia de información asimétrica entre vendedor e comprador. Polo tanto, pode exercerse poder de mercado tamén de xeito puntual, sen que teña por que ser unha constante nos mecanismos de asignación de prezos.

(Newbery, 2004)[81]. Os mecanismos para retirar parte da capacidade son variados, dende a non entrada en poxa á interrupción de unidades de produción baixo paraugas técnicos. Tamén poden empregarse mecanismos financeiros ou económicos, particularmente a través do incremento de prezos que artificialmente deixan fóra da poxa unidades de produción competitivas sobre o prezo de mercado.

Entendemos a captura do regulador como aquela situación onde unha empresa/conxunto de empresas teñen capacidade de influír en decisións gobernamentais. Nese sentido, este tipo de influencia non ten xeralmente como prioridade a obtención de transferencias dende o Estado ás empresas[82], senón, polo xeral, obter mudanzas reguladoras que limiten a capacidade de entrada de novos actores no sector (Stigler, 1971). De tódolos xeitos, tampouco se elimina a posibilidade de transferencias directas dende o Estado ás empresas.

Hai que ter en conta que cando falamos dun mercado regulado, no caso de existir grandes monopolios públicos pode producirse tamén unha forte influencia por parte destes nas decisións gobernamentais ou do regulador (Hauter & Slocum, 2001), o que en última instancia pode entenderse como unha forma de capturar ao regulador.

Do mesmo xeito, o comportamento regulador e empresarial non é similar en todos os mercados eléctricos. En particular nos mercados periféricos (Thwaites Rey, 2003) prodúcese con maior facilidade unha captura do regulador nos procesos de liberalización e nos mercados en competencia pero con forte concentración. Como indica Azpiazu (2002) en relación aos procesos de privatización da Arxentina:

> "*no sólo se transfirieron activos subvaluados sino, fundamentalmente, un poder regulador decisivo sobre la economía en su conjunto a un núcleo muy reducido de grandes actores económicos." (Azpiazu, 2002).*

Deste xeito, en determinados Estados onde existe una importante debilidade institucional poden darse situacións que quedan moi lonxe da busca dunha maior eficiencia global, como a configuración de rendas extraordinarias, a

[81] Este elemento é fundamental para entender crises enerxéticas como a de California, que conxugan un problema de sub-investimentos, falta de planificación e a incapacidade do regulador para mitigar os incentivos das empresas do sector para operar no mercado en busca de beneficios extraordinarios.

[82] Como indica Stigler (1971), este tipo de políticas son pouco atractivas para o sector xa que as transferencias teñen que ser repartidas entre todos os actores, mentres a limitación de entrada pode garantir mellores resultados no longo prazo. Este tipo de políticas poden ter diferentes versións: dereitos de entrada de empresas estranxeiras, existencias de tarifas, dificultade de comercialización de produtos substitutivos, etc.

preservación de mercados oligopólicos/monopólicos ou a capacidade de empregar o poder regulador de cara á configuración da estrutura de prezos[83].

2.4. Sistema de asignación de prezos. Conflito mercado – prezo regulado

Os incrementos de eficiencia e descensos de prezos finais non son termos idénticos. Como xa vimos, poden darse situacións de melloras de eficiencia onde estas son capturadas por diversos axentes de xeito que esta mellora non chegue ao consumidor final.

Neste sentido, historicamente veñen dándose dous mecanismos para a obtención de prezos, basicamente determinado pola existencia (ou non) de mercado. Con mercado ou sen el, a regulación existe, é intensa, e ten enorme influencia sobre o sistema de asignación de prezos. Do mesmo xeito, nun mercado liberalizado o prezo maiorista deberá ser fixado libremente no mercado, pero non hai que esquecer que os prezos de transporte e distribución seguirán sendo fixados polo corpo regulador (Haas & Auer, 2006), polo que a existencia de regulación nos prezos é evidente[84].

Tendo en conta estas cuestións, falaremos de regulación tradicional (como aquela sen mercado) en contraposición ao mercado eléctrico, pero sempre sendo conscientes que o mercado tamén soporta (e non pode ser doutro xeito) unha importante carga reguladora.

2.4.1. A asignación de prezos mediante regulación eléctrica tradicional

O tradicional mecanismo de fixación de prezos antes das reformas que impulsaron a creación de mercados eléctricos baseábase na existencia dun monopolio público ou dunha *cost of service* regulation (Newbery, 2005), pola cal o prezo da electricidade era fixado dende o regulador asignando un valor de *rendibilidade agardada*, que debía garantir unha marxe suficiente para sufragar os custos á produción, desenvolver futuros investimentos[85] e manter unha

[83] Ou, no sentido inverso, que se leven a cabo regulacións que non teñen demasiada capacidade de control da concentración. Un exemplo foi a lexislación arxentina para evitar a concentración no sector da distribución, polo que EDELNOR e EDESUR (empresas distribuidoras de Bos Aires) non podían ser da mesma propiedade para evitar colusións de prezos. A cuestión é que ambas empresas tiñan mercados xeográficos diferentes, polo que a posibilidade de competencia real entre elas era mínima (Rozas, 2009).

[84] De tódolos xeitos, existen outros mecanismos diferentes ao pool para a fixación de prezos, como son os contratos bilaterais.

[85] Internalizar este elemento resulta una cuestión fundamental, xa que a determinación de prezos simplemente sobre custos pode derivar nunha política de subinvestimentos

determinada marxe de beneficios para a empresa. Tamén era o regulador quen fixaba o plan de expansión produtivo de suposto menor custo baseándose en determinados criterios fixados sobre o interese público[86].

Se ben este é o mecanismo tradicional de obtención de prezos dende o fin da Segunda Guerra Mundial, ao longo do tempo xerouse unha crecente tensión derivada da ausencia de incentivos para a mellora da produtividade e a calidade do servizo (Joskow & Schmalensee, 1986). A priori, un mecanismo *cost-plus*, de fixación marcado polo regulador e que garante sempre uns rendementos fixos suprime tanto a idea de competencia como a necesidade de levar a cabo melloras produtivas en calquera das actividades do sector.

Polo tanto, fomentouse un crecente debate ante á pregunta de como xerar prezos competitivos nun modelo sen competencia. Se ben a resposta a esta situación parece aproximarse á necesidade de existencia de mercado, as posibilidades nesta dirección foron múltiples, e as experiencias entre países, moi variadas (Rodríguez & Castro, 1994). Así, foise desenvolvendo unha rica literatura en relación á xeración de sistemas de incentivos en mercados como o eléctrico (Laffont & Tirole, 1993) na busca dunha maior competitividade que mellorara a eficiencia global do sector. En última instancia, o que se buscaba era desacoplar a relación directa da evolución dos custos en relación á evolución dos prezos.

Sobre esta idea, comezáronse a elaborar propostas como os *fixed price* e os *price cap*, o primeiro deles un sistema de prezos fixos polo cal as empresas teñen incentivos á súa redución de custos para ampliar as súas marxes de beneficios. No segundo dos casos, establécense prezos fixos con evolucións temporais para a súa actualización (Laffont & Tirole, 1993). Por outra banda, o *yardstick competition* supón un modelo que confronta ás empresas entre elas, xa que fixa o prezo baseándose na evolución de custos de diversas unidades produtivas relativamente homoxéneas entre elas, o que obriga a melloras na produtividade en base á evolución do sector, porque quedarse atrás pode rematar implicando producir sobre custos maiores aos prezos (Rodríguez & Castro, 1994).

Polo tanto, se ben o esquema básico carece de elementos para a existencia de incentivos, poden darse outros mecanismos con ausencia de mercado que incorporen este elemento de xeito central de cara á fixación dinámica de prezos.

---

crónicos que impida a ampliación do sector e fomente a existencia de picos de demanda achegados ao límite de capacidade de producción, cos problemas que isto conleva.

[86] Non imos volver aquí sobre este debate, pero os obxectivos de planificación e de xeración de prezos non teñen a ver exclusivamente ca obtención dos menores prezos, senón tamén con determinados criterios de emprego, desenvolvemento sectorial ou empresarial, etc.

2.4.2. O mercado eléctrico

A premisa na que se asenta a existencia do mercado eléctrico é que existirán melloras na creación de prezos e unha maior eficiencia asignativa. O marco teórico a través do cal se desenvolve un mercado eléctrico parte da existencia dunha situación á Bertrand (Lasheras, 2006), é dicir, un mercado que aínda en condicións de oligopolio mantén incentivos para que as empresas no mercado acheguen os seus prezos ao custo marxinal, polo que non existen rendas extraordinarias que reduzan o benestar do consumidor vía prezo[87].

Ao mesmo tempo, o shock tecnolóxico derivado da aparición das centrais de ciclo combinado, con prazos de construción máis curtos e menores custos iniciais, permitía supoñer a posibilidade de entrada de novos actores no mercado (Green & Newbery, 1992).

Se ben os modelos á Bertrand son amplamente aceptados como xustificación á creación de mercados eléctricos, poden verse diferentes análises que permiten, cando menos, dubidar da súa vixencia. Na análise realizada por Green & Newbery (1992) para o caso británico [88] chaman a atención sobre a subestimación reguladora ante posibles colusións de prezos, podendo darse situacións de cartel para a fixación de prezos. As peculiaridades do sector eléctrico (como os elevados custos de entrada) dificultan que visións optimistas como as de Posner (2001), onde se asume que a existencia de *free riders* e de altos custos para a colusión impiden pactos de prezos, rematen materializánse.

Do mesmo xeito, unha característica sectorial que pode limitar o efecto do mercado é a predicibilidade da demanda. A diferenza da maioría de sectores de manufacturas, onde non se pode controlar moi ben a evolución da demanda ante modificacións de prezos, no sector eléctrico pódese predicir o consumo case minuto a minuto[89], o que dá moita vantaxe ás empresas eléctricas para en momentos determinados axustar a produción de xeito que poida maximizar os beneficios desa produción. Acompañado a isto, existe un grande coñecemento entre competidores: as empresas do sector teñen coñecemento da curva de custos dos seus rivais, o que permite predicir as súas reaccións. Esta situación facilita colusións de prezos e posicións oligopolísticas (Fernández, 2002).

---

[87] En contraposición ao modelo de Nash-Cournot, polo cal a existencia dun duopolio xera incentivos á colusión, alonxando o prezo final dos custos marxinais.

[88] O mercado spot británico é paradigmático por ser o primeiro en desenvolverse e servir de guía para múltiples reformas posteriores noutros países. O caso español é un deles.

[89] A demanda eléctrica é fortemente variable tanto no longo como no curto prazo (en relación ao verán-inverno, día-noite, día laborable-día festivo), pero fácilmente predecible por parte das empresas que teñen información da evolución histórica, o que permite facer previsións moi axustadas sobre o mercado.

Do mesmo xeito, a electricidade caracterízase pola inelasticidade da demanda. E aínda máis inelástica nas variacións de curto prazo pola imposibilidade de monitorizar prezos (Newbery, 2002). Aínda que un consumidor pode *aprender*, non vai ter a mesma capacidade de reacción ante shocks de prezos que poden ser provocados polas empresas pero en ningún caso pola organización de consumidores. Así, remata por xerarse un grave problema de información asimétrica se se asume a existencia de mercados de curto prazo na cal o conxunto de consumidores participan.

En contraposición á idea da predicibilidade da demanda, o mercado eléctrico ten como característica a volatilidade de prezos, polo que é difícil predicir a súa evolución. Este problema é importante para os consumidores, onde están a expensas das variacións do mercado baixo un problema importante de información, pero tamén é un problema para o propio sistema eléctrico, xa que as empresas produtoras poden evitar realizar novos investimentos (que son necesarios ante incrementos de demanda) pola incertidume dun mercado destas características (Rozas, 2009). Polo tanto, é importante que se empreguen os incentivos necesarios para evitar esta situación, en especial en mercados deprimidos con escaseza de capital para afrontar este tipo de investimentos[90].

Por outra banda, existe outro elemento que pode facilitar a distorsión do mercado. Como explicamos en apartados anteriores, o *unbulding* pode realizarse de xeito laxo ou estrito, polo que existen mercados onde a separación empresarial resulta por ser puramente contable entre as actividades de produción, distribución e comercialización. Así, se mercas máis do que produces es comprador neto e tes interese en que os prezos sexan baixos no mercado maiorista. Sen embargo, na situación inversa, onde vendes máis do que compras, es vendedor neto e tes interese en que os prezos sexan altos. Esta situación pode levar a que as empresas que controlan varios elos da cadea de valor teñan incentivos para modificar os prezos no seu propio interese. Esta situación abre un importante debate sobre o funcionamento do mercado e a necesidade dun grao maior de *unbulding* por riba do simplemente contable (Agosti, Padilla & Requejo, 2007).

Por último, Haas & Auer (2006) deixan unha interesante reflexión sobre a evolución de prezos unha vez introducido un mercado eléctrico:

[90] Este problema aparece de xeito recurrente en diversos mercados latinoamericanos que decidiron crear mercados eléctricos, onde as empresas foron incapaces de predecir os seus ingresos no medio prazo e polo tanto bloquearon os plans de expansión produtiva.

"The wholesale price of electricity initially decreases due to efficiency gains and a shut-down of currently uneconomic generators. Shortly thereafter, however, the wholesale price starts its inexorable rise, as the surviving generators flex their muscles and exert their market power, without fear of retribution from the counter-veiling power of excess capacity that nests with the actual and potential competition."

Esta reflexión é interesante porque aplicada ao mercado español vemos unha evolución idéntica á exposta por estes autores: un descenso de prezos inicial tanto en termos reais como nominais, un estancamento e finalmente un crecente incremento que xera os maiores prezos vividos na historia do mercado eléctrico, incrementándose en máis dun 50% nun lustro.

Figure 2: Evolución do prezo ao consumidor non industrial, excluíndo impostos. España

Fonte: Elaboración propia a partir de Eurostat[91].

De tódolos xeitos, é preciso facer un matiz importante no caso español: nos últimos anos de existencia do Marco Legal Estable, a evolución tarifaria era descendente. Entre os anos 1988 e 1997 a tarifa aumentou un 2,8% anual, mentres a inflación o facía ao 4,8%. Polo tanto, en termos reais as tarifas eléctricas descendían un 2% anual (Gallego & Victoria, 2012). É dicir, que a evolución dos prezos eléctricos xa era á baixa antes de introducir o mercado.

Por outra banda, esta evolución presentada por Haas & Auer (2006) non pode absolutizarse a todos os mercados. Un exemplo inverso é o do Reino Unido, onde a liberalización provocou unha suba inmediata de prezos no mercado, sen ese descenso inicial unha vez introducido un pool eléctrico. Tardarase cinco anos en

[91] Debido ás mudanzas estatísticas na avaliación de Eurostat prodúcese un salto de prezos entre os anos 2007 e 2008. A efectos de análise de tendencia consideramos para esta investigación que as mudanzas na contabilización non afectan á análise realizada.

producir descensos de prezos na factura, nun contexto de intensas reformas non sobre o mercado, senón sobre a estrutura empresarial existente, que até o momento contaba con dúas empresas con poder de mercado (Green & Newbery, 1992). Finalmente, unha vez producido ese descenso, no medio prazo as tarifas vólvense incrementar de xeito importante. Tamén noutros mercados, como o de California, poden verse importantes incrementos de tarifas a nivel industrial no medio prazo (Hauter & Slocum, 2001).

2.4.2.1. Funcionamento do mercado eléctrico

O funcionamento do pool eléctrico é moi particular, cun esquema de poxas con prezo marxinalista: prodúcense ofertas a diferentes prezos, que rematan casando oferta e demanda no prezo que marca o conxunto da electricidade vendida. A lóxica deste mecanismo baséase en que cada tecnoloxía conta cunha estrutura de custos diferentes (e incluso cada unidade de produción pode contar con custos diferentes a outra homóloga), polo que os prezos ofertados son diferentes.

Hai tecnoloxías que ofertan a prezo cero aproveitando que o prezo marxinal é o que fixará a súa retribución. A motivación desta estratexia pasa porque non hai capacidade de regular a produción, como no caso das tecnoloxías eólica, fotovoltaica ou hidráulica non-regulable (que non contan cun encoro para regular a cantidade de auga dispoñible para a produción futura).

A enerxía nuclear tamén oferta a prezo cero pero por unha motivación diferente: a capacidade de xestión da potencia utilizada en cada momento nunha central nuclear é moi escasa (os custos de paralizar unha central ou reactivala son excesivos en termos económicos e temporais para actuar deste xeito no mercado), polo que e a enerxía nuclear mantén unha *produción de base* no conxunto do mercado, garantindo unha estabilidade na súa produción.

Así, podemos entender que no mercado se ofertan prezos cunha estreita relación aos *custos variables* da produción eléctrica (como pode ser o custo do combustible nunha central térmica de carbón), se ben o concepto que máis se axusta á política de xeración de prezos polo lado da oferta eléctrica é o de *custo de oportunidade* de non producir. Do mesmo xeito, unha característica deste mercado é que non se producen curvas de oferta suaves, senón que se xeran chanzos para cada función por unidade de produción (Green & Newbery, 1992).

O gran risco da existencia deste tipo de mercados é que as empresas xeradoras teñen interese en aumentar o custo marxinal da última unidade vendida porque provoca que o conxunto de prezos do sector aumente (Williams & Rosen, 1999). Deste xeito, existen incentivos para exercer o poder de mercado na poxa ou

prácticas de colusión, mediante a non utilización de unidades de produción máis baratas e que poden entrar na poxa[92]. Por iso é fundamental que exista un regulador forte con capacidade de control deste tipo de comportamentos.

De tódolos xeitos, é preciso sinalar algunha cuestión que complexiza a fixación dunha tarifa final eléctrica. En primeiro lugar, unha vez xerado o prezo da electricidade no pool é preciso incorporarlle os custos de transporte e distribución, que continúan mantendo unha estrutura regulada e sendo fixados pola administración. No caso británico, por exemplo, optouse por establecer un mecanismo price cap para a fixación deste prezo (Newbery, 1999). Polo tanto, unha parte relevante do valor total da tarifa non é xerado vía mercado.

Por outra banda, dende os anos 90' a evolución e crecente importancia das enerxías renovables obrigou á creación dunha retribución específica para o seu desenvolvemento. Son múltiples as políticas levadas a cabo, dende a obriga de que sexa a produción renovable a que entre en primeiro lugar no pool, ao establecemento de axudas públicas para o seu desenvolvemento mediante poxas (Nueno, Lago & Morral, 2014).

É preciso sinalar tamén que a evolución reguladora nesta dirección ten evolucionado enormemente en todo o mundo, tomándose decisións moitas veces mesmo contrapostas entre países. Un elemento fundamental para o seu funcionamento é a garantía dun marco estable e que non xere inseguridade xurídica para o sector, un potencial foco que expulse investidores en novos proxectos[93].

Noutra orde de cousas, tamén existe a posibilidade de asinar contratos bilaterais entre produtores e consumidores ou mesmo a creación dun mercado de futuros da electricidade. O obxectivo principal destas dúas propostas parte da base de que permiten distribuír o risco e, polo tanto, reducen a posible volatilidade do mercado (Newbery, 1999).

[92] Ademais, esta situación suprime os incentivos á evolución de novas tecnoloxías de producción. Carece de sentido empresarial apoiar tecnoloxías no inicio da súa curva de aprendizaxe e que no medio prazo poidan reducir os prezos de mercado. A tendencia será a de fomentar sempre a tecnoloxía de punta existente e que fixa o prezo de mercado.

[93] Un exemplo desta idea é a evolución do marco lexislativo español. Máis alá das posicións en relación a que modelo pode ter máis éxito e os criterios empregados para a regulación, o que parece evidente e que mudanzas reguladoras con efectos retroactivos e que supoñen un xiro total sobre a regulación previa supoñen un grave problema, tanto pola posibilidade de xerar un parón na evolución renovable como por obrigar ao Estado a afrontar diversas demandas ante a xustiza ou tribunais de arbitraxe internacionais.

Do mesmo xeito, os contratos bilaterais inducen a maior competencia no sector e particularmente no mercado spot, xa que as grandes vendedoras compiten por acadar contratos bilaterais e, polo tanto, terán menos capacidade de fixación de prezos no mercado, ao ter unha menor cota de mercado por ter vendido parte da súa produción mediante contratos bilaterais. Polo tanto, pode servir como mecanismo para controlar empresas en situación de pivotalidade dentro do mercado.

Existen diversos mecanismos a través dos cales os contratos bilaterais poden ser unha boa solución para outorgar estabilidade ao sector. O funcionamento é simple: establécese un contrato bilateral de longo prazo (pode chegar a supoñer mesmo a vida útil da central) cun prezo binomial (custos de potencia e custos de enerxía; o primeiro encamiñado a recuperar o investimento inicial e o segundo de cara a financiar a produción de electricidade) que limita o risco da empresa a quedar fóra do mercado e permite ao regulador garantir unha produción mínima para manter a seguridade da subministración. Estes contratos poden ser directamente asinados co regulador, que exerce como comprador da enerxía.

É importante sinalar que a existencia de institucións fortes é fundamental para o éxito deste tipo de contratos evitando sobrecustos ou efectos que rebaixen o benestar do consumidor[94]. Ademais, é importante analizar se os mercados eléctricos que subscriben contratos bilaterais son estables e garanten seguridade xurídica, xa que en determinados países poden atoparse fórmulas de cálculo de prezos fixadas sobre a evolución *externa* da inflación ou a evolución do $, o que implica posibles problemas derivados de mudanzas no tipo de cambio e a dependencia de valores sobre os cales non se pode actuar.

É interesante como modelos a priori máis intervencionistas sobre o mercado poden ser unha maior garantía de cara a unha rendibilidade agardada para as empresas, o que dificulta que se produzan estrangulamentos no investimento para satisfacer os incrementos de demanda (Dios, 2015). Así, diversos estados asumiron este tipo de contratos como un mecanismo para incrementar a competencia sen a necesidade da creación dun mercado maiorista de electricidade (Madrigal & de Rosenzweig, 2003).

Por último, tamén é importante destacar que o mercado pode funcionar sen existencia de pool, exclusivamente mediante contratos bilaterais. O Reino Unido, pioneiro en Europa pola aplicación do pool da electricidade, mudou finalmente a estrutura do seu mercado eléctrico suprimindo o pool para fomentar un mercado

[94] Un exemplo desta situación pode ser o contrato PPA asinado en El Salvador entre o regulador público e Nejapa Power, de carácter confidencial, polo que non se pode establecer se o cálculo é beneficioso para os consumidores ou existen sobreprezos que terá que afrontar o Estado ou deben integrarse na tarifa (CEPAL, 2001)

mediante contratos bilaterais, o que suprime a existencia dun mercado centralizado para buscar a autorregulación vía contrato, posicionándose o regulador unicamente como instrumento para evitar desbalances nos mercados horarios (Newbery, 2005).

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

3. O sector eléctrico en España. 1982 - 2008

3.1. Introdución

Non se pode realizar unha análise sobre unha empresa eléctrica sen atender á realidade do sector. Así, o sector eléctrico español evolucionou enormemente nos seus máis de cen anos de historia, polo que se fai preciso unha introdución inicial sobre o nacemento e evolución do sector, para ao mesmo tempo revisar a evolución reguladora e institucional do mesmo, dada a importancia fundamental de ambos factores para entender a situación de Unión Fenosa.

O sector non pode ser analizado sen atender ao seu nacemento e desenvolvemento até finais dos anos 30, que en boa medida configuraron a estrutura empresarial eléctrica en España, ao igual que as sucesivas modificacións reguladoras, dende un modelo de autorregulación empresarial até a liberalización eléctrica, pasando por unha nova regulación con maior capacidade intervencionista nas décadas dos 80 e 90.

3.2. O sector eléctrico español até 1973

3.2.1. Os inicios da electricidade en España

Dende que se realizou a primeira venda de fluído eléctrico en Barcelona no ano 1870, o desenvolvemento do sector eléctrico español a finais do século XIX e comezos do XX responde, como en moitos outros puntos de Europa, ao desenvolvemento de empresas de base municipal para abastecer a subministración eléctrica a curtas distancias mediante tecnoloxía termoeléctrica (Sudrià, 1990), caracterizada por un elevado custo e dependencia exterior (o carbón español era substancialmente máis caro que o importado do Reino Unido) e unha incapacidade de aproveitar a tecnoloxía hidroeléctrica por atoparse afastada dos centros de consumo, o que a volvía ineficiente pola falta de avances técnicos en materia de transporte.

A propiedade destas empresas terá unha base fundamentalmente privada, nun desenvolvemento similar ao de países como Francia e Italia, funcionando en réxime de concesión [95] (Latonda, 2011), caracterizándose por un marco lexislativo que evolucionaba dun xeito máis lento que o propio sector e cunha falla de interese dende as institucións públicas locais para o apoio financeiro aos proxectos eléctricos (Sudrià, 2007).

[95] Os casos británico e alemán poden servir de exemplo diferente, onde existen empresas e capital público no seu desenvolvemento. Aínda hoxe en día algún país nórdico mantén esta estrutura de propiedade no seu sistema eléctrico, con empresas públicas de base municipal.

Do mesmo xeito, é importante destacar que no caso español este investimento terá tamén base estranxeira, nunha política da industria de bens de equipo europea (fundamentalmente alemá) de controlar o mercado a través do control directo das compañías ás que venden os seus produtos (Sudrià, 1990), e copando os mercados urbanos europeos na estratexia coñecida como *Unternehmergeschäft,* de cara a xerar tamén unha dependencia tecnolóxica das casas matrices (Hertner, 1986). Unha estratexia inicialmente desenvolta polas grandes casas alemás pero que como resultado da Primeira Guerra Mundial foi herdada polas súas competidoras belgas e suízas.

Como exemplo, as dúas principais compañías na cidade de Madrid a comezos do século XX foran constituídas con capital maioritariamente alemán, francés e inglés (Lázaro, 1972). Esta situación amósase normal dado o desenvolvemento eléctrico en Europa, onde os países máis avanzados garantían un maior control das súas compañías, mentres a periferia vía como as empresas eran maioritariamente creadas con capital estranxeiro: cos valores extremos do Reino Unido, onde só o 2% do capital nas empresas eléctricas era estranxeiro, ou Alemaña, co 10%, até valores inversos en países como Letonia, Romanía, Rusia ou Bulgaria, todos eles superando o 90%. No ano 1914 España mantiña unha posición intermedia nesta situación: o 30% do capital era estranxeiro [96] (Hausman, Hertner & Wilkins, 2008).

Será a partir das décadas de 1910 e 1920 cando un novo shock tecnolóxico[97] no sector permita o transporte de electricidade cun maior grao de aproveitamento a longas distancias, o que remata por modificar a escala óptima das empresas eléctricas dunha base local a outra rexional [98], podendo aproveitarse dos beneficios das economías de escala e configurándose en moitas ocasións, de facto, en monopolios naturais (Pueyo, 2007).

Tamén neste período aumentará a regulación sobre o sector, tradicionalmente escasa no caso español, polo que por primeira vez serán precisas autorizacións

[96] Se ben este dato ten que ser matizado dada a estratexia das grandes matrices europeas do sector eléctrico, que en moitas ocasións creaban as empresas con socios locais para abastecer tecnoloxicamente este novo mercado e unha vez garantida esta relación económica e tecnolóxica vender a súa participación para iniciar este proceso nun novo mercado (Bartolomé, 2007a).

[97] Un shock tecnolóxico en termos de capacidade de transporte pero tamén en canto ás melloras no aproveitamento hidroeléctrico: entre os anos 1917 e 1931 a altura e o caudal empregados nas centrais multiplicaríase por tres (Bartolomé, 2007a).

[98] Neste sentido, o exemplo galego é a Sociedad General Gallega de Electricidad, constituída no ano 1923 mediante a fusión de varias das maiores empresas de base local en Galiza, e que absorverá progresivamente boa parte das empresas existentes no territorio galego ao longo da década seguinte (Carmona & Nadal, 2005; Pueyo, 2007), se ben outras grandes empresas do sector nacen antes, como os casos de Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española, nos anos 1901 e 1907 respectivamente.

da administración para a fixación de tarifas por parte das empresas distribuidoras e se racionalizan as normas para a utilización das cuncas mediante a creación das Mancomunidades Hidrográficas e a cualificación da subministración eléctrica como servizo público, o que obrigaba a certas prerrogativas ás empresas subministradoras e incrementaba a capacidade de intervención da Administración no sector (Antolín, 2016).

Do mesmo xeito, a base produtiva trasládase do uso de carbón en centros próximos ao consumo cara as centrais hidroeléctricas (Bartolomé, 2007a), chegando a representar esta tecnoloxía máis do 80% da produción eléctrica total entre os anos 1910 e 1945, dado a importante redución de custos que presentaba esta tecnoloxía fronte a outras (Antolín, 2006), e supoñendo un aumento de escala do sector, que progresivamente incrementa a súa capacidade produtiva.

Table 8: Evolución da produción eléctrica. 1900 - 1936

Ano	Índice de produción de electricidade	Índice da renda nacional a prezos constantes
1900	100	100
1910	271	122
1920	1.093	148,1
1930	2.947	190,7
1936	3.406	205,3

Fonte: Elaboración propia a partir dos datos de Bartolomé, I. (1999). Os datos para a renda nacional obtidos en Velarde, J. (1990). Ideología y sector eléctrico español. *Electricidad y desarrollo económico. Perspectiva histórica de un siglo, Oviedo*. Páxina 197.

*É importante subliñar a complicación para a obtención de datos de produción eléctrica no período analizado, amosándose cifras que mesmo chegan a duplicarse dependendo da fonte empregada. Empregamos os datos de Bartolomé precisamente por ser a fonte máis fiable dada a cantidade de documentación primaria empregada para as táboas realizadas.

Se ben nos primeiros anos de século o crecemento eléctrico é escaso, a segunda metade do período amosa un crecemento acelerado, multiplicando por 34 a produción anual en 36 anos, mentres a renda nacional pouco máis que se duplicaba.

Se ben o crecemento é exponencial, a comparativa europea amosa a España como un Estado de electrificación tardía, superado amplamente polos veciños do Centro e Norte de Europa (Bartolomé, 2007a), onde o rápido incremento da potencia instalada se realiza na primeira década do século, mentres España vive

ese proceso na década posterior ao ano 1915[99], non sendo capaz de converxer con estes países nas décadas posteriores.

3.2.2. Décadas de 1930 e 1940: a crecente concentración, as dificultades derivadas da Guerra e o novo contexto internacional dende a política autárquica franquista

Esta realidade leva tamén a unha forte concentración do sector para adaptarse á nova escala do mercado: en 1930 as maiores dez empresas eléctricas controlaban máis do 70% do mercado (Sudrià, 1990). Ao mesmo tempo, o cambio tecnolóxico tamén é notable, onde as centrais hidroeléctricas (competitivas unha vez existen melloras técnicas no transporte eléctrico) supoñen até o 75% da electricidade producida nos primeiros anos da década de 1930.

Do mesmo xeito, a evolución rexional e empresarial dá lugar a unha dupla situación característica do sector eléctrico español: unha elevada concentración sobre dous grupos empresariais: a Canadiense para o mercado catalán e o holding ao redor do *Grupo Hidroeléctrico*, mentres se convivía cun importante grupo de empresas de menor tamaño que estaban configurando os seus propios mercados rexionais periféricos, como o galego ou o andaluz[100], e conseguían sobrevivir aínda moitas empresas de base local que progresivamente ían sendo absorbidas polas grandes do sector. Así, no ano 1935 existían 23 grupos empresariais que controlaban 100 empresas e con elas o 90% do mercado, repartíndose o 10% as outras 340 empresas do sector[101] (Bartolomé, 2007a).

Se ben as empresas de base rexional se constituíron con éxito, as súas áreas de influencia quedaron claramente delimitadas con escaso contacto entre elas. A configuración rexional do mercado eléctrico facía que as empresas existentes

[99] Coincidindo precisamente cos momentos de maior intensificación dos usos industriais da electricidade, polo que o retraso na industrialización española supón tamén un freo para un rápido desenvolvemento eléctrico: en moitos casos o problema era de falta de demanda eléctrica.

[100] Mentres nos mercados periféricos se constituían empresas de base rexional para o control dos mesmos, nos mercados controlados polo Grupo Hidroeléctrico modificouse a situación ante a agresiva actuación do Banco Bilbao co desenvolvemento de Saltos del Duero, empresa que podía ameazar a hexemonía que o Grupo Eléctrico (Vizcaya, Central, Español de Crédito e Urquijo) mantiña nos mercados vasco, centro e Levante (Díaz Morlán, 1998). Non foi este o único caso nos anos 30 de intento de pelexar o mercado tradicional do Grupo, xa que o mercado levantino foi tamén obxecto de loita fronte Hidroeléctrica Española e a Lute, controlada pola belga ELECTROBEL (Hidalgo, 2012).

[101] Un interesante exemplo de desenvolvemento de empresas eléctricas de pequeno tamaño pode atoparse en Pavón (2010) para o desenvolvemento eléctrico nas cuncas do Fluvià e o Muga ou en Martínez (2008) sobre a experiencia de ENGASA no mercado galego en épocas máis recentes como unión cooperativa de pequenas empresas eléctricas nacidas, nalgúns casos, a finais do século XIX.

tentaran reforzar os seus propios mercados, polo que os investimentos se orientaban a aumentar a capacidade instalada e mellorar as redes de distribución nas súas áreas de influencia, pero non existían incentivos para que se realizaran interconexións entre estes mercados rexionais, o que suporá un problema no medio prazo para o sector ao existir doce sub-mercados eléctricos escasamente vertebrados[102].

Unha mostra desta situación é o retraso na rede de interconexión eléctrica no conxunto do Estado: no ano 1935 Francia contaba cun tendido eléctrico máis de sete veces máis longo (medido en km) que España, o que amosa unha maior capacidade de interconexión entre rexións e tamén un maior grao de mallado para a diversificación de consumidores (Bartolomé, 2007a).

Table 9: Mercados do sistema eléctrico español. 1935

Zona	Principais empresas
Cataluña	Barcelona Traction e Fluído Eléctrico
Centro – Norte	Ibérica e Saltos del Duero
Centro – Levante: -Madrid -Levante	 Hidrola e Unión Eléctrica Madrileña (UEM). Hidrola, Riegos de Levante e Compañía de Luz y Fuerza de Levante (LUTE).
Noroeste: -Galiza -Asturias -Cantabria	 Sociedad General Gallega de Electricidad. Cantábrico, Langreo. Viesgo.
Aragón: -Norte de Huesca -Zaragoza	 Energía e Industrias Aragonesas. ERZ.
Andalucía: -Andalucía Oriental e Badajoz -Málaga -Córdoba – Jaén – Granada	 Sevillana de Electricidad. Chorro. Mengemor.

Fonte: Pueyo (2007).

Esta realidade no mercado interno ten outras dúas características relevantes:

[102] A excepción a esta situación supoñíaa Saltos del Duero, dada a súa posición de produtora lonxe dos grandes mercados, o que a obrigaba ao transporte a distancias relativamente lonxanas e a configurarse como monopsonio pola dependencia asumida contra as empresas distribuidoras que mercarían a súa produción eléctrica (Díaz Morlán, 1998; Bartolomé, 2007a).

a) Unha moi elevada desigualdade interna entre os territorios do Estado. Tanto a demanda global como a demanda por habitante de electricidade amosa enormes diferenzas: Cataluña e País Vasco mantiñan un consumo eléctrico por habitante máis de dez veces superior ao galego.
b) Un retraso relativo a outros países europeos en materia de consumo eléctrico. España mantiña unha produción eléctrica por habitante que non chegaba a un terzo da produción en países do entorno como Alemaña, Francia ou Gran Bretaña, e menos da metade da produción por habitante que Italia. Esta realidade vén determinada non tanto pola escasa interconexión eléctrica ou a falta de capacidade produtiva, senón máis ben pola escasa industrialización existente en España en relación a outros países europeos (Sudrià, 1990).

Esta situación prodúcese ademais nun contexto derivado da Primeira Guerra Mundial no que os prezos do carbón aumentaron e, polo tanto, tamén os prezos da electricidade[103]. No caso español establécese de xeito definitivo o servizo eléctrico como un *servizo público* no ano 1924[104], derivado da crecente presión intervencionista pola elevada inflación e os sucesivos incumprimentos das concesións eléctricas (Ariño & López de Castro, 1998). A evolución europea no sector eléctrico de comezos de século marca os tres elementos sobre os que as institucións públicas poden incidir: a existencia de empresas públicas, a regulación e a política tarifaria.

A medida que existe un crecente intervencionismo en Europa, a situación española caracterízase por tres elementos:

a) a escaseza de proxectos municipais públicos e a importancia do capital estranxeiro no desenvolvemento de empresas eléctricas privadas, o que limita a capacidade de crear empresas públicas de escala rexional.
b) O non desenvolvemento dunha lexislación axeitada aos cambios no sector, baseada na pasividade reguladora, máis alá de elementos concretos como as concesións[105], ademais caracterizada por unha regulación claramente liberal que facilitaba que se outorgaran as mesmas (Bartolomé, 2007a).
c) Inexistencia de política tarifaria global máis alá do control do cumprimento dos contratos entre privados.

[103] O prezo da importación do carbón multiplicouse por doce entre o verán de 1914 e comezos do ano 1918 (Sudrià, 1990).
[104] Se ben a Lei 54/1997 do 27 de Novembro (a lei eléctrica española vixente) recoñece o servizo eléctrico simplemente como ben de *interese económico xeral*.
[105] Evidentemente, non podemos confundir a pasividade reguladora ca inexistencia de regulación. Obrigas legais relativas a permisos, licenzas ou concesións son instrumentos indiscutibles en calquera regulación, tamén na España de comezos de século.

Ademais, o contexto político estatal e internacional terá unha importancia fundamental. Se ben o período 1939 – 1945 é catastrófico para Europa derivado da Segunda Guerra Mundial, co que isto supuxo en termos de destrución de capacidade eléctrica produtiva[106], España sofre un proceso similar pero en anos anteriores, entre 1936 e 1939, derivado da Guerra Civil[107].

En liñas xerais, o conflito armado supón unha paralización dos investimentos en novos activos eléctricos, o que terá como consecuencia unha situación de desabastecimento na década de 1940, o que se situará como un dos graves problemas económicos para o goberno franquista[108], existindo restricións no consumo eléctrico durante máis dunha década (Bosch, 2007), se ben os efectos sobre a capacidade produtiva déronse de xeito desigual entre territorios e empresas, non producíndose unha situación de desmantelamento produtiva xeralizada no sector eléctrico.

Do mesmo xeito, a capacidade de operación de moitas das empresas eléctricas foi complexa dado que parte da súa capacidade instalada estaba en territorio controlado polo goberno republicano e outra parte en territorio controlado polos golpistas, mentres algúns dos Consellos de Administración das compañías (como son o caso de Hidroeléctrica Española, Hidroeléctrica Ibérica ou Unión Eléctrica Madrileña) viviron a mesma situación, cas dificultades que iso implica para a toma de decisións (Díaz Morlán & San Román, 2009; Lázaro, 1972).

Aínda mantendo a situación de neutralidade, a Segunda Guerra Mundial tamén tivo un forte impacto no desenvolvemento do sector en España pola incapacidade de importación de materiais para a ampliación de capacidade. Unha vez rematado o conflito, as sancións exteriores continuaron supoñendo un problema nesta dirección. Do mesmo xeito, a política autárquica dificultou a importación de equipos (cos conseguintes problemas de produtividade para o sector) e incidiu negativamente no investimento estranxeiro (como na nacionalización da Barcelona Traction e a liquidación da participación suíza en Sevillana).

[106] Se ben o impacto da guerra levou á destrución de capacidade instalada e a unha menor produción, tamén é certo que durante o transcurso da mesma se levaron a cabo intensos procesos de aumento de capacidade instalada pola crecente necesidade de electrificación da industria de guerra, o que sentaría bases importantes para o sector eléctrico europeo de posguerra (Lagendijk, 2008).

[107] Ao que hai que sumar a grave crise económica internacional iniciada no ano 1929 e a inestabilidade política exterior.

[108] Nos anos 30 existía un exceso de oferta eléctrica, pero a comezos dos anos 40 esta situación invírtese provocando problemas crónicos de falta de oferta dando lugar a restricións até o ano 1957 (Pueyo, 2007).

Do mesmo xeito, as empresas apuntaban outros tres elementos como explicación aos desabastecimentos: a inexistencia dunha rede única (o sistema era explotado de xeito rexional con empresas con escasa interconexión entre os seus mercados), unhas negativas condicións climáticas con baixa hidraulicidade e o conxelamento das tarifas eléctricas, que fixaban un prezo *artificialmente baixo* (definido así polas empresas) e que ademais contribuía á substitución doutro tipo de combustibles pola electricidade nun contexto de incrementos de prezos internacionais por efecto da Segunda Guerra Mundial, dándose unha dupla motivación para o incremento do consumo.

A estes cinco elementos tradicionalmente empregados dende os reguladores e as empresas eléctricas (falta de choiva, incapacidade de adquisición de compoñentes e industria básica, conxelamento de tarifas, inexistencia de rede e xestión unificadas do sistema eléctrico e o importante aumento do consumo ao finalizar a guerra) hai que engadir un sexto apuntado por Díaz Morlán & San Román (2009): os acordos entre empresas realizados nos anos 30 impediron que se desenvolveran investimentos en nova capacidade.

En particular Saltos del Duero, como principal produtora española do momento, tiña asinado un convenio con empresas de menor tamaño, nomeadamente Hidrola e Ibérica, pero tamén Unión Eléctrica (Lázaro, 1972) polos que Duero sería a encargada principal de desenvolver nova potencia (Antolín, 2006), o que impediu a comezos dos anos 40 que estas empresas ampliaran a súa capacidade (como era a súa intención) mentres Saltos del Duero retrasaba a posta en funcionamento de novas centrais, sen facer mención nos seus Consellos de Administración á cuestión das tarifas e facendo fronte á captación de capital sen problemas (Díaz Morlán & San Román, 2009), o que supoñía un importante problema porque implicaba un retraso no plan industrializador franquista, situación que finalmente é solventada unha vez Hidroeléctrica Española absorbe a Saltos del Duero.

A propia Hidroeléctrica Ibérica realiza ampliacións de capital nos anos 30 e inicios dos 40 precisamente na dirección de ampliar a potencia instalada, indicando explicitamente que teñen como obxectivo

> "*realizar un amplio programa de nuevas obras, en su mayor parte complementarias de las ya ejecutadas en el Pirineo Aragonés; costear las reparaciones de las averías sufridas por los Saltos el Cinca y Cinqueta durante la guerra y cancelar parte de la actual deuda flotante de la Sociedad*" (Antolín, 2006).

Sudrià (2007) fai mención a estas tensións empresas – Estado, onde os mecanismos de negociación de tarifas de xeito implícito levaban aparelladas

dúas ameazas cruzadas: as empresas podían presionar a través do retraso na posta en funcionamento de nova capacidade instalada, mentres o Estado podía ameazar con maior responsabilidade das empresas públicas no sector.

Os anos 40 significarán un punto de inflexión tanto no sector eléctrico europeo como na evolución do sector eléctrico español. No caso europeo a reconstrución posterior á Segunda Guerra Mundial e a existencia dun forte consenso da necesidade de intervención na economía, unido ao importante peso político das organizacións socialistas e comunistas da Europa Occidental, derivou na nacionalización do sector eléctrico tanto en Francia (1946) como no Reino Unido (1946 - 1948). Do mesmo xeito, aqueles lugares onde se preservou a propiedade privada modificaron a súa regulación eléctrica de cara a ter cada vez maior capacidade de intervención no sector, manténdose esta situación inalterada até os anos 70 (Chick, 2007).

Se ben os anos 40 son os anos máis duros do illacionismo económico español, o debate na estrutura de propiedade non ficará fóra da evolución do sector, senón ao contrario: suporá un dos grandes debates en materia económica da década no seo do goberno franquista. En particular, existirá unha forte loita entre o INI[109] e as propias empresas eléctricas, que constituirán a patronal UNESA (en 1944)[110] para defender os seus intereses fronte a unha máis que posible nacionalización[111].

As motivacións básicas dende o INI partían da base da necesidade dunha forte intervención na economía para o desenvolvemento industrial español nun contexto de autarquía económica, onde a electricidade supuña un piar fundamental para evitar posibles conxestións na subministración eléctrica que dificultaran a produción no crecente polo industrial que se estaba creando ao redor do propio INI. Polo tanto, a motivación non era de simple necesidade de intervención, senón tamén de obter garantías de cara á seguridade de subministración das novas empresas públicas.

[109] Neste escenario é fundamental entender a figura de Juan Antonio Suanzes, fundador e Presidente do INI e posteriormente Ministro de Industria entre os anos 1945 e 1951 (cargo que xa ocupara durante a guerra nos anos 1938 e 1939), firme partidario dun forte intervencionismo que chocaba frontalmente cos intereses das empresas privadas.
[110] O mesmo ano no que se realiza a fusión entre Hidroeléctrica Ibérica e Saltos del Duero, creando un dos xigantes do sector. Unha vez realizado este proceso de fusión o mapa empresarial español quedará prácticamente inalterado durante o franquismo.
[111] E non simplemente a ameaza de nacionalización, senón a activa busca de afogar calquera intento de desenvolver competidores dende as institucións públicas tanto de base estatal como local ou modelos cooperativos que puideran afectar aos seus intereses (Capel, 1994).

Este forte conflito no seo do franquismo derivou nunha *solución de consenso* onde ningunha das dúas partes atopou todas as súas aspiracións cumpridas: dunha parte UNESA conseguiu o favor de Franco para que o sector non fora nacionalizado mentres, pola outra banda, nacían dúas empresas públicas directamente relacionadas co sector eléctrico: ENDESA (constituída no ano 1944 como primeira empresa pública non de base municipal) e ENHER[112] (Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, constituída no ano 1946) e unha terceira, ENCASO[113] (constituída no ano 1942), indirectamente ligada a el (Latonda, 2011).

Se ben este consenso pasaba porque as novas empresas públicas operaran de cara a garantir o abastecemento eléctrico das empresas do INI, estas comezaron a introducirse tamén na comercialización eléctrica, polo que de facto sempre existiu un conflito latente no sector, tendo en conta que non existía simplemente unha contraposición empresas públicas - empresas privadas, senón que o INI e o propio goberno non sempre mantiveron os mesmos intereses. Como exemplifica Sudrià (2007), o INI actuaba en materia eléctrica na busca de tres obxectivos:

a) O autoabastecemento das súas empresas.
b) A ocupación de espazos produtivos libres.
c) A utilización dos mecanismos do Estado para impoñer as condicións máis vantaxosas para os seus intereses[114].

Esta situación materializábase, dunha banda, co papel de ENDESA co seu continuo crecemento da produción térmica buscando incorporarse tamén ao mercado de comercialización e, pola outra, ca agresiva estratexia de ENHER para absorber o mercado catalán, con continuas loitas inicialmente ca Barcelona Traction (que controlaba máis do 20% do mercado eléctrico estatal) e posteriormente con FECSA e unha forte expansión da súa capacidade hidroeléctrica, o que rematou cos acordos da empresa con Francia para a exportación eléctrica[115].

[112] No caso de ENHER, centrada esencialmente no control do sector en Cataluña, única empresa pública cunha base territorial concreta (Fàbregas Vidal, 2017).
[113] Para facernos unha idea das actuacións do INI e os seus intereses, ENCASO, constituída como empresa adicada á fabricación de carburantes e lubricantes sintéticos, desenvolveu proxectos de xeración eléctrica baixo o pretexto de subministrar ás súas fábricas, pero remata vendendo electricidade a empresas distribuidoras de electricidade, polo que pasou a ter incidencia directa no mercado da produción eléctrica.
[114] Neste sentido, os conflictos para ocupar parte do mercado con empresas privadas foron recurrentes, como o caso da *Barcelona Traction, Light and Power*, controlada pola belga SOFINA.
[115] Este caso é paradigmático da falta de organización global no sector: a exportación de electricidade barata producida mediante potencia hidroeléctrica con baixos custos obrigaba a incrementar produción global mediante centrais térmicas con custos maiores, o que en última instancia era unha situación que podía ser positiva para o balance de ENHER pero negativo para os custos globais do sector.

Esta situación empresarial será unha fonte de conflitos entre as empresas públicas do INI e as empresas privadas de UNESA en numerosas ocasións até a saída definitiva de Suanzes do INI no ano 1961, o que supón que o Estado acepta o papel subsidiario das empresas eléctricas públicas e a preponderancia das empresas privadas.

3.2.3. A década de 1950: nova regulación e consolidación do sector

Sobre este escenario os anos 50 comezan cunha importante novidade: a modificación do sistema tarifario para a creación das Tarifas Tope Unificada (TTU), aprobado no ano 1951 e finalmente aplicadas a partir do ano 1953, sobre a base da fixación de tarifas en base a uns prezos medios diferenciados polo tipo de consumidor, onde era a propia UNESA a encargada de asumir a coordinación das transferencias entre empresas como garante da subministración. Ademais, este novo sistema homologaba os prezos xeograficamente, imposibilitando a diferenciación tarifaria por territorio[116]. A importancia das TTU é innegable, manténdose como mecanismo de fixación de tarifas practicamente sen mudanzas até o ano 1973.

Se ben este mecanismo significou a existencia por primeira vez dunha política tarifaria global, non estivo exento de problemas. En primeiro lugar, porque nas tarifas non se incorporaron provisións para os investimentos en nova capacidade, o que provocaba tensións entre UNESA e o Estado para a fixación do prezo medio das TTU, se ben os incrementos de produtividade, as melloras técnicas e a mellora de mecanismos de financiamento facilitaba a expansión da potencia instalada. Ao mesmo tempo, a tradicional escasa capacidade de autofinanciamento da industria española obrigaba ao sector a un nivel de endebedamento superior ao dos países da contorna (Pons, 2001).

Ademais, existiron tres elementos que por falta de intervención provocaban problemas sectoriais: por unha banda a ausencia de información real das empresas eléctricas sobre a súa estrutura de custos dificultaba que a fixación dos prezos fora realista, dando lugar a un claro problema de información asimétrica entre as empresas e a administración; pola outra, a falta de regulación sobre a

[116] Este elemento resulta de importancia porque a estratexia de desenvolvemento da capacidade instalada realizouse sobre a periferia do Estado cun forte interese en que esta produción fora subministrada aos novos polos industriais. Polo tanto, existía unha vontade clara por parte da política industrial franquista de especialización na produción eléctrica en rexións que non puideron aproveitar as vantaxes competitivas de ser produtoras para fixar industria no seu territorio. Un dos casos paradigmáticos desta situación periférica é o galego. Para observar as diferenzas de prezo por territorio en 1934, que chegaron a supoñer diferenzas de máis do 200% segundo a rexión, é de interese revisar a Martínez (2016).

planificación xeraba políticas de investimentos individuais entre as empresas, que non tiñan por que ser eficientes analizando o mercado como conxunto[117]. Por último, a ausencia dun marco de compra-venda entre as diversas empresas provocou conflitos internos no seo de UNESA, onde aquelas empresas con pequenos mercados (e as empresas do INI, sen dereito de acceso directo ao mesmo) quedaron en situación de inferioridade ao ter que asinar contratos deste estilo (Sudrià, 2007).

En paralelo, a falta de oferta eléctrica levaba á necesidade de instalar nova potencia. Dado o carácter rexional do mercado, onde cada empresa mantiña unha área de influencia e as interconexións entre rexións eran escasas, as empresas realizaban os seus plans de expansión pensando no seu propio mercado e non no conxunto do sistema, polo que a estratexia de crecemento da potencia podía ser correcta dende o punto de vista da empresa, pero levaba á infrautilización de activos analizando o sistema como unha unidade, xa que de aproveitarse interconexións o grao de utilización das centrais sería superior ao abastecer un mercado de maior tamaño (Sudrià, 2007), polo que os coeficientes de utilización serían inferiores aos óptimos.

Do mesmo xeito, o sistema tamén outorgaba subvencións para a construción de novas centrais, polo que existían incentivos para que cada empresa producira a maior cantidade de fluído eléctrico no seu territorio en lugar de realizar contratos de compra-venda. Ao mesmo tempo, que as tarifas non se rexionalizaran enviaba sinais erróneas ás empresas, xa que os custos e perdas de transporte non eran relevantes para o cálculo empresarial, polo que remataron por darse situacións onde a rede non acadaba óptimos, cunhas perdas de transporte superiores ás que deberían terse producido e evitando que empresas industriais puideran obter vantaxes de localización en zonas próximas á produción eléctrica[118].

Ademais, entre os anos 40 e 50 desenvólvese un novo proceso de concentración. A creación de Iberduero como fusión de Hidroeléctrica Ibérica e Saltos del Duero,

[117] Estes investimentos podían ter unha grande lóxica individual pero carecen de sustento económico dende o punto de vista sectorial. O exceso de investimentos na capacidade de producción de cada empresa derivou nun incremento dos custos do capital global do sector e un deterioro do factor de carga estatal, tendo un exceso de capacidade instalada pero unha escasa interconexión eléctrica entre rexións que permitira intercambios máis eficientes.

[118] Unha situación que especialmente para a periferia produtora de electricidade supoñía limitar a súa capacidade de desenvolvemento industrial en relación ao réxime tarifario *rexionalizado* previo, como ben indica Pueyo (2008): "*las tarifas que cobraba cada empresa variaban de un cliente o tipo de cliente a otro y entre las distintas áreas de implantación, reflejando así su historia particular de creación del mercado y de expansión territorial.*"

controlada polo Banco de Vizcaya[119], significou que este banco chegou a controlar máis do 40% da produción eléctrica total a finais dos anos 50, tendo en conta tamén as súas participacións noutras empresas de relevancia como Electra de Viesgo, Hidroeléctrica Española ou Sevillana de Eeslectricidad (Alday, 2001), e sendo unha panca fundamental para o financiamento dos novos investimentos da compañía (Antolín, 2006).

A concentración destas dúas empresas tamén integraba no consello de administración ao principal accionista de Saltos del Duero (o Banco de Bilbao) e a outro banco con importantes intereses eléctricos, o Urquijo, que mantiña unha participación minoritaria pero relevante en Saltos del Duero (o 20% do capital) e participacións tamén no negocio eléctrico madrileño (Díaz Morlán, 1998). Así, a banca vasca mantiña unha posición dominante no mercado eléctrico estatal derivado da súa precoz participación no sector, iniciando unha estratexia de importantes investimentos case con vinte anos de antelación ao resto do Estado (a excepción de Cataluña) derivado dunha serie de factores que facilitaban este proceso (Valdaliso, 2006).

Neste período tamén desaparece progresivamente o capital estranxeiro, con especial importancia na transformación da *Canadiense* en Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA) e o impulso das tres empresas públicas Endesa, ENCASO e Enher. Este contexto xa amosa un elevado grao de concentración, tendo ademais en conta que as empresas resultantes mantiñan, na práctica, monopolios rexionais con escasa competencia e interconexións. Así, o 60% da produción eléctrica era controlada dende tres grupos de poder: as empresas controladas polo Banco de Vizcaya, as empresas públicas creadas dende o INI e FECSA, como principal empresa do mercado catalán.

Por outra banda, a situación nos anos 50 tamén mellora pola mudanza da política exterior derivada dos acordos cos Estados Unidos, particularmente no relativo á importación de bens de equipo (un tradicional problema para o goberno autárquico), o que permitía unha mellora de eficiencia na produción e tamén reducir as perdas asociadas ao transporte eléctrico[120].

---

[119] Coñecido como o banco eléctrico pola súa estratexia de banca industrial orientada especialmente cara as actividades eléctricas. Para facernos unha idea deste interese, no mesmo ano de constitución do banco, 1901, iniciaron a súa actividade de financiamento de actividades eléctricas en Hidroeléctrica Ibérica, facéndose co control da compañía no ano 1905 (Valdaliso, 2006).

[120] Hai que subliñar que as perdas de enerxía eran un enorme problema para o sector: entre os anos 1940 e 1945 as perdas supoñían máis dun 26% da producción, cando no período 1931 – 1935 non chegaban ao 21%. Polo tanto, os problemas para a obtención de novos bens de equipo e materiais para a reparación e o mantemento fixeron aumentar os níveis de perdas durante unha década (Sudrià, 1990).

3.2.4. A expansión eléctrica de finais dos anos 50 a comezos dos 70

Despois de máis de 20 anos moi complexos para o sector eléctrico, pódese dicir que a partir do ano 1957 (ca sinatura dos acordos cos Estados Unidos) ábrese unha nova etapa que permitiría unha nova expansión do sector. As mellores relacións internacionais permitían novos acordos económicos, a capacidade de financiamento ampliábase para novos proxectos, a regulación eléctrica contiña importantes vantaxes para as empresas (particularmente en materia tarifaria) e a capacidade de organización empresarial (agrupadas en UNESA) garantía unha importante capacidade de presión para consolidar o seu crecemento.

A primeira e máis importante consecuencia deste novo contexto é un moi elevado incremento da potencia instalada para facer fronte á crecente demanda eléctrica na segunda expansión hidroeléctrica (duplicando entre 1957 e 1964 a potencia previa, con 3.000 MW instalados e un crecemento anual de máis do 8,5% para o conxunto do sector) e, posteriormente, cun forte crecemento da enerxía termoeléctrica, baseada primeiro no fuel, posteriormente no carbón e, por último, nas primeiras centrais nucleares (Sudrià, 1990).

Esta evolución é lóxica dado que a capacidade hidroeléctrica comezaba a esgotarse, polo que progresivamente a nova produción se orientaría cara a tecnoloxía térmica. Entre os anos 1964 e 1973[121] prodúcese o maior período de expansión na produción eléctrica española, só comparable até ese momento cos anos 20: por riba do 10% anual, onde a potencia térmica chega a multiplicarse por tres.

Neste período ademais prodúcese un fenómeno importante que orientará a produción eléctrica internacional: o carbón aumentaba os prezos mentres os derivados do petróleo eran cada vez máis baratos, o que aumentaba o interese deste combustible para as novas plantas térmicas.

Table 10: Evolución dos prezos reais de produtos enerxéticos en España. 1960 - 1973

Ano	Carbón	Fuel-oil	Electricidade
1960	100	100	100
1965	104	79	95
1970	119	66	103
1973	132	56	90

Fonte: Sudrià, C. (1990). La industria eléctrica y el desarrollo económico de España. *Electricidad y desarrollo económico: perspectiva histórica de un siglo. Oviedo: Hidroeléctrica del Cantábrico*, 155. Páxina 180.

Se ben esta decisión parece lóxica, terá profundas consecuencias na década de 1970 co enorme incremento de prezos dos derivados do petróleo nos mercados

[121] O ano 1973 supón un punto de inflexión na producción española porque por primeira vez a producción térmica supera á hidroeléctrica.

internacionais. Hai que ter en conta ademais tres factores que agravaron a situación creada polo incremento do prezo do petróleo: a elevada exposición á importación de derivados, cunha nula produción propia; a superior dependencia do petróleo en relación a outras tecnoloxías comparado con países do entorno e as decisións económicas que fixeron que o Estado absorbera parte do incremento do custo, o que xeraba incentivos a continuar incrementando o uso do petróleo en lugar de transitar cara outras tecnoloxías máis baratas.

Ao mesmo tempo, inician a súa produción as tres centrais nucleares de primeira xeración en España (Zorita, Garoña e Vandellós), chegando a sumar 1.120 MW e representando máis do 8% da produción eléctrica total en 1973.

3.3. A situación do sector durante o nacemento de Unión Fenosa

Se ben Unión Fenosa nace no ano 1982 será de enorme importancia analizar a evolución do sector non dende este mesmo ano, senón dende 1973, pola importancia que teñen estes nove anos en diversos eidos: transformacións políticas, asentamento dunha nova política reguladora en materia enerxética e eléctrica, deterioro da economía española por causa da crise, impacto da evolución dos prezos do petróleo, desenvolvemento da tecnoloxía nuclear ou o crecente endebedamento empresarial son elementos fundamentais para entender o contexto do nacemento da empresa. Para facernos unha idea do cambio de escenario, as taxas de crecemento da potencia instalada superiores ao 10% para o período previo mudan a un escaso 4,3% entre os anos 1973 e 1987.

O ano 1973 supón un antes e un despois na evolución enerxética internacional. A primeira crise do petróleo supuxo un shock de prezos que desembocou na mudanza radical da política enerxética en múltiples países, entre eles tamén España. É interesante sinalar que, sen embargo, España transitou un camiño diverxente ao de outros países do entorno, tratando dende as institucións públicas de internalizar os custos do fuel-oil en lugar de trasladar ao mercado esta situación. O resultado foi que os prezos do petróleo aumentaron no mercado un 20%, mentres os seus custos o facían un 150% (Sudrià, 2006a).

As consecuencias desta decisión foron que mentres se realizaban importantes transformacións industriais e nos patróns de consumo enerxético nos países do noso entorno, España adaptouse moito máis lentamente a esta situación pola incorrecta evolución dos prezos de mercado e unha estratexia de planificación durante os anos 70 que apostaba por tecnoloxías substitutivas do petróleo que precisaban dun longo prazo para a entrada en funcionamento (concretamente, a enerxía nuclear).

Ademais, o sector eléctrico español era particular en canto á organización

empresarial, non tratándose dun *modelo tradicional* estrito. A convivencia entre empresas públicas e privadas non era habitual no noso entorno nestes anos, existindo un modelo de empresa pública integrada (Reino Unido, Francia, Italia e, xa no ano 75, Portugal) ou de empresas privadas (Alemaña), pero non era habitual un modelo mixto como o español. Ademais, o enorme peso outorgado dende a administración ás empresas (e en particular á súa patronal, UNESA), determinaba a existencia dun modelo caracterizado pola *autorregulación empresarial*, termo empregado por diversos autores (Gómez Mendoza, 2007; Pueyo, 2007) dado que, como indica Garrués Irurzun (2016c):

> *"Aunque para algunos autores el periodo de Autorregulación Empresarial pudiera calificarse también de regulación tradicional, porque el Estado, desde el punto de vista jurídico-formal, mantuvo el poder regulador, […] se sostiene una opinión bien diferente, porque —aunque parezca extraño— la dirección y la gestión de la regulación la acabó ejerciendo el regulado, UNESA."*

3.3.1. A autorregulación empresarial

Unha vez resolto o conflito continuo entre UNESA e o INI[122], podemos asumir que comeza unha nova etapa caracterizada pola autorregulación empresarial (Garrués Irurzun, 2016c; Pueyo, 2008). Esta situación ten moito que ver ca configuración política resultante dos primeiros anos do goberno franquista, onde a necesidade da estabilidade interna dada a falta de relacións exteriores obrigou ao Goberno a buscar apoios en determinados grupos de interese, sendo o sector eléctrico un dos máis destacados, o que en última instancia significaba certo grao de captura do regulador[123] (Velarde, 2001), tendo en conta ademais o apoio recibido durante a Guerra por parte do sector eléctrico privado[124]. Como indica Bartolomé (2007b):

---

[122] E, sendo máis concretos, os organismos e institucións que apoiaban as teses en materia enerxética de Suanzes, que claramente apostaba por unha liña de política enerxética que priorizara a actuación do Estado sobre as empresas privadas. Son célebres as enormes diferenzas entre dous *pesos pesados* do réxime nesta materia, Demetrio Carceller (Ministro de Industria e Comercio) e o propio Antonio Suanzes.

[123] É importante sinalar que existe un debate académico sobre se a captura do regulador foi tal ou existiu, sen embargo, unha *instrumentación recíproca* entre franquismo e empresas onde ambas cooperaban para acadar intereses propios (Cabrera & Del Rey Reguillo, 2002). Dado este debate, que excede os marcos do presente traballo, asumiremos a existencia da autorregulación empresarial como mecanismo de funcionamento e avance do sector da época.

[124] Como amosa que Lázaro Urra, posteriormente membro do Consello de Administración de Unión Eléctrica Madrileña, fora dos técnicos encargados da posta en funcionamento de centrais durante a Guerra, a colaboración de Fernández Campos, secretario do Consello de Administración de Sevillana, na Ponencia General de Red y Ordenación Eléctrica Nacional elaborada polas JONS, a estreita relación entre Oriol y Urquijo, Presidente de Hidrola, e o propio Franco, chegando a ser alcalde de Bilbao entre os anos 1939 e 1941 ou a declaración do Consello de Administración de Mengemor, na

> "*la autorregulación del sector eléctrico que promovieron Hidrola e Iberduero*[125] *resultaría inconcebible en cualquier democracia europea, o en otros regímenes autoritarios, y esa ventaja fue ganada a pulso por la habilidad particular de sus dirigentes.*"

Así, UNESA configúrase como unha patronal que xestionará a rede eléctrica e tamén coordinará as actuacións das empresas privadas produtoras. Para chamar a atención da importancia das relacións entre empresas e o poder político, para a constitución de UNESA foi fundamental a relación entre o seu primeiro presidente, José María de Oriol (na altura, presidente de Hidroeléctrica Española) e o propio Franco (Pueyo, 2008; Gómez Mendoza, 2007).

Se ben esta interrelación entre UNESA e Estado comeza dende a súa fundación no ano 1944, a evolución desta relación muda substancialmente ao longo do tempo. Dende un primeiro momento onde a existencia de UNESA parte basicamente ante a ameaza de nacionalización e progresivamente irá acadando maior capacidade de actuación e atribucións nas súas funcións, até o punto de que o goberno chegou a delegar en UNESA a redacción do Plan Eléctrico Nacional aprobado no ano 1969 (Orde do 11 de Agosto de 1969, BOE nº199).

3.3.2. A falta de planificación global do sector

Unha característica da evolución do sector eléctrico español é a falta dunha planificación global para o sector até finais dos anos 60. Será en 1969 cando se realizará o primeiro Plan Enerxético Nacional, solicitado polo Ministerio de Industria directamente a UNESA como patronal das empresas eléctricas. A partir deste momento, realizaranse múltiples plans enerxéticos nun curto período de tempo con características propias, como analizaremos a continuación.

O primeiro PEN (o PEN-72) é redactado a mediados de 1969 e entrará en vigor no ano 1972, realizado directamente por UNESA. Un elemento importante a ter en conta nestes momentos é o interese de aumentar a interrelación das redes, que até o momento non estaban totalmente integradas dada a estrutura empresarial onde as empresas funcionaban como monopolios rexionais e baixo grao de interconexión.

---

súa primeira xuntanza no ano 1937, na que acordaron *ofrecerse incondicionalmente al Generalísimo* (Fernández-Paradas, 2011).

[125] Durante a década dos 40 Hidrola e Iberduero son as dúas maiores empresas eléctricas privadas do Estado, e, a efectos prácticos, os maiores valedores da constitución de UNESA de cara a defender os intereses das empresas eléctricas privadas sobre o INI, en particular pola figura de José María de Oriol y Urquijo, naquela altura presidente de Hidrola e a propia UNESA.

Por outra banda, o PEN-72 estima o incremento da demanda en dez anos en máis dun 140%, polo que se aposta por un incremento da potencia instalada superior ao 100%. Ese incremento tería un impacto no mix baseado en tres ideas: todas as tecnoloxías aumentan a súa potencia total (hidroeléctrica, térmicas de carbón, fuel e nuclear), pero non na mesma medida; a tecnoloxía hidroeléctrica perde peso (do 57% ao 43%) mentres a nuclear multiplica case por sete o seu peso (dun escaso 3,2% en 1972 a case o 22% en 1982); o carbón e o fuel varían pero en menor medida, cunha perda do carbón e un pequeno incremento do fuel.

Independentemente do realismo destas cifras, a posta en vigor dun PEN realizado a finais dos anos 60 e que entre en vigor en 1972 tiña necesariamente pouco percorrido dada a evolución enerxética internacional, polo que en pouco tempo será realizado un novo Plan Enerxético Nacional.

O PEN-75 é aprobado en Xaneiro do ano 1975 sobre a base de dar resposta a dúas cuestións fundamentais no momento: a substitución do petróleo como combustible para a produción eléctrica en consonancia cas decisións das potencias europeas e a necesidade de deseñar unha estratexia global para afrontar a crise (Cuerdo, 1999). Se ben estas dúas premisas eran acertadas na lectura do momento que se vivía, as decisións tomadas supoñían un erro para a planificación enerxética futura en diversos eidos:

a) A política de contención de prezos do fuel-oil enviou sinais equivocadas ao mercado, provocando uns desequilibrios económicos importantes mentres os prezos non mudaban substancialmente. Como indica Sudrià (1988), mentres a importación de crú multiplicaba o seu prezo por 5,3 entre os anos 1973 e 1978, o prezo interno dos derivados (particularmente fuel-oil) só se multiplicara por 2,6. Polo tanto, esta política de prezos xerou un comportamento dos axentes económicos que non se correspondía cos custos reais e que polo tanto tamén limitaba a capacidade de achegarse aos criterios apoiados dende o PEN-75.
b) A aposta de transformación do sector eléctrico partía da base de ampliar potencia instalada case en exclusiva mediante produción nuclear, co obxectivo de que a enerxía nuclear pasara de representar o 7% da produción no ano 1975 para ser o 56% no ano 1985. Sen querer profundar nesta idea, o realismo en termos de prazos e capacidade financeira para desenvolver este nivel de investimento nuclear con éxito excedía, a todas luces, a capacidade real do sector en España[126].
c) As estimacións de consumo eléctrico non eran realistas. Polo tanto, se ben era importante que no PEN-75 se realizara unha análise tanto de oferta

[126] Para facernos unha idea do agresivo que era o PEN de cara a aumentar o peso da enerxía nuclear, proxectábase construir 24 grupos cando naquel momento só tres estaban en funcionamento.

como de demanda, as previsións erradas facían do PEN-75 un plan con moitas eivas estruturais.

Estes elementos, unidos ao proceso de transformación política posterior ao ano 1975 provocaron que o PEN de 1975 tivera un curto percorrido, sendo aprobado o PEN-78 tan só tres anos despois, no marco dos Pactos da Moncloa[127].

Non podemos deixar de subliñar neste momento o impacto que a aposta nuclear ten tamén nas contas das empresas. A tecnoloxía nuclear, moi intensiva en capital, precisa de fortes investimentos en capital fixo nun contexto no que as empresas precisaban endebedarse para poder financiar estas cifras. A situación bancaria española levou a que este financiamento se realizara esencialmente co exterior, polo que a evolución negativa tanto do tipo de xuro como do tipo de cambio en España supuxo un enorme risco para a supervivencia das empresas.

O PEN-78 tenta minimizar os problemas derivados do anterior plan, pero mantendo a mesma lóxica: a actuación sobre a produción eléctrica debe continuar realizándose mediante o incremento da enerxía nuclear. Sen embargo, as constatacións de que o custo de financiamento e o retraso progresivo de prazos para o desenvolvemento nuclear fan que parte do novo crecemento da potencia instalada se realice mediante centrais térmicas de carbón, unha posición moito máis realista dada a realidade económica do momento[128].

Do mesmo xeito, o PEN-78 resolve os problemas do PEN-75 en relación á evolución de prezos, asumíndose a necesidade de que os incrementos de prezos se internalicen para fomentar a modificación de patróns de consumo e reducir o impacto do fuel-oil na balanza comercial. Aínda así, o PEN-78 era moi optimista en canto á capacidade de substitución da enerxía por factor traballo ou outros servizos de capital (Cuerdo, 1999), unha situación que non chega a darse, como explica Gámir (1985) dado o constante crecemento dos custos salariais da época, que son superiores ao incremento do prezo da electricidade[129].

Aínda tendo en conta os cambios do PEN-78 en relación ao PEN-75, o Plan Enerxético Nacional de 1978, que debería ter vixencia até o ano 1987 e que mesmo foi revisado a comezos do ano 1982 non chegou a superar os cinco anos

[127] Aprobado pero non sen debate en relación á idoneidade de manter o PEN-75, que aínda contaba con importantes apoios (Díaz, 5 de Xaneiro do 1978).
[128] Complementariamente, a idea da necesidade de aproveitar as existencias de carbón estatal supoñen outro argumento a prol da produción mediante carbón. Supón, polo tanto, una certa posición de cara a manter un grao de soberanía enerxética sobre a evolución do mercado internacional.
[129] A este elemento cuantitativo hai que engadir outro cualitativo: existen poucas evidencias empíricas da viabilidade de substituir o factor enerxía por factor traballo (Cuerdo, 1996).

de vida, dado que o cambio de goberno deste ano e a chegada ao poder do PSOE desembocou nunha nova mudanza de política enerxética. Desenvolverase así o PEN-83, terceiro Plan Enerxético en oito anos.

O punto de partida non era especialmente bo para España en relación ao contexto internacional. A folla de ruta dos dous PEN previos non permitira unha rápida adaptación ao novo contexto enerxético: se ben entre os anos 1978 e 1981 o consumo de petróleo por unidade de PIB descendera nos países da OCDE nun 20%, en España só o fixera nun 3,1% (Cuerdo, 1999). Así, unha nova prioridade neste Plan Enerxético, case inexistente nos anteriores, era a necesidade do aforro enerxético[130].

Seguindo a Sudrià (2006a) podemos caracterizar a situación enerxética no momento de aprobación do PEN-83 por estas cuestións:

a) A demanda e o prezo do petróleo mantíñanse estables mentres se tentaba reducir a dependencia sobre este combustible.
b) Existe un forte endebedamento das empresas derivado dos enormes investimentos en enerxía nuclear, a depreciación da peseta (cando o sector eléctrico neste momento era moi dependente do capital exterior) e un exceso de capacidade que se agravaría no medio prazo dados os enormes plans de crecemento da potencia instalada e un incremento moderado da demanda eléctrica.
c) Existen problemas de eficiencia derivados do mantemento do uso do carbón estatal (no ano 1986 o carbón estatal é un 100% máis caro que o importado) e a ausencia de melloras técnicas. A ausencia de mecanismos que fomenten melloras tecnolóxicas non fomentaba que se mellorara esta situación[131].
d) Vese a necesidade de adaptación ás normas da CEE ante a previsible entrada do Estado nas institucións europeas. En particular, en relación ao monopolio sobre o petróleo e a limitación de axudas ao carbón estatal.

En canto á evolución do mix, a gran novidade deste plan supón a moratoria nuclear e a aceptación definitiva do carbón como tecnoloxía principal para substituír ás centrais de fuel-oil. Así, paralízanse construcións de centrais e non chegan a iniciarse outras[132], en maior consonancia ás necesidades reais de demanda e tendo en conta os longos prazos de posta en funcionamento de novas

[130] Fixando como obxectivo específico a redución da intensidade enerxética nun 8% nunha década para mellorar a eficiencia do sector.
[131] Este elemento específico será tratado unha vez se aprobe o Marco Legal Estable para garantir melloras de eficiencia no sector.
[132] O custo asociado á moratoria nuclear será integrado na tarifa, polo que finalmente serán as persoas consumidoras quen terán que asumir os custos desta decisión.

centrais nucleares. No concreto, decídese continuar con seis centrais, descartar outras seis e manter dúas na moratoria.

Do mesmo xeito, tómanse tamén varias decisións de cara a mellorar a situación financeira das empresas, moi endebedadas e que no ano 1984 viven un momento crítico ca quebra de FECSA. Así, decídense recargos sobre as tarifas para elevar os ingresos, establecer límites aos dividendos e ampliacións de capital e realizar unha serie de intercambios de activos para axudar ás empresas con maior problema de endebedamento. No seguinte capítulo trataremos con maior detalle o impacto destes intercambios.

Polo tanto, revisando a evolución da planificación española das décadas de 1970 e 1980, podemos afirmar que se desenvolveu unha política *errática*, sen unha folla de ruta establecida e en moitas ocasións contraditoria ao longo do tempo. Esta situación ten fondas consecuencias para o sector en materia de investimentos, situación financeira, custo eléctrico e evolución global do mix, ralentizando a modernización e mellora do sector ao longo do tempo.

3.4. O Marco Legal Estable. 1985 – 1997

A vitoria socialista nas eleccións xerais realizadas en Outubro de ano 1982 ten unha importancia fundamental no desenvolvemento do sector eléctrico español. Por unha banda, supoñía unha emenda parcial a moitos dos elementos de política enerxética aceptados previamente (como por exemplo en materia nuclear) e, pola outra, supoñía a superación dun marco legal anticuado e que precisaba dunha fonda revisión. Así, era preciso tomar decisións en varias áreas:

a) Renovación da política tarifaria.
b) Mudanzas reguladoras que puxeran fin á autorregulación empresarial e incrementaran a intervención pública nun sector estratéxico como o enerxético.
c) Necesidade de actuar ante os graves e crecentes problemas financeiros das grandes empresas eléctricas.

Unha característica dos primeiros gobernos socialistas foi a de incrementar a intervención pública no sector, se ben sempre protexendo a independencia das grandes empresas privadas e desbotando calquera proposta en relación á nacionalización da xeración (Arocena, 2004). Así, xa no ano 1983 é aprobado o Plan Enerxético Nacional 1982, que analizamos no apartado 2.3.2.

O PEN-83 virá marcado por unha serie de compromisos entre o Estado e as empresas eléctricas, asinados a mediados do ano 1983, que definirán a evolución do sector e a súa relación cas institucións durante máis dunha década (Red

Eléctrica de España, 2005). Para facernos unha idea da sintonía entre o goberno e as empresas eléctricas, estas últimas chegaron a recoñecer en relación aos acordos:

> "*el protocolo salva sus intereses fundamentales y establece un marco apropiado para acometer la crisis con unos planteamientos concertados razonables y realistas*" (Valverde, 6 de Maio do 1983).

Máis alá dos elementos de planificación en materia do mix eléctrico, o Plan Enerxético Nacional define tres claves de actuación en materia eléctrica: a planificación a medio e longo prazo das instalacións eléctricas (definidas no propio PEN), a explotación unificada dos medios de produción e transporte e a creación dun sistema de percepción de ingresos que permitise a estabilidade financeira para cada unha das empresas que conformaban o sector (Red Eléctrica de España, 2005). Estas dúas últimas cuestións serán resoltas no lustro posterior á aprobación do PEN.

O ano 1985 supón un fito en materia enerxética porque se produce a nacionalización da rede de alta tensión, constituíndose unha empresa con control do SEPI, Red Eléctrica Española. REE será a primeira empresa do mundo en adicarse exclusivamente ao transporte e á operación do sistema eléctrico[133].

Tentábase así solventar un tradicional problema no funcionamento eléctrico do Estado: a estrutura rexional da rede e a falta de incentivos entre as empresas privadas para realizar intercambios e mellorar as interconexións entre as áreas de influencia de cada empresa. Do mesmo xeito, a creación de Red Eléctrica Española supón un punto de inflexión de cara a que a mesma empresa controle diferentes actividades do sector, ao nacionalizar a rede de alta tensión ás empresas, o que permitirá evitar situacións de sabotaxe como as presentadas no apartado 1.2. Por último, supoñía unha importante fonte de ingresos para as empresas propietarias da rede nun contexto moi necesario ante o incremento de custos financeiros.

Ademais, no ano 1985 realízase o primeiro intercambio de activos, mecanismo desenvolto dende o goberno para a mellora da situación financeira das empresas, polo cal unha serie de activos se desprendían dende as empresas máis endebedadas cara aquelas con mellor situación financeira. A gran vencedora deste proceso foi ENDESA, que conseguiu absorber unha parte importante de activos eléctricos en paralelo ao proceso de concentración empresarial que vivía

[133] Noutras latitudes, como no Reino Unido, unha empresa deste estilo non existiu até o ano 1989, unha vez iniciadas as privatizacións e a liberalización do sector (Chick, 2007).

o sector ao seu redor. A súa mellor situación financeira vén dada, en particular, por ter ficado allea á nuclearización do sector eléctrico español.

Posteriormente, no ano 1987, prodúcense dous fitos que marcarán a evolución eléctrica: dunha banda, as ameazas de suspensións de pagos de FECSA, unha das maiores empresas eléctricas do Estado e, pola outra, a promulgación do Real Decreto 1538/1987, que marcaba o inicio do funcionamento do Marco Legal Estable, a nova regulación eléctrica e tarifaria, que operará durante dez anos até a liberalización do sector. Os obxectivos explicitados no MLE eran os seguintes (Red Eléctrica de España, 2005):

a) Proporcionar un marco de referencia estable ao sistema de ingresos das empresas eléctricas, buscando tamén o mínimo custo para as persoas consumidoras.
b) Fomentar a eficiencia no sector e establecer un correcto sistema de incentivos.
c) Reducir a incertidume tanto na xestión da subministración como dos investimentos.
d) Garantir a recuperación dos investimentos en activos produtivos ao longo da súa vida útil.
e) Permitir unha correcta planificación das actividades de subministración eléctrica.
f) Conseguir a maior estabilidade posible na tarifa.

A reforma tarifaria derivada do Marco Legal Estable remataba co anterior sistema de Tarifas Tope Unificadas, modernizando o proceso de fixación de tarifas. É importante sinalar que, como indicaba o PEN-83, a prioridade en materia eléctrica era resolver os problemas financeiros das empresas que conformaban o sector, polo que o novo sistema tarifario evolucionará en consonancia con este principio e non necesariamente co do descenso de tarifas como medida de política social ou de desenvolvemento industrial.

O mecanismo de fixación de tarifas viña dado por un cálculo a través do cal se determinaban uns custos estándar[134], a través dos cales se determinaría a tarifa final. A vantaxe deste sistema partía de que o conxunto de actores do sector terían coñecemento previo do mecanismo de cálculo e, polo tanto, poderían tomar decisións sen estar sometidas á volatilidade de prezos ou á discrecionalidade pública[135].

[134] Para unha análise en maior profundidade da fixación dos custos estándar, é recomendable ler o estudo de Rojas (1994).
[135] A modelización para o cálculo dos custos estándar tiña en conta: custos de investimento na xeración, custo de operación e mantemento das instalacións de xeración, custo de combustible e intercambios de enerxía eléctrica, custo da

Ao mesmo tempo, introducíase un mecanismo de redistribución interempresa para que se tiveran en conta os diversos mercados e estruturas produtivas como mecanismo para garantir que cada empresa recuperaría os seus custos estándar tamén individualmente.

Por último, o Estado mantiña a discrecionalidade de fixar unha serie de recargos sobre a tarifa, que repercutirían directamente no cliente final e que serían distribuídas dende a OFICO ás entidades correspondentes:

a) Financiamento do stock básico de uranio.
b) Programa de I+D electrotécnico.
c) Segunda parte do ciclo de combustible nuclear.
d) Moratoria Nuclear.
e) Axudas ao carbón (só anos 1996 e 1997).

Este procedemento continuará vixente unha vez liberalizado o sector, introducindo unha serie de peaxes sobre as tarifas que outorgarán certa discrecionalidade ao Estado de cara a modificar o prezos fixados no mercado.

Por tanto, desenvólvese un novo mecanismo de tarifas en consonancia ca literatura máis avanzada do momento en termos de fixación de prezos (para máis información, revisar o apartado 1.4). Se ben a normativa introducía un *factor X* corrector para fomentar as melloras de produtividade no sector, esta cifra mantívose no 0% até o ano 1995, polo que a efectos prácticos o sistema de fixación de prezos español foi conservador en canto a incentivos á eficiencia produtiva, situándose como un *fixed price* e non nun modelo de *price cap* ou *yardstick competition*, que obrigaría ás empresas a mellorar as súas produtividades relativamente máis que as súas competidoras[136].

Esta regulación permitiu que as melloras de produtividade foran internalizadas en exclusiva polas empresas, sen repercutir no consumidor mediante tarifas máis baixas. Seguindo o cálculo de Arocena & Rodríguez Romero (1998), a mellora da eficiencia roldou o 7% durante o período de actividade do MLE, unha cifra internalizada en exclusiva polas empresas ao non introducirse estes factores correctores sobre os custos estándar[137].

---

distribución, custo de estrutura e custo do capital circulante (Red Eléctrica de España, 2005).

[136] Para unha análise en maior profundidade desta cuestión, é recomendable ler o magnífico artigo de Rodríguez & Castro (1994).

[137] Só entre os anos 1995 e 1997 o factor X de corrección non foi do 0%. Situouse no 2% para os custos estándar fixos e no 3% para os custos estándar variables.

Podemos considerar, polo tanto, que o obxectivo fundamental do mecanismo de fixación de tarifas non era acadar unha maior eficiencia nin máis baixos prezos, senón mellorar a situación financeira das empresas. Polo tanto, incúmprese parcialmente a dupla misión deste tipo de mecanismos de fixación de prezos: conseguir maior eficiencia e limitar os beneficios extraordinarios das empresas (Arocena & Castro, 1998).

Ao ser precisa unha negociación entre empresas e Estado, existen incentivos ao sobreinvestimento de cara a aumentar os custos estándar. Ademais, existen incentivos á captura do regulador por parte das empresas xa que teñen capacidade de negociación directa para a fixación dos custos que marcarán as tarifas. Nun sector tan ben organizado ao redor de UNESA, é previsible que existirá interese en actuar nesta dirección.

Do mesmo xeito, o mecanismo de fixación dos custos tamén supón un incentivo á concentración empresarial (moi importante neste momento) de cara a aumentar a capacidade de presión sobre as tarifas. Como indica Garrués Irurzun (2016c) as empresas viron maiores incentivos para a presión sobre a administración que en mellorar a súa estrutura de custos ante a falta de incentivos na regulación.

Unido ao problema da captura do regulador, pode darse un problema de información asimétrica para a fixación de custos. A previsión deste problema outorgou ás institucións moita información, podendo desagregar custos mesmo por instalación (Red Eléctrica de España, 2005). Así, tíñase un coñecemento relevante da situación da produción eléctrica moi superior á que pode obterse nun sistema de mercado sen fixación de prezos[138].

Dadas estas características, o Marco Legal Estable permitiu subsanar un problema de insuficiencia tarifaria outorgando ás empresas unha rendibilidade agardada pola produción, pero non resolvía completamente os problemas estruturais de todos os custos non asociados directamente á produción e distribución eléctrica (particularmente, financeiros), o que derivou en que os pasivos empresariais non melloraran substancialmente as súas posicións aínda cun réxime máis favorable no mercado eléctrico. De tódolos xeitos, este novo panorama permitiu melloras de relevancia nas contas das compañías, aumentando o ROE dende o 5,7% até o 9% tan só entre 1988 e 1992, polo que se estaban sentando as bases da recuperación do sector (Jiménez, 2006a).

Como consecuencia, no ano 1993 lévase a cabo o segundo intercambio de activos, onde unha vez máis ENDESA se sitúa como a empresa receptora dunha

[138] E como acontecerá para o sector eléctrico español unha vez liberalizado o sector no ano 1997.

maior cantidade de potencia instalada. É interesante, en particular, que recibirá tamén unha parte da propiedade nuclear, polo que indirectamente ENDESA rematará por situarse como empresa con interese nesta tecnoloxía.

Table 11: Efecto do intercambio de activos. 1993

	Iberdrola	Unión Fenosa	Sevillana	Hidroc.	Viesgo	HECSA	ERZ	ENDESA
Hidráulica	-170,17	-99,24	-58,41	63,28	-	-	111,76	152,77
Nuclear	166,15	-127,92	-	90,61	-230	-139,5	-	240,66
Hulla Nacional	-	-	-376,4	-	-	-	-156,4	532,79
Carbón importado	-	-	-183,32	-	-	-	-	183,32
TOTAL	-4,02	-227,16	-618,12	153,89	-230	-139,5	-44,64	1.109,54

Fonte: Red Eléctrica Española (2005).

Do lado inverso sitúanse, en particular, Unión Fenosa e Viesgo. Hai que ter en conta que Sevillana de Electricidad, a empresa que máis activos perde, rematará por ser absorbida no ano 1996 por ENDESA. Así, o fin do proceso de redistribución da potencia instalada entre empresas situará nunha posición de maior forza a Endesa sobre o resto do sector.

Hai que ter en conta outra cuestión en relación aos intercambios de activos: os custos estándar tamén introducían unha redistribución interna entre compañías para compensar os diferentes mix que existían entre elas. Así, os intercambios de activos tamén contribuíron a harmonizar a potencia instalada entre as diferentes empresas. Se ben o segundo intercambio, de 1993, xa se realiza co MLE en pleno funcionamento, hai que ter en conta que o primeiro intercambio, do ano 1985, é previo á existencia desta nova regulación, o que indica un elemento de planificación temporal a longo prazo polo novo goberno socialista de cara a racionalizar a situación do sector.

3.5. O sector posterior a 1997: a liberalización eléctrica

Os últimos anos da década de 1980 e os anos 90 supuxeron o desenvolvemento de mercados eléctricos en moitos países que abandonaron as regulacións tradicionais en todas as rexións, dende o Reino Unido a Chile, pasando por Nova Zelanda ou California. Sobre esta realidade internacional, a presión cara unha modificación da regulación eléctrica en España será cada vez maior, e xa no fin do período socialista, no ano 1994, é aprobada a LOSEN.

3.5.1. O proceso de liberalización eléctrica

A LOSEN (Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional) tivo un escaso percorrido ao ser aprobada só dous anos antes do cambio de goberno. Sen

embargo ten unha interesante importancia histórica por supoñer unha primeira proposta para a liberalización do sector mediante a creación de dúas estruturas, unha tradicional e outra de mercado, que non chegaron a desenvolverse por completo. Ademais, creaba a Comisión do Sistema Eléctrico Nacional (CSEN), que finalmente sería parte da Comisión Nacional da Enerxía (CNE), de enorme importancia para o funcionamento do sector unha vez liberalizado.

En paralelo, o consenso dentro da Unión Europea mudaba progresivamente cara posicións favorables á existencia do mercado. Como consecuencia, resultará aprobada a Directiva 96/92/CE sobre normas comúns para o mercado interior da electricidade, onde se sentarán as bases para o proceso de liberalización dos mercados europeos e a busca da creación dun mercado rexional en Europa[139].

Esta Directiva foi acollida de forma moi diversa nos Estados europeos, dende unha forte reserva nos estados do centro de Europa, encabezados por Francia, até un grande entusiasmo para o seu desenvolvemento, os *true believers* (Pérez-Arriaga, Batlle & Vázquez, 2006), posición na que se situou España.

Tendo en conta as motivacións técnicas, existen outras dúas motivacións para desenvolver esta mudanza reguladora: unha primeira ideolóxica, nunha progresiva consolidación do pensamento neoliberal e a asunción do mercado como mellor mecanismo de distribución e, pola outra, a necesidade española de levar a cabo unha política de privatizacións que impediran o descontrol do déficit público, que naqueles momentos supoñía un elemento fundamental de política económica por estar suxeitos ao Tratado de Maastrich e no proceso de entrada na moeda única.

Polo tanto, en paralelo ao proceso de liberalización de diversos sectores (entre eles o eléctrico), realízase unha planificación dun proceso de privatización[140], que acompañara a esta estratexia. Se ben no período socialista se levara a cabo certo proceso de privatización, será o novo goberno popular o que radicalice este proceso.

Como indican Bel & Costas (2001), a estratexia de privatización foi inicialmente un mecanismo de racionalizar a situación das empresas públicas e, posteriormente, un mecanismo de control do déficit público, en consonancia cas directrices europeas dos anos 90 de cara á incorporación á moeda única. Estas

[139] En consonancia ca evolución internacional da regulación, despois dos primeiros experimentos liberalizadores en Chile, a inicios dos anos 90 xa se visibilizaba unha mudanza de paradigma en países tan importantes como o Reino Unido ou os Estados Unidos (Chick, 2007).

[140] O peso das empresas públicas no PIB pasou do 3% ao 1% entre 1995 e 2002 (Arocena, 2004).

motivacións son problemáticas porque se impera o espírito recadador por riba do regulador pode crearse un novo sector non competitivo.

En materia eléctrica, culminarase o proceso de privatización de ENDESA, a maior empresa eléctrica española e unha das empresas públicas de maior importancia para o Estado. Cómprense no caso español certas premisas para os criterios de privatización presentados no apartado 1.4.2, en particular aqueles ligados ás necesidades macroeconómicas (cumprimento dos criterios de converxencia) por riba de acadar a eficiencia sectorial.

Dadas estas circunstancias, o debate en relación á regulación e á organización do sector eléctrico non está baseado exclusivamente no propio sector, senón tamén en elementos de conxuntura que poden distorsionar a correcta toma de decisións. Como ben indica Joscow, citado por Ariño (2006):

> "*Para que haya competencia efectiva no basta con liberalizar o desregular, sino que hay que promover una reestructuración del sector que permita unas condiciones de partida que hagan posible la competencia*".

Neste contexto, unha vez producido o cambio de goberno, o Partido Popular aprobará a Lei 54/1997, do Sector Eléctrico, que virá a modificar o funcionamento do sector creando unha regulación para a competencia. Os obxectivos explicitados na Lei eran os seguintes:

a) Garantir a subministración eléctrica ca maior calidade posible.
b) Garantir esta subministración ao menor custo posíbel.
c) A protección do medio ambiente.

Sobre estes tres obxectivos, modifícase totalmente a regulación eléctrica sobre a base da creación dun mercado eléctrico para a fixación de prezos, o fin da subministración eléctrica como servizo público e a planificación puramente indicativa. A premisa parte de que a creación dun mercado fomentará a existencia de competencia, o que derivará en melloras de eficiencia e, polo tanto, menores tarifas. Polo tanto, renúnciase ao Estado como xestor para converterse nun Estado regulador (Latonda, 2011).

Do mesmo xeito, será precisa a creación dun operador de mercado (o OMEL, actualmente OMIE) e dun operador de sistema (actividade que desenvolverá Red Eléctrica Española) e un ente regulador independente, a Comisión Nacional da Enerxía (hoxe en día absorbida pola Comisión Nacional do Mercado e a Competencia), encargado de velar pola competencia, subministrar información e actuar de árbitro en disputas ou na resolución dos conflitos. Se ben a necesidade

de entidades independentes é unha constante das premisas para a liberalización, xa a LOSEN integraba algúns destes elementos, o que facilitou a súa creación.

O proceso de liberalización en España terá unha serie de características que amosan certa febleza de cara a evitar a concentración e o poder de mercado: o *unbulding vertical* realizarase de xeito laxo (separación contable) e a estratexia de dispersión horizontal será inexistente: non se realizará ningunha actuación sobre a estrutura empresarial do sector, precisamente no momento de maior concentración do sector na súa historia. Para revisar estas cuestións, pódese retornar ao apartado 1.3.4. ou a Soares (2006).

Para o funcionamento deste mercado empregarase un mercado marxinalista, baseándose nos modelos do Reino Unido [141] e California, naquela altura paradigmas de funcionamento do mercado eléctrico. Poucos anos despois, ningún dos dous mercados continuaba operando deste xeito, no caso de California derivado da crise eléctrica de comezos da década dos 2000, cunha escalada de prezos sen precedentes, e no caso británico mediante a supresión do mercado spot para a creación dun mercado bilateral eléctrico (Pérez-Arriaga, Batlle & Vázquez, 2006).

3.5.2. Os Custos de Transición á Competencia

Unha característica do nacemento do mercado eléctrico foi a creación dos Custos de Transición á Competencia (CTC), polo que as empresas eléctricas recibirían unha retribución en base aos seus custos afundidos (onde a tecnoloxía nuclear xogaba un papel fundamental[142]), similar ao existente en California mediante os Competitive Transition Charge (Hauter & Slocum, 2001). O pago dos CTC incorporábase directamente á tarifa, polo que mediante peaxes nos dez anos posteriores á liberalización, os consumidores verían incrementada a súa factura un 4,5%.

Por outra banda, o mecanismo de cálculo dos CTC outorgaba unha cantidade máxima a pagar (12.000 millóns de €) que serían financiadas mediante peaxes

[141] É importante subliñar que no caso británico, previa creación do mercado, realizouse unha agresiva política de privatización pero tamén de segregación de empresas para reforzar a posibilidade de competencia entre diversos actores, elemento que en España non se daba ao existir dúas empresas con capacidade de colusión dada a súa posición pivotal, Iberdrola e Endesa (García, Banal-Estañol & Trillas, 2009; Fabra & Toro, 2005). Como indican Atienza & De Quinto (2003): *"Una vez pasados seis años dende que se inicia la liberalización, existe una incoherencia entre la estrutura sectorial de la que se dispone y el modelo regulatorio que se nos ofrece".*

[142] O Protocolo Eléctrico asinado polo goberno Aznar con UNESA e as grandes empresas eléctricas caracterizaba os CTCs por catro compoñentes: custos afundidos, custos de stock estratéxico de combustible nuclear, custos de mantemento de residuso nucleares e a moratoria nuclear.

ou mediante o mercado, dependendo de se o prezo de mercado superaba, ou non, os 36€/MWh. Se ben a complexidade e a tensión permanente (entre regulador e patronal pero tamén entre empresas) no cobro dos CTCs foi evidente[143], o certo é que cando menos a algunhas empresas lles interesaba manter prezos de mercado baixos para a recuperación dos mesmos mediante tarifa, o que contribuíu á redución do prezo da electricidade, o que outorgaba lexitimidade no seu funcionamento, cuns prezos en descenso nos primeiros anos de funcionamento do pool.

Finalmente, os CTCs foron eliminados no ano 2006 polo novo goberno Zapatero, sen ben a polémica sobre a súa necesidade e correcto pago non está aínda exenta de polémica[144].

Do mesmo xeito, en paralelo aos problemas para resolver a situación dos CTC, fixo aparición o déficit de tarifa no ano 2000, baixo a premisa de que o custo de produción eléctrica se incrementa por riba das tarifas fixadas dende o regulador (Jiménez, 2008), o que fixo incorporar unha nova peaxe sobre as tarifas eléctricas ao longo da década dos 2000 e que na actualidade continúa vixente. Polo tanto, nunha revisión tarifaria de longo prazo, vemos que permanentemente existe algún tipo de transferencia dende o público ao privado, dende a moratoria nuclear até o déficit de tarifa.

Como de xeito intelixente subliña Vives (2006), o déficit de tarifa pode significar un desincentivo ás melloras de eficiencia por parte das empresas, por garantir unha retribución ante o desaxuste custos-prezo. Un interesante elemento de política enerxética pode ser entender o déficit de tarifa como un *price cap* como mecanismo para fomentar a eficiencia dentro do sector mediante a redución de custos para achegarse ao prezo fixado.

3.5.3. A evolución dos prezos posterior a 1997

A liberalización ten como piar fundamental facer descender os prezos baixo o incremento da eficiencia derivada da aparición da competencia. Polo tanto, para que a reforma resultara exitosa, os prezos eléctricos tiñan que descender, proceso que durante os primeiros anos da reforma se cumpriu.

[143] Para coñecer algo da intrahistoria en relación ao cobro dos CTCs, é moi interesante ler a El Contador Inteligente (31 de Marzo do 2016).
[144] Coa presentación de denuncias ante a posibilidade dun pago de 3.400 millóns de € por riba dos CTCs máximos recoñecidos, nun caso que podería perfectamente situarse na captura do regulador.

É importante resaltar que esta evolución de prezos non foi novidosa polo cambio regulador, senón que xa viña dándose durante o Marco Legal Estable, onde as tarifas se viñan reducindo progresivamente en termos reais, como podemos ver na gráfica seguinte.

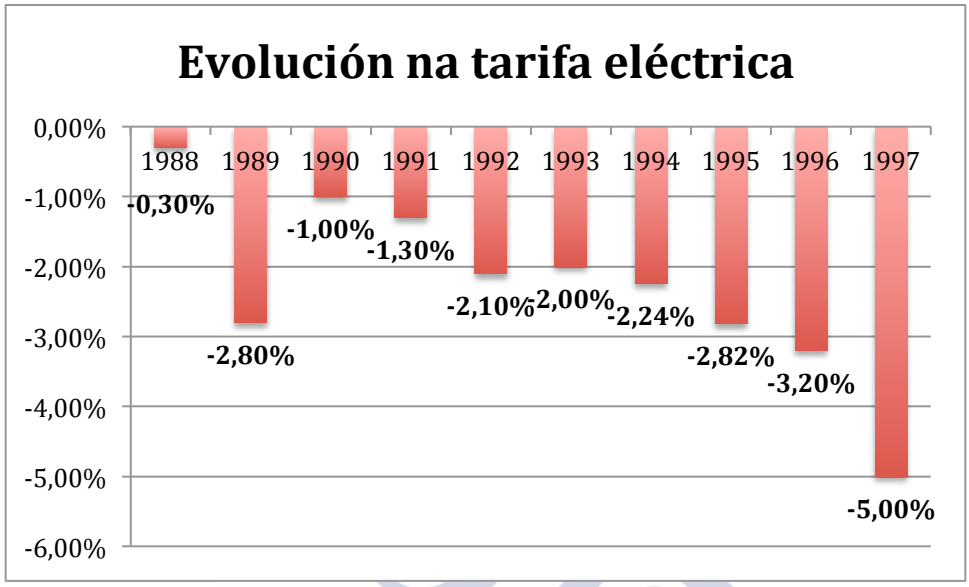


Figure 3: Evolución da tarifa eléctrica. 1988 - 1997

Fonte: Red Eléctrica Española (2005).

Hai que ter en conta, ademais, que o descenso de tarifas se produce nun contexto de incremento do consumo eléctrico: no período 1988 – 1997 o incremento da demanda do cliente final foi do 35%. Do mesmo xeito, os anos 90 supoñen un período de escaso investimento en nova potencia instalada. Polo tanto, o descenso das tarifas non supoñía un problema para as contas das empresas, tendo en conta os incrementos de demanda, o descenso dos investimentos, o novo sistema de fixación de prezos, os incrementos de produtividade e a redución dos custos financeiros.

Unha vez realizado o proceso de liberalización o descenso de prezos continúa. Entre os anos 1997 e 2004 podemos afirmar que a tendencia do prezo de mercado é inicialmente ao descenso e posteriormente á súa estabilidade. Sen embargo, a evolución da tarifa do mercado non era produto da libre competencia entre oferentes de electricidade, senón que continuaba estando suxeita a unha extensa regulación, polo que non se debe considerar o mercado maiorista de xeración eléctrica como un mercado competitivo (García & Mariz, 2005).

Como indica Jiménez (2006b):

> "*La reducción de los precios de la electricidad en la última década tiene seguramente mucho más que ver con la acción del Gobierno sobre las tarifas*

aún reguladas que con la rivalidad en el mercado libre, tanto mayorista como minorista."

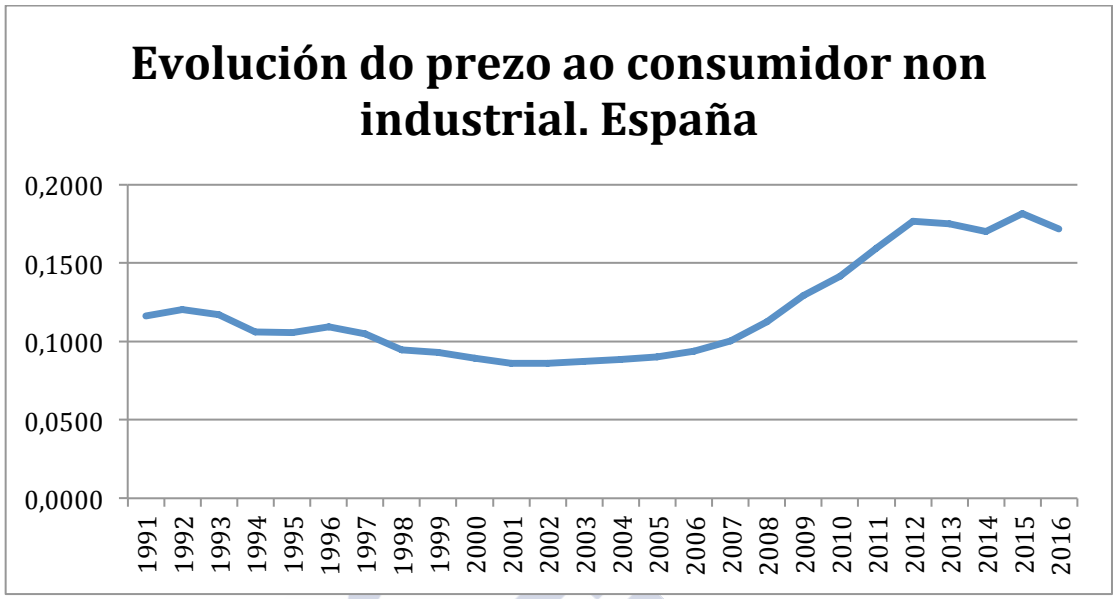


Figure 4: Evolución do prezo ao consumidor non industrial. España 1991 - 2016

Fonte: Eurostat. €/KWh excluíndo impostos[145].

Do mesmo xeito, Ariño (2007) indica que

> "*los resultados de la reforma después de casi ocho años no son brillantes, pero sí esperanzadores. Hoy tenemos empresas más eficientes y un mejor servicio a un precio más barato, aunque ello no ha sido fruto de la competencia, sino imposición de la autoridad.*"

Sen embargo, a evolución das tarifas deteriórase progresivamente a partir da metade da década dos 2000, iniciándose unha escalada de prezos que encarece a factura un 103% entre os anos 2005 e 2013, producíndose unha evolución congruente co explicado no capítulo 1.4.2., para a evolución de prezos unha vez liberalizado o sector.

Se ben esta cifra xa é de por si esclarecedora, a comparativa co entorno e, particularmente, a evolución media do prezo eléctrico na Unión Europea tamén amosa un diferencial negativo para a evolución española. A evolución media do prezo na UE foi do 50% neste mesmo período, o que quere dicir que o prezo en España duplicou a velocidade de crecemento europea, pasando de estar por debaixo da media (Bel, Calzada & Fageda, 2006) a estar por riba. Do mesmo

[145] Emprégase o valor de mercado excluíndo impostos para así poder observar a evolución sen distorsións de política económica ou enerxética. Sendo a tarifa eléctrica un elemento tradicionalmente empregado para este tipo de políticas, o prezo real pode variar enormemente dende o mercado maiorista até o consumidor.

xeito, a comparativa con outras industrias de rede liberalizadas no período amosa as diverxencias: mentres se produce unha escalada de prezos no sector eléctrico os prezos no sector das telecomunicacións avanzaron sistematicamente por debaixo do IPC (Calzada & Costas, 2016).

Esta situación debe levar tamén a outra reflexión de política económica: un deterioro do prezo eléctrico supón un enorme problema para calquera economía en dúas vertentes: o pequeno consumidor ten que orientar parte da súa renda ao consumo eléctrico e, ao mesmo tempo, os custos de produción aumentan, o que prexudica os balances empresariais[146].

3.5.4. A nova realidade empresarial durante os anos 90

A década dos 90 supuxo tamén un forte cambio da estratexia empresarial, tendo en conta os importantes cambios da conxuntura. A finais dos anos 80 existía unha forte política de investimentos sobre a base de importantes incrementos da demanda eléctrica, polo que existían importantes necesidades de capital, no que nun contexto de rendementos crecentes por instalación tamén convidaba á concentración. Por outra banda, o sistema empresarial mantiña a súa actividade nunha área xeográfica delimitada e o grao de especialización era elevado, tendo en conta as diversas actividades do sector (produción – transporte – distribución).

Sen embargo, a década dos 90 muda enormemente este contexto sobre varias cuestións:

a) Redución da taxa de incremento da demanda eléctrica. Polo tanto, as marxes de crecemento de venda serán cada vez menores, ao mesmo tempo que diversas políticas públicas comezan a centrar a política enerxética en medidas de aforro eléctrico.
b) Esta última cuestión implica certa saturación da demanda, que aínda mantendo marxes para o seu incremento non poderá retornar a grandes taxas de incremento de demanda.
c) Polo tanto, a política de investimentos tamén terá que mudar ao existir certo exceso de capacidade instalada. A mellora dos pasivos empresariais tamén leva aparellado a xeración dun *cash flow* anual importante, que en ausencia de grandes investimentos recorrentes non ten un espazo claro para ser empregado. En particular, o fin da construción nuclear do ano 1988 marca un punto de inflexión desta dinámica.

[146] Esta análise é particularmente relevante para o anos posteriores ao 2007, nun contexto de forte crise económica. Xa non só polos problemas que pode ocasionar para os beneficios empresariais nun contexto de menores ingresos, senón tamén porque a estratexia de devaluación salarial levada a cabo como mecanismo da saída á crise pode verse limitada xa que os custos enerxéticos aumentan.

Table 12: Cash flow despois de impostos Endesa (millóns de pesetas)

1994	1995	1996	1997	1998
276.456	304.507	440.481	477.795	488.997

Fonte: Mochón, F., & Rambla, A. (1999). *La creación de valor y las grandes empresas españolas: los casos de BBV Banco Santander, Endesa, Iberdrola, Repsol y Telefónica*. Ariel.

d) Ao mesmo tempo, a modificación das políticas públicas cara o control absoluto da débeda e o déficit público facilitan a incorporación de capital privado no sector eléctrico local. No caso español ENDESA supón o paradigma desta nova realidade, se ben noutros países, onde até os anos 90 o sector eléctrico era esencialmente público este proceso foi aínda máis agudizado.
e) Desenvolvemento de progresivas modificacións reguladoras que limitaban o papel dos anteriormente monopolios estatais ligados ao sector.

Como consecuencia deste cúmulo de factores, as empresas eléctricas españolas modifican o seu comportamento en varias direccións:

a) Internacionalización: a existencia de novos mercados potenciais no exterior suporá un dos principais mecanismos empresarias para empregar o novo exceso de recursos.
b) Diversificación: a aparición e liberalización de novos sectores en España, particularmente as telecomunicacións (pero non en exclusiva, incorporándose tamén a outros sectores como a construción), serán outro espazo de investimento. Das tradicionais empresas especializadas no sector eléctrico transítase cara empresas transnacionais multiservizos.
c) Investimentos en novos sectores enerxéticos. A aparición de novas tecnoloxías para a produción eléctrica suporá investimentos crecentes, en particular a partir do ano 2000, en base a dúas novas tecnoloxías: as centrais térmicas de ciclo combinado, que empregarán gas para a produción de electricidade, e as novas tecnoloxías ligadas á produción renovable, en particular dándose un despegue da tecnoloxía eólica.

Como podemos observar, as diferenzas entre as empresas eléctricas españolas de mediados dos anos 80 e as de mediados dos anos 2000 son notables. Do mesmo xeito, hai que ter en conta que nese período tamén se vive un importante proceso de concentración empresarial.

3.6. Mercado e competencia. A concentración empresarial a partir dos anos 80

Un elemento fundamental para entender a evolución empresarial do sector eléctrico é a súa crecente concentración. Xa se analizaron previamente as motivacións e repercusións que teñen os procesos de fusión e absorción nunha industria de rede como o sector eléctrico, que no caso español durante os anos 80 e comezos dos 90 vive un intenso proceso de concentración que remata por deparar un mapa empresarial con catro grandes empresas en menos de dúas décadas:

Table 13: Evolución do mapa empresarial eléctrico no Estado. 1981 - 1997

1981	1997
Iberduero	Iberdrola
Hidroeléctrica Española	
ENDESA	Grupo ENDESA
Sevillana de Electricidad	
Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA)	
Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana (ENHER)	
Electra de Viesgo*	
Sociedad Hidroeléctrica de Cataluña (HECSA)	
Eléctricas Reunidas de Zaragoza (ERZ)	
Gas y Electricidad (GESA) [Baleares]	
Unión Eléctrica de Canarias	
FENOSA	Unión Fenosa
Unión Eléctrica Madrileña	
Hidrocantábrico	Hidrocantábrico

Fonte: Elaboración propia.
*Posteriormente vendida a comezos do século XX, configurándose un mapa empresarial con cinco corporacións.

O proceso de concentración está baseado sobre a creación de dous grandes grupos empresariais: Iberdrola, despois da fusión de Iberduero e Hidroeléctrica Española (no ano 1992), e a creación do Grupo Endesa, sobre a base das empresas públicas (posteriormente privatizadas) e a absorción de outras empresas de menor tamaño pero importante mercado rexional nun proceso prolongado que derivou na creación da maior empresa eléctrica española tanto por produción como por potencia instalada.

Así, Endesa absorbe o mercado andaluz (mediante a absorción de Sevillana), catalán (mediante a absorción de FECSA e HECSA), aragonés (mediante a absorción de ERZ), balear (mediante absorción de GESA) e canario (mediante absorción de Unión Eléctrica de Canarias). Hai que ter en conta ademais que neste período, ao realizarse os intercambios de activos, Endesa xa non só integra

estas empresas senón que ademais obtén nova capacidade xeradora das empresas que tiveron que desprenderse de activos polos seus problemas financeiros. Prodúcese, polo tanto, unha intensa *reorganización intrasector* que modifica radicalmente o panorama empresarial de comezos dos anos 80 en tan só 10 anos (Sánchez-Salazar et al, 2007).

Desenvólvese así unha estratexia de concentración sobre unha única empresa (naquel momento, pública) para o desenvolvemento dun campión nacional que poida manter unha posición forte no mercado interno, resistir a crecente presión de outras empresas transnacionais para a súa absorción e incorporarse a novos mercados internacionais en diversos ámbitos rexionais.

Esta estratexia non só se deu en España, senón que practicamente todos os países europeos buscaron posicións similares[147]: EdP en Portugal, ENEL, en Italia, E.On e RWE en Alemaña, Electrabel en Bélxica ou EdF en Francia son exemplos deste proceso de concentración cara conglomerados enerxéticos de gran tamaño.

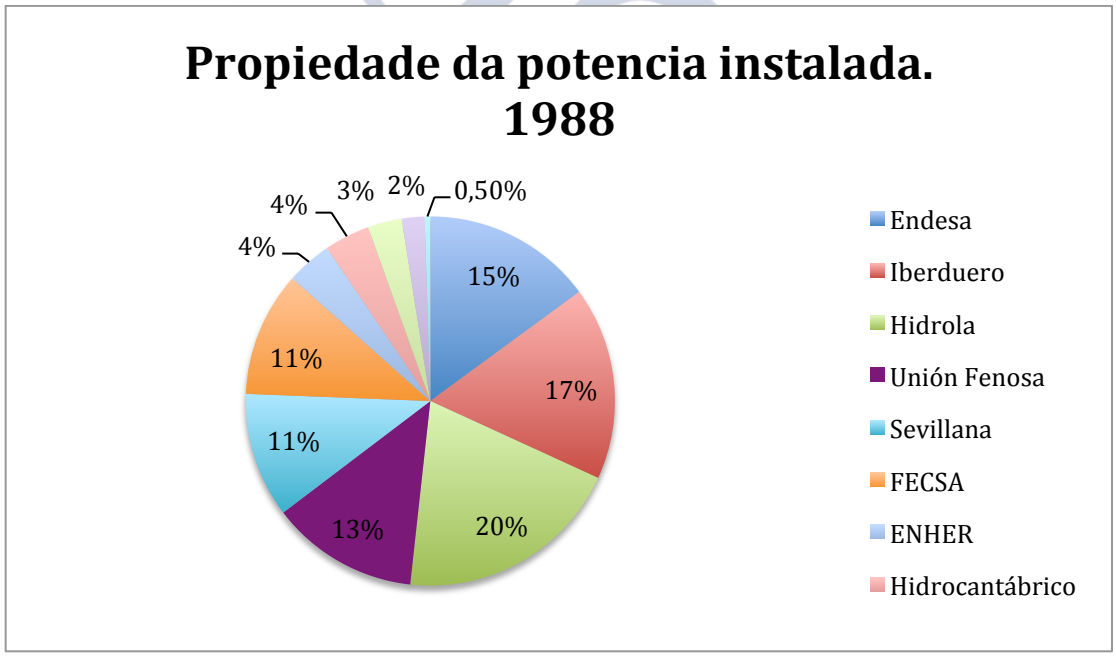


Figure 5: Propiedade da potencia instalada. 1988

Fonte: Memorias de UNESA (1988).

[147] O caso británico é o exemplo da política inversa, sendo posiblemente a posición máis honesta de cara a crear un mapa empresarial acaído ás novas esixencias de liberalización e fomento da competencia, en lugar de fomento da concentración. A resultante da segregación dos monopolios estatais previos á liberalización deu lugar a múltiples empresas privadas de menor tamaño, que posteriormente se foron fusionando ou foron absorbidas por competidores de outros países, até chegar a un novo panorama onde *The Big Six* controlan o mercado.

Ao mesmo tempo, dúas empresas continuarán a súa senda de xeito independente: Unión Fenosa (empresa resultante da fusión no ano 1982 da galega Fenosa ca madrileña Unión Eléctrica) e Hidrocantábrico. Se ben estas dúas empresas formarán parte das grandes empresas do sector, o seu peso relativo será moi inferior ás dúas líderes: Unión Fenosa non chega a aportar o 15% da produción eléctrica durante a década de 1990 e Hidrocantábrico apenas suma o 4%.

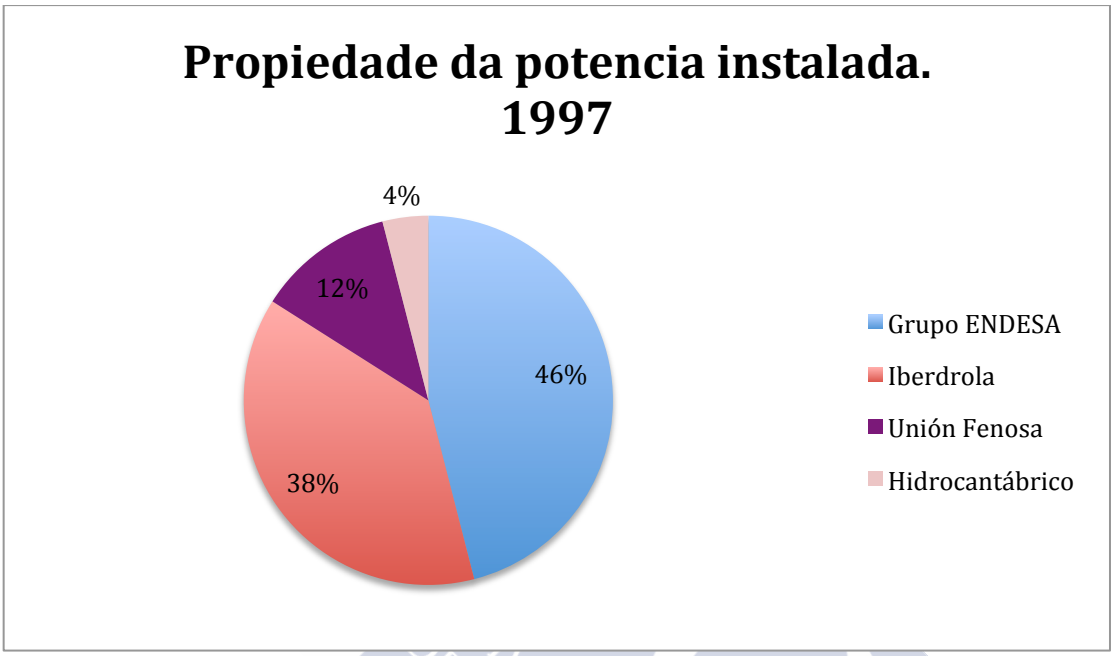


Figure 6: Propiedade da potencia instalada. 1997

Fonte: Memorias de UNESA (1997).

Se no ano 1988 a maior empresa controlaba o 20% da potencia instalada, e eran once empresas quen participaba de xeito relevante no sector, tan só nove anos despois a estrutura mudara totalmente, onde catro grupos empresariais participaban do mercado, cunha primeira empresa que controlaba máis do 45% do mercado (o grupo Endesa) e sumando as dúas maiores empresas un 84% da potencia total instalada.

Se soe calificarse como mercado san aquel onde as tres maiores empresas non superan o 40% da cota de mercado, no caso español estamos falando do control do 96% da potencia instalada por parte das tres maiores empresas (Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa). Polo tanto, a liberalización do sector eléctrico no Estado faise no momento de maior concentración empresarial na historia.

Hai que ter en conta que no ano 2001 Endesa vende Viesgo, polo que o mercado resultante virá dado por cinco grandes empresas: Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico e Viesgo. Do mesmo xeito, hai que sinalar que é precisamente a mediados dos anos 90 cando se avanza en mudanzas reguladoras

a nivel europeo de cara a liberalizar o sector, o que tamén significa facilitar a mobilidade de capital no sector eléctrico europeo. Neste novo escenario se encadra a venda de Viesgo, realizada por Endesa á italiana ENEL no ano 2001[148], sendo posteriormente vendida á alemá E.On.

O certo é que a evolución da concentración non mudou substancialmente unha vez finalizado o proceso de liberalización: O IHH no ano 2003 era de 2.817 e redúcese a 2.253 no 2006, polo que se visibiliza un insuficiente descenso dez anos despois da reforma, segundo datos de Agosti, Padilla & Requejo (2007), aínda moi por riba dos 1800 puntos como máximo recomendado para un mercado san.

Así, en análises de pivotalidade, como a realizada por London Economics (2007), os datos continúan sendo preocupantes: o RSI é superior ao 110% en máis do 5% de horas para as dúas maiores empresas (Endesa e Iberdrola) durante os anos 2003, 2004 e 2005. Ao mesmo tempo, o índice PSI (pivotalidade) para Endesa, indica que a empresa foi pivotal no mercado durante o 25,7% de horas dos tres anos analizados, hipóteses confirmadas no estudo de García & Mariz (2005). Con todas estas evidencias, faise difícil pensar que o funcionamento do mercado eléctrico posterior á liberalización fora competitivo[149][150].

Se ben o mapa empresarial se manterá practicamente inalterado até a actualidade, o certo é que o escenario en relación ás fusións e adquisicións eléctricas españolas foi moi convulso, en particular na década dos 2000. A crecente presión nos mercados eléctricos europeos para a creación de campións nacionais levou a que fora preciso un cambio de escala no tamaño das compañías para poder competir de xeito efectivo nos mercados internacionais: o paradigma pasa do control do mercado estatal no que operas ao control de novos mercados exteriores.

Neste escenario, unha posible atomización do mercado español similar ao modelo británico podería dar lugar a un panorama empresarial con máis empresas pero sen capital español, polo que a concentración ao redor de

[148] Unha vez mercada Viesgo, ENEL chegou a pensar sobre a absorción de Unión Fenosa (Casado, 26 de Decembro do 2001), do mesmo xeito que EdP e a alemana RWE.
[149] Aínda no ano 2013, con todas as mudanzas tecnolóxicas, reguladoras e empresariais, o IHH para a produción eléctrica situábase nun valor de 1.329 puntos para a xeración eléctrica. No caso do mercado minorista a situación era aínda máis grave, cun valor de 2.240 (European Commission, 2014), superando amplamente os 1.800 puntos recomendados para evitar concentración.
[150] En defensa do sector eléctrico español debemos tamén sinalar que as cifras do IHH para as tres maiores empresas eléctricas estaban mesmo por debaixo da media europea, polo que un elevado grao de concentración por país era máis ben a norma que a excepción unha década despois de iniciado o proceso de liberalización.

Iberdrola e Endesa foi avalada polo Estado, nunha situación inconsistente: unha posición á británica en canto á rápida saída do capital público do sector en paralelo dunha política industrial á francesa mediante a estratexia de creación de campións nacionais (Bel, 2007).

Neste contexto, créase unha dicotomía entre un maior crecemento das empresas vía concentración fronte a un menor grao de competencia efectiva. Dado o elevado tamaño destas empresas, o sector só podía afrontar unha situación de concentración entre as empresas eléctricas asentadas ou a entrada doutro dos xigantes enerxéticos españois: Gas Natural ou Repsol, opción vista con bos ollos por parte do sector eléctrico, como afirmaba publicamente Antonio Basagoiti, Presidente de Unión Fenosa (Cinco Días, 6 de Novembro de 2004).

A oportunidade de operar nun novo mercado, unido ás súas posibilidades de integración vertical derivadas do crecente peso do gas como tecnoloxía para a produción eléctrica, suporán dous importantes incentivos a esta tentativa. Así, Gas Natural tenta absorber tanto a Iberdrola como Endesa. Para facernos idea da importancia destas operacións, a opa realizada por Gas Natural para a adquisición de Endesa superaba os 43.000 millóns de € no ano 2004, o que tería significado case superar a maior absorción realizada nese ano no mundo[151].

Así, xa no 2001 se tentou unha fusión entre Iberdrola e Endesa que chegou a ser aceptada polo goberno, se ben as condicións resultaban tan restritivas que ambas empresas decidiron abortar o proceso[152]. Ao mesmo tempo, Gas Natural tentou inicialmente absorber Iberdrola (2003, vetada polo goberno) e posteriormente Endesa, nun proceso non exento de polémicas onde a alemá E.On tamén quixo facerse co control da maior empresa eléctrica española. Finalmente foi a pública italiana ENEL quen absorbería Endesa.

Por outra banda, Hidrocantábrico, pola súa posición de empresa de menor tamaño sufriu múltiples intentos de absorción tanto por empresas españolas como estranxeiras. En primeiro lugar Unión Fenosa buscou a súa absorción, nunha operación que foi vetada polo goberno[153]. Entre os anos 2000 e 2004 recibir tamén ofertas de TXU (empresa eléctrica de Texas), Electrabel (naquel momento a maior empresa eléctrica belga, posteriormente absorbida pola

[151] A realizada por Proter & Gamble sobre Gillette, valorada en 48.000 millóns de €.
[152] Nunha decisión interesante en termos de competencia: as condicións eran restritivas de cara á necesidade de crear un novo operador no mercado español para evitar maior concentración neste mercado, pero permitiría aumentar a escala a nível internacional da compañía de cara a favorecer a participación noutros mercados fóra do español.
[153] Se ben a estratexia de fomento da concentración e a creación dun campeón nacional foi unha constante durante a década dos 90, os 2000 mudaron a postura gubernamental até o punto de facer recurrentes os vetos a novas posibles fusións en nome da competencia.

francesa Suez), Ferroatlántica (emprega adicada ás ferroaleacións e con importantes intereses no sector eléctrico), EnBW (eléctrica alemá), EdP (portuguesa) e RWE (eléctrica alemá), nun complexo proceso que desembocou finalmente no ano 2004, cando Hidrocantábrico pasa a ser controlada pola principal empresa eléctrica portuguesa, EdP[154].

Se ben o panorama das fusións e adquisicións dentro do mercado español é moi intenso na primeira metade da década dos 2000, o certo é que as empresas españolas manterán unha activa posición tamén a nivel internacional. No mercado europeo Endesa absorbe a SNET en Francia e a Elettrogen en Italia, o que supoñía abrir dous dos mercados de maior tamaño en Europa. Ao mesmo tempo, tentou realizar absorcións tamén nos Países Baixos (cas empresas NRE e REMU) e da Edisson en Italia.

Iberdrola tamén se abre paso en novos mercados europeos a través da compra de Perfect Wind (en Francia) e Korinthos Power (en Grecia), se ben a gran operación de absorción por parte da compañía será na Scottish Power, unha das maiores utilities británicas, que pasará á firma española definitivamente no ano 2007.

Se estes movementos en Europa son moi relevantes, o certo é que a estratexia de internacionalización das empresas españolas foi orientada en maior medida cara América Latina, un mercado potencial de moito tamaño e sobre o que existían vantaxes comparativas en relación ás competidoras: maior achegamento cultural e lingüístico, socios locais, elevado grao de relación con entidades financeiras que xa operaban no mercado latinoamericano, etc. Así, en primeiro lugar Endesa, e posteriormente Iberdrola e, en menor medida, Unión Fenosa, orientan boa parte do seu investimento externo cara esta rexión. Países como México, Arxentina, Chile, Brasil ou Colombia foron obxecto dunha forte política de absorcións dende as empresas españolas.

Neste sentido, as grandes empresas españolas desenvolven a súa propia campaña de internacionalización nun contexto no que as grandes empresas europeas tamén internacionalizaban a súa actividade en mercados periféricos, pero en maior medida orientada cara os países do Leste de Europa, que vivían un forte proceso de reconversión trala caída da URSS.

[154] Naquela altura EdP aínda era unha empresa semipública, se ben finalmente rematou sendo privatizada por completo, sendo na actualidade o accionista maioritario a empresa chinesa Three Gorges Corporation.

3.7. A transformación do mix e a produción eléctrica nos últimos 40 anos

A evolución eléctrica española en termos do mix e da produción viuse transformada enormemente nas últimas catro décadas. Unión Fenosa nace nun contexto de fortes incrementos de potencia instalada para facer fronte a unhas previsións aumento da demanda eléctrica que finalmente non se cumpriron. Polo tanto, os anos 80 caracterízanse por un forte incremento de potencia nun contexto de contención da demanda, o que deriva nun exceso de capacidade a comezos dos anos 90 no fin do maior ciclo inversor do sector.

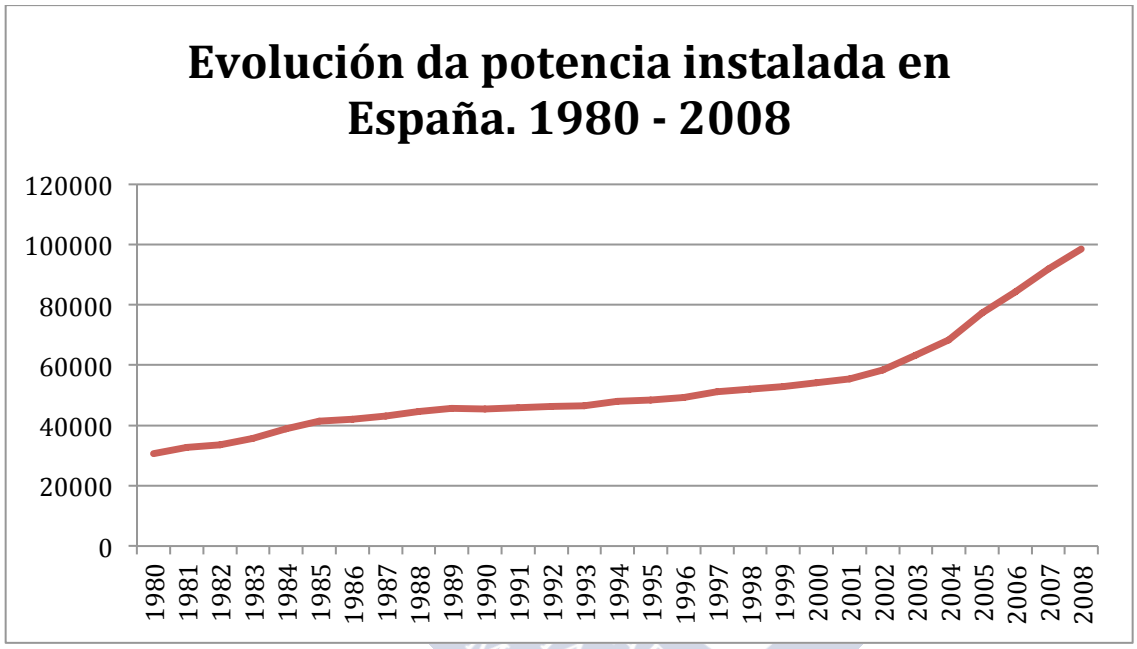


Figure 7: Evolución da potencia instalada en España. 1980 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir de datos da Estadística de la industria de energía eléctrica (1980 – 2008).

En termos de evolución da potencia instalada, podemos atopar tres períodos ben diferenciados: primeiro até o ano 1989, un segundo durante a década de 1990 e por último a década dos 2000. A década dos 80 foi de clara expansión eléctrica, cun incremento de máis de 12.000 MW nun período de tan só 7 anos (1982 – 1989), o que significaba aumentar o parque eléctrico por riba do 37% no período. Serán as novas centrais térmicas e as centrais nucleares a base deste forte incremento eléctrico, que suporá pasar de 32.633 MW instalados até 44.758 no período.

Sen embargo, unha vez se finaliza o ciclo inversor a situación eléctrica é de sobrecapacidade, polo que non existirán incentivos a continuar desenvolvendo

novo parque inversor[155]. Polo tanto, os anos 90 serán de total calma en relación ao incremento de potencia, finalizando as políticas para resolver os problemas financeiros das empresas privadas (o último intercambio de activos é no ano 1993) e mantendo unhas retribucións estables mediante o Marco Legal Estable.

O propio PEN-92 recoñece as baixas previsións de incremento da potencia sobre a base dun exceso de capacidade: prevese o maior pico de demanda de potencia no ano 2000 de 36.274 MW[156], menor incluso á potencia instalada no ano 1992 (BOCG, 1991). Do mesmo xeito, a potencia nominal necesaria para cubrir a demanda cunha marxe de reserva suficiente para evitar riscos na seguridade de subministración calcúlase en 51.400 MW, polo que a necesidade global de crecemento durante a década non é moi elevada, particularmente se se compara ca evolución da década anterior. As súas previsións de incremento da potencia instalada, orientadas esencialmente ao carbón e ao gas, eran as seguintes:

Table 14: Previsión do novo equipamento eléctrico a instalar 1992 - 2000

Tecnoloxía	MW a instalar
Hidráulica	902
Carbón estatal	1.338
Carbón de importación	550
Turbinas de gas	300
Gas Natural	1.835
Importación de Francia	1.000
Autoprodutores	2.452
TOTAL	**8.377**
TOTAL excluíndo importación	**7.377**

Fonte: Plan Enerxético Nacional 1991 – 2000.

Sen embargo, estas previsións non foron cumpridas especialmente en dúas direccións: houbo unha estimación excesivamente optimista en relación ao carbón propio, mentres se infrarrepresentou a capacidade de crecemento das tecnoloxías en réxime especial[157].

[155] Para facernos unha idea do esgotamento sufrido polas empresas unha vez finalizado o ciclo inversor, Unión Fenosa non puxo en funcionamento nin unha soa nova central de réxime ordinario en todo o período 1989 – 1997 (Red Eléctrica Española, 2005: 18).

[156] Este dato non ten en conta as melloras de xestión dos picos de demanda de potencia mediante mecanismos como a interrumpibilidade, porque a estimación real introducindo estes sistemas é aínda inferior nuns 600 MW, segundo recoñece o propio PEN.

[157] O PEN-92 incorpora dentro dos autoprodutores dous elementos: aquelas tecnoloxías que van ser empregadas para o consumo enerxético propio, esencialmente orientados a consumos industriais, e aquelas novas tecnoloxías que se comezan a incorporar ao mix, particularmente renovables. Durante a década de 1990 a evolución tanto tecnolóxica

Table 15: Potencia posta en servizo. 1991 - 1997

Tecnoloxía	**MW**
Hidráulica	456
Nuclear [Repotenciacións]	217
Hulla estatal	0
Lignito pardo	0
Lignito negro	80
Carbón importado	550
Fuel/Gas	320
Contrato EDF – REE	550
Réxime especial[158]	3.167
TOTAL	5.340

Fonte: Red Eléctrica de España (2005).

Como pode comprobarse, o incremento da potencia é moi escaso, menos dun 13% en relación á potencia instalada no ano 1988. Se excluímos o réxime especial (que comezaba o seu boom nesta década)[159], o crecemento da potencia sitúase nun escaso 6%.

Polo tanto, a maior parte do incremento de potencia durante os primeiros sete anos de década vén dado polo réxime especial, en particular derivado dun crecemento importante da autoprodución e, pola outra banda, pola crecente importancia de tecnoloxías que a comezos de década eran, simplemente, inviables comercialmente pero que nun breve período de tempo avanzaron a moita velocidade na súa curva de aprendizaxe até niveis competitivos, en particular na minihidráulica e a eólica.

O ano 1997 supón un punto de inflexión na evolución eléctrica española pola liberalización eléctrica. Neste momento conflúen tamén unha serie de factores que terán importante incidencia no futuro do mix e a produción eléctrica: a demanda eléctrica volve aumentar de xeito relevante, polo que o sistema se achega cara o seu límite de capacidade e ademais novas tecnoloxías fan aparición con moita forza como opcións viables de produción, o que transformará totalmente o mix eléctrico español: por unha banda as enerxías renovables (con

como normativa é importante, polo que posteriormente serán identificadas como réxime especial.

[158] Para maior detalle do incremento da potencia instalada en réxime especial, revisar anexos.

[159] Para facernos unha idea, o PEN-92 establecía un crecemento do réxime especial no período 1991 - 2000 de 2.452 MW. No ano 1997 xa acadaba a cifra de 3.167 MW, en boa medida pola forte expansión da autoxeración e, en menor medida, de novas tecnoloxías que comezaban a incorporarse ao mix.

especial incidencia na eólica) e, pola outra, fan aparición os primeiros proxectos das centrais térmicas de ciclo combinado mediante carbón, que verán o seu momento de maior expansión na primeira metade da década dos 2000.

Neste contexto, as empresas eléctricas volven ter grandes incentivos ao investimento no mercado eléctrico español, en particular nas novas tecnoloxías para a produción eléctrica. En paralelo, as peores perspectivas de sectores nos que o investimento fora elevado, como as telecomunicacións, facilitan o retorno ao *core* de actividade fronte a idea de empresa multiservizos dos anos 90.

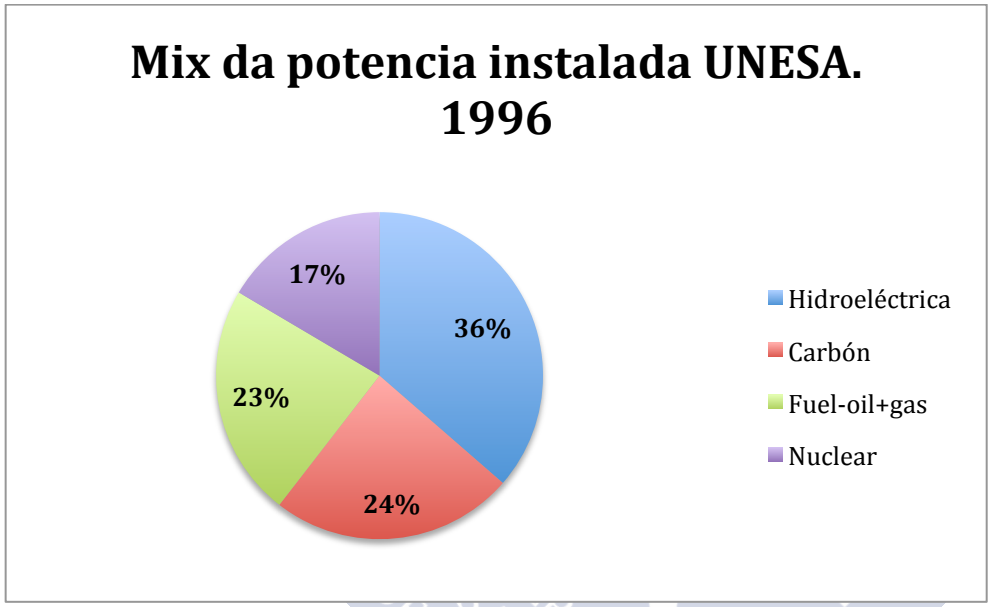


Figure 8: Mix da potencia instalada UNESA. 1996

Fonte: Memorias de UNESA (1997).

Se no ano 1996 a potencia instalada se caracterizaba por un certo equilibrio entre as catro tecnoloxías, con predominio da hidráulica, dez anos despois a estrutura da potencia será totalmente diferente. A paralización de investimentos nas tecnoloxías tradicionais e a aparición das centrais térmicas de ciclo combinado e diversas renovables (con especial incidencia na eólica) mudan o mix totalmente.

Os investimentos en tecnoloxías tradicionais contaban con límites importantes: a expansión hidráulica está limitada polo forte aproveitamento xa existente nos ríos do Estado, e a minihidráulica non ten capacidade para desenvolver grandes aumentos de potencia. A enerxía nuclear conta cunha moratoria que impide novas centrais (realizándose só pequenas repotenciacións dende o fin da febre nuclear no ano 1988), e uns excesivos custos de investimento que non fan atractivo o seu investimento.

Por outra banda, a crecente presión sobre as centrais de carbón polas elevadas emisións de gases de efectos de invernadoiro, nun contexto de crecente dependencia exterior para a obtención da materia prima, dificulta a súa expansión. Por último, as centrais clásicas de fuel viven no ostracismo dende a crise do petróleo a finais dos anos 70, polo que non son unha opción tecnolóxica asumible nesta época[160].

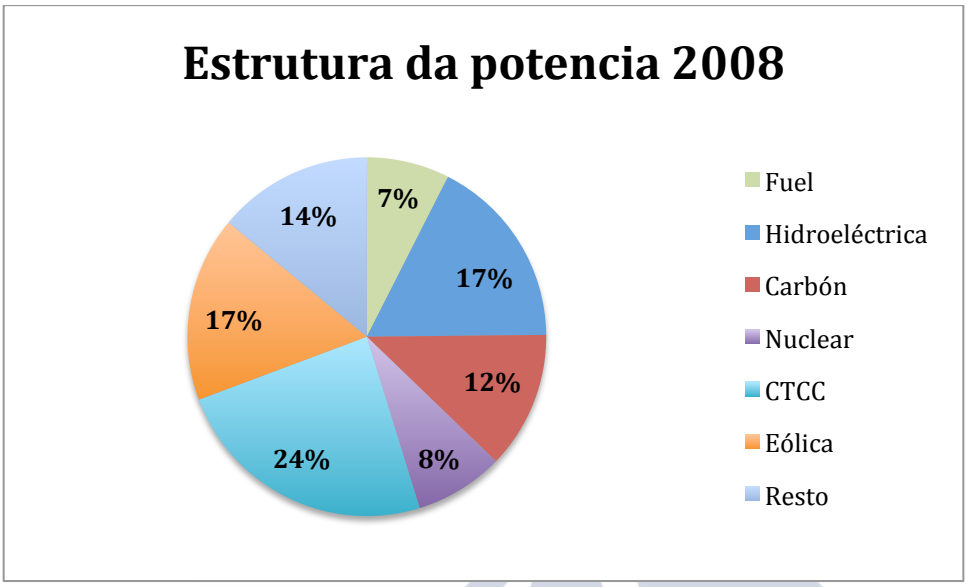


Figure 9: Estrutura da potencia 2008

Fonte: Red Eléctrica de España (2009).

En tal só 12 anos, a estrutura eléctrica é totalmente diferente. O escaso incremento das tecnoloxías tradicionais, en paralelo ao importantísimo incremento da potencia total en base ás novas tecnoloxías de produción eléctrica e a aparición de novas unidades empresariais para a xestión desa produción son as características deste período.

A expansión das centrais térmicas de ciclo combinado non tivo precedentes na evolución eléctrica española. Dende a posta en marcha da primeira CTCC no ano 2002[161] chegou a ser a principal tecnoloxía por MW instalados no Estado en tan só seis anos, con 23.066 MW, o 24% do total[162]. Por outra banda, a potencia

[160] Cando menos, no centro do sistema. En países periféricos póñense en funcionamento centrais de fuel até na década dos 2000.
[161] A central de San Roque, en Cádiz.
[162] Hai que ter en conta, ademais, que esta situación se produce nun país cunha escasa presenza do gas natural historicamente. O contexto autárquico impediu o desenvolvemento do gas mentres os países do entorno europeo avanzaban na dirección do seu consumo, e posteriormente ao Plan de Estabilización de 1959 a aposta gasista pasaba polo gas envasado en lugar do gas natural (Fàbregas Vidal, 2017). En canto ás empresas privadas, só Catalana de Gas y Electricidad dera pasos claros na aposta polo gas natural durante os anos 60, o que determinou a creación de Gas Natural no ano 1965 co apoio desta empresa, os bancos Urquijo, Hispano Americano, Popular e a empresa

eólica suma 16.018 MW, consolidándose como terceira tecnoloxía por potencia instalada moi preto da enerxía hidráulica. Así, as catro tecnoloxías que tradicionalmente dominaron o mix de potencia eléctrica representan só o 44% da potencia instalada.

Para facernos unha idea do tamaño da expansión vivida entre os anos 2000 e 2008 é suficiente con comparalo cos períodos anteriores. A expansión da potencia durante os anos 80 implicou aumentar a potencia total máis dun 48% no período 1980 – 1990. No conxunto da década de 1990 o incremento da potencia supuxo pouco máis do 19% do total. Sen embargo, no período 2000 – 2008 a expansión foi de máis do 82% en tan só oito anos, o que en termos absolutos implica aumentar o parque eléctrico en 44.459 MW, o equivalente a toda a potencia instalada en España no ano 1988[163].

Se ben a evolución da potencia instalada derivou nun panorama totalmente diferente nos últimos 40 anos, a evolución da produción eléctrica non foi tan radical, debido aos diversos factores de carga por tecnoloxía e central, onde as tradicionais continúan mantendo unha posición privilexiada.

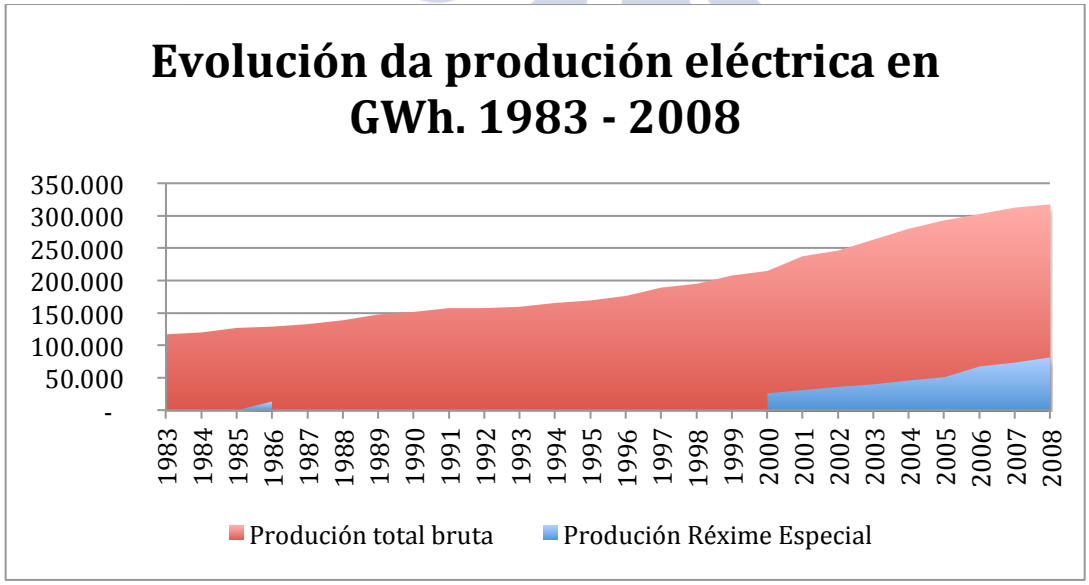


Figure 10: Evolución da produción eléctrica en GWh. 1983 - 2008

Fonte: Memorias UNESA. Varios anos.

---

estadounidense Exxon, de cara ao aproveitamento do gas libio e, posteriormente, arxelino.

[163] Como pode imaxinarse, a evolución da demanda de electricidade non estaba aumentando a un ritmo que puidera absorver a crecente capacidade de producción que se estaba construíndo no Estado Español neste período, o que determinará finalmente unha sobrecapacidade importante, en maior medida tendo en conta que a demanda eléctrica sufriu un retroceso en paralelo ao agravamento da crise económica posterior ao ano 2008.

A produción eléctrica aumentou nun 270% no período 1983 e 2008, unha cifra mesmo superior á do incremento da potencia no mesmo período. Así, despois dunha certa contención da produción durante a década de 1990, os anos 2000 supuxeron un novo pulo para a produción eléctrica, nun novo contexto de crecemento da demanda. Se analizamos a produción eléctrica por tecnoloxía, a tendencia será similar á observada na evolución da potencia instalada. En canto á produción con fuel, o seu papel volverase practicamente residual ao longo do tempo: non existen novos investimentos neste tipo de tecnoloxía, e a súa estrutura de prezos dependente do mercado internacional de petróleo descártaa como tecnoloxía de interese para a produción.

A produción hidroeléctrica tamén ten unha forte tendencia decrecente[164], pasando de ser a segunda tecnoloxía en importancia ao quinto lugar. Este descenso débese ás xa anunciadas limitacións hidráulicas dunha estrutura eléctrica madura: dificultade de construción de novas centrais polo elevado grao de aproveitamento xa existente, evolución complexa do seu factor de carga pola evolución das reservas hidroeléctricas, etc.

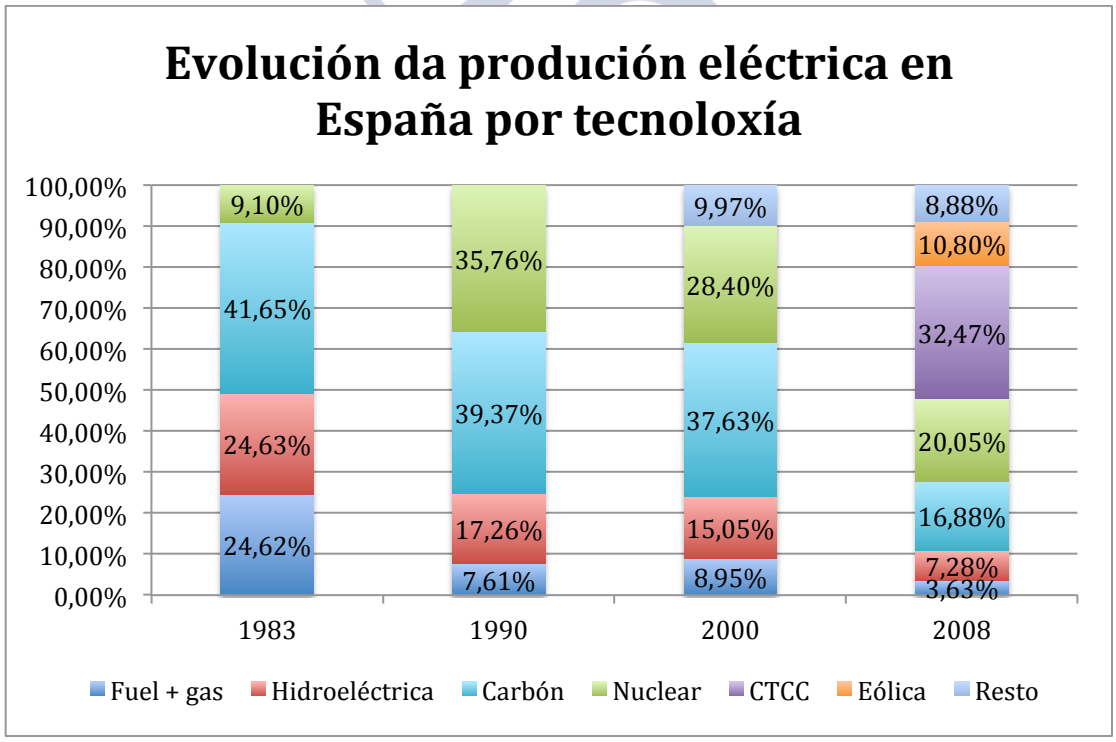


Figure 11: Evolución da produción eléctrica en España por tecnoloxía

Fonte: Estadística de la Industria de energía eléctrica. Varios anos.

[164] É importante sinalar que a produción hidroeléctrica pode variar de xeito moi relevante entre un ano e o seguinte contando ca mesma potencia instalada, derivado do diferente comportamento da pluviosidade e as reservas hídricas, polo que as fotos fixas son un mal mecanismo para a análise hidroeléctrica, se ben se pode obter interesante información a través das tendencias de longo prazo.

Por outra banda, confírmase o papel fundamental das tecnoloxías nuclear e de carbón dende o inicio do período, en particular unha vez rematado o proceso de investimentos dos anos 80. Se ben a tecnoloxía nuclear representa menos do 20% da potencia instalada durante a década dos 90, o seu peso na produción é indubidable. O elevado factor de carga, unido ao funcionamento das centrais nucleares como centrais de val no mercado eléctrico, favorece que manteña unha posición moi destacada no mix da produción eléctrica.

Algo similar acontece ca produción mediante carbón. O colapso da produción mediante fuel abriu a porta ao carbón como materia prima fundamental e combustible máis empregado na produción de electricidade. Así, chega a supoñer máis dun terzo da produción eléctrica, mantendo até o fin do período un peso de enorme relevancia.

Por último, e como xa foi sinalado, os anos 2000 supuxeron a aparición das centrais térmicas de ciclo combinado e da enerxía eólica como alternativas a estas catro tecnoloxías tradicionais. O gas, mediante as centrais térmicas de ciclo combinado, substitúe ao carbón como principal combustible fósil nun período de tan só 5 anos, nunha transición aínda máis rápida que a realizada a finais dos anos 70 e comezos dos 80 entre o fuel e o carbón[165].

Ao mesmo tempo, o progresivo desenvolvemento eólico, mediante unha favorable regulación con incentivos ao investimento unido a un importante descenso dos custos a medida que se avanza na súa curva de aprendizaxe, outorga a esta tecnoloxía un papel de moita relevancia para o mix, cunha produción mesmo superior á hidroeléctrica no ano 2008.

Polo tanto, a evolución da produción eléctrica dá lugar a un mix moito máis diversificado, onde novas tecnoloxías acceden de xeito relevante ao mercado. Se a comezos dos anos 80 estabamos a falar basicamente de tres tecnoloxías viables economicamente, nos anos 2000 xa son seis.

3.8. As relacións banca industria no sector eléctrico

As relacións da banca co sector eléctrico remóntanse aos comezos do século pasado. Se ben nun primeiro momento, a finais do século XIX, os primeiros investimentos partiron esencialmente de enxeñeiros como pequenos investidores privados, tamén o capital exterior (tanto bancario como industrial)

[165] Se ben esta substitución resultou definitiva para o fuel, o certo é que a explosión das centrais térmicas de ciclo combinado foi máis efímera. A década do 2010, coa conseguinte crise económica, fixo retornar a producción ao carbón e as novas tecnoloxías por manter uns custos inferiores a estas centrais.

e certas entidades bancarias españolas tiveran unha importancia relevante de cara ao desenvolvemento do sector.

Unha vez se inicia o desenvolvemento eléctrico en España, con certo retardo sobre os países do Centro de Europa, existe unha pronta entrada con agresividade do capital estranxeiro. En particular as empresas de bens de equipo mantiveron interese en controlar as novas empresas eléctricas españolas para garantir o seu mercado.

Os exemplos de Elektricitats-gesellschaft (AEG) e Siemens, a través dos bancos suízos do seu control Elektrobank (AEG) e Indelec (Siemens) son de moita relevancia para analizar o capital que financia os novos proxectos eléctricos (Sudrià, 1990). A Compañía Madrileña General de Electricidad, a Compañía Sevillana de Electricidad ou a Compañía Barcelonesa de Electricidad amosan o interese en introducirse en mercados cun elevado consumo potencial.

Será despois da entrada do século XX, cos importantes avances técnicos en materia de transporte, cando os grupos bancarios españois decidan interesarse polas novas potencialidades eléctricas abertas sobre a tecnoloxía hidráulica. Así, en particular o Banco de Vizcaya será impulsor e accionista de empresas con Hidroeléctrica Ibérica (que controlará o mercado vasco) e Hidroeléctrica Española (para os mercados de Valencia e Madrid), tendo ademais participación en outras empresas como Electra de Viesgo, Mengemor ou Sevillana de Electricidad. Polo tanto, o grupo controlaba máis dun 25% do mercado eléctrico español a comezos dos anos 30 (Sudriá, 1990), sendo coñecido na época como o *Banco Eléctrico*.

Do mesmo xeito, o capital estranxeiro continúa no mercado ibérico, onde a Barcelona Traction, Light and Power, coñecida como a *Canadiense*, se sitúa como a empresa eléctrica de maior tamaño en España, controlando máis do 24% da potencia total instalada e a maioría do mercado catalán.

Por último, a participación eléctrica do Banco Urquijo suporá o terceiro gran polo eléctrico nos anos 40 en España (Pueyo, 2007), configurándose tres bloques:

a) Banco de Vizcaya. Con control sobre Ibérica, Hidroeléctrica Española e Viesgo e participación noutras empresas como Sevillana.
b) Empresas catalás, con particular importancia da Canadiense, conformada por capital estranxeiro, xunto con empresas de menor tamaño de capital español.
c) Banco Urquijo. Con participación en diversas empresas como Unión Eléctrica Madrileña, Alberche, Langreo, Energía e Industrias Aragonesas ou Hidroeléctrica de Cataluña.

Por último, será neste momento no que o Banco de Bilbao reaccione ante esta situación creando Saltos del Duero, empresa que ao longo dos anos 30 foi quen de ameazar as posicións do banco Vizcaya nos mercados central, cantábrico e vasco, contando ademais co apoio do Urquijo, que entraría finalmente nun 20% do capital da compañía.

Neste contexto, o poder bancario permanecerá inalterado na súa capacidade de participación dos Consellos de Administración das empresas eléctricas, en maior medida unha vez o capital estranxeiro desaparece do sector pola acción do goberno franquista a partir dos anos 40. Neste sentido, todas as empresas eléctricas manterán unha entidade financeira de referencia que dea soporte á compañía. Fóra dos dous grandes grupos (Vizcaya e Urquijo), existirá tamén unha participación doutras entidades, como o caso do Banco Pastor en FENOSA ou do Bilbao en Iberduero, unha vez Saltos del Duero é absorbida pola Hidroeléctrica Ibérica, controlada polo Vizcaya. Deste xeito, a articulación eléctrica mantén unha estreita relación ca articulación do sistema bancario español.

Esta situación prodúcese nun contexto teoricamente adverso aos intereses privados, dado que o franquismo limita a capacidade de actuación do sistema financeiro mediante a Lei de Ordenación Bancaria, baixo a interpretación de que "*as actuais sociedades de crédito [...] non son as axeitadas para realizar estes fins* [da industrialización]" (García Ruiz, 2017), outorgando unha importante relevancia á transferencia de fondos públicos para potenciar o proceso de industrialización. Esta estratexia materialízase en primeiro lugar mediante a entrada directa do capital por parte do INI[166] e, posteriormente, mediante o desenvolvemento do crédito oficial[167], en paralelo á crecente participación da banca privada ca nova Lei de Ordenación Bancaria de 1962. Polo tanto, en boa medida o sector eléctrico privado ficou alleo á intervención pública unha vez se desenvolven as empresas públicas ligadas ao INI.

Así, mentres o desenvolvemento do mercado para a obtención do capital é moi limitado, a finais dos anos 60 e comezos dos anos 70 España si que atopa crédito abundante mediante as institucións financeiras, cunha taxa de crédito non financeiro superior ao 100% do PIB no ano 1975, superando outros países como

[166] O INI chegou a representar case o 20% do capital total das Sociedades Anónimas españolas a finais da década dos 50, o que amosa o importante papel dos instrumentos públicos para mobilizar capital.

[167] A medida que o peso do INI no capital das S.A. comeza a declinar, na década dos 60, increméntase paulatinamente o peso do crédito oficial. Os préstamos realizados polo Banco de Crédito Industrial chegaron a representar o 25% do total dos préstamos da banca privada a mediados dos anos 60.

Alemaña ou o Reino Unido (García Ruiz, 2017). Ao mesmo tempo, o aperturismo económico do período final do franquismo resultou un forte impulsor do investimento estranxeiro directo, o que facilitou a obtención de capital e crédito exterior.

En canto ao sector eléctrico, os dous primeiros proxectos nucleares desenvolvidos en España (Garoña e Zorita) contan con financiamento principal exterior por parte do EXIM BANK, Chase Manhattan e GETSCO, se ben tamén subscriben créditos co Urquijo e o Hispano-Americano (Zorita) e o Vizcaya, Bilbao, Español de Crédito, Central e Santander (Garoña), o que amosa claramente as áreas de influencia bancaria no sector eléctrico. Como ben definen De la Torre & Rubio (2017) "*El oligopolio electro-financiero funcionaba a pleno rendimiento*".

Así, se ben as principais entidades que aportan o crédito son estranxeiras, boa parte dese capital será xestionado polas entidades bancarias españolas mediante as súas estreitas relacións co sector eléctrico (Garrués Irurzun & Rubio-Mondéjar, 2017).

Esta situación de financiamento exterior acompañado de financiamento privado estatal é debida a que o EXIM BANK[168] só financiaba (se ben cunhas condicións moi vantaxosas) a compra de produtos estadounidenses, polo que o financiamento restante era obtido mediante negociacións coa banca privada estadounidense ou co sistema bancario estatal en cada país que accedía á construción de centrais nucleares (De la Torre & Rubio, 2017).

Table 16: Financiamento exterior das Centrais Nucleares de Primeira Xeración

	Zorita (1964)			**Garoña (1967)**		
Bancos	Mill$USA	Xuro	Período	Mill$USA	Xuro	Período
Exim Bank	24,5	5,5	1968 – 1982	43,7	6	1970 – 1984
Outros	6	6,5	1967 - 1982	8,7	6	1970 - 1975
Financiamento inicial	30,5			52,4		
Financiamento final	41			90		

Fonte: De la Torre & Rubio (2017).

Os datos amosados son paradigmáticos da situación financeira que derivaba do investimento nuclear. Nestas dúas centrais de primeira xeración os períodos de pago roldaban os 15 anos, mentres a necesidade de financiamento total

[168] Para ver a importancia do mecanismo que supoñía o EXIM BANK para a estratexia de exportación de centrais nucleares estadounidenses, entre os anos 1965 e 1970, das 17 centrais exportadas 11 foron financiadas polo EXIM BANK (De la Torre & Rubio, 2018).

aumentaba un 26 e un 42% sobre o previsto. Tendo en conta que a evolución do tipo de cambio a partir de mediados dos anos 70 é moi desfavorable aos intereses das empresas, preséntase un cóctel financeiro potencialmente explosivo a medio prazo.

Os anos 70 supoñen o declive da participación pública no tecido industrial tanto mediante capital directo como mediante instrumentos de crédito, dando lugar a unha expansión da banca privada e do investimento estranxeiro directo, se ben a crise do petróleo fai rexurdir momentaneamente os instrumentos públicos de cara ao desenvolvemento de políticas contracíclicas. A crise bancaria do período 1977 – 1985 facilitou a reorientación bancaria cara un modelo de banca comercial, dándose lugar á venda das participacións industriais, especialmente cara o capital exterior. Ao mesmo tempo, o proxecto de creación dun mercado europeo de capitais obrigou ao Estado a un grande impulso das bolsas, materializándose finalmente na Lei do Mercado de Valores do ano 1988.

Neste contexto, a segunda metade dos anos 70 reorienta os créditos públicos. Se durante os anos 60 a importancia dos créditos cara enerxía (electricidade, gas e auga) foi mínima, a partir do ano 1975 esta tendencia muda radicalmente, chegando a representar máis do 40% dos créditos totais do Banco de Crédito Industrial no ano 1981[169].

En paralelo, o fluxo de crédito das entidades bancarias cara o sector eléctrico non é o elemento fundamental para o financiamento do sector durante os anos 70 e 80 dada a súa propia crise até o ano 1985, dándose un paradoxo pola que os consellos de administración das empresas eléctricas mantiñan unha importante vinculación co entramado financeiro español mentres precisaban de financiamento que non era outorgado nin por estas entidades bancarias nin polos mercados de capitais españois.

Así, os Bancos Vizcaya e Bilbao continuaban mantendo participación en Hidrola, Viesgo e Iberduero, o que representaba case o 40% da produción eléctrica de 1975 (Tamames, 1977), o Urquijo mantiña o control sobre Unión Eléctrica Madrileña e participaba en HECSA e (conxuntamente co Vizcaya) en Sevillana e Viesgo[170] (Puig & Torres, 2015), a Banca March o control de FECSA (unha vez expulsado o capital exterior) e o Pastor o control de Fenosa. Unido ás empresas públicas, este grupo de empresas representaban máis do 80% da produción do Estado en 1975.

[169] FENOSA asina a Acta Xeral de Concerto o 22 de Outubro do ano 1975, polo cal a empresa se comprometía a unha serie de investimentos que poderían ser financiados até nun 40% mediante crédito oficial en centrais hidroeléctricas e térmicas de carbón (Memoria FENOSA 1975).

[170] Até o punto de que o presidente do Banco Urquijo tamén o era de Viesgo.

Se ben a concentración entre os anos 70 e o ano 1995 foi moi elevada tanto no sector bancario como no eléctrico, a realidade non mudou substancialmente, sendo a grande banca resultante das fusións quen participe de xeito maioritario nos Consellos de Administración das empresas eléctricas:

Table 17: Participación bancaria máis relevante nas principais empresas eléctricas. 1993

Empresa eléctrica	Principais entidades bancarias accionistas	Propiedade
Sevillana*	BBV	10,2%
	BCH	7,5%
	Banesto	2,5%
	Santander	2%
Unión Fenosa	Pastor	5%
	Banesto	3%
	BCH	7,5%
Hidrocantábrico	Cajastur	7%
	BBV	6,6%
	Banco Herrero	4,9%
	H. Masaveu	4,6%
Iberdrola	BBV	10%

Fonte: Fernández de la Buelga (1994).
*Se ben Sevillana xa era participada de xeito maioritario por Endesa na altura, continuaba mantendo unha importante participación bancaria no seu accionariado.

Por último, é preciso facer unha mención ao sector da construción nas relacións co sector eléctrico. Se ben o sector eléctrico conta cunha centenaria relación coa banca española, que foi quen de proporcionar o capital para o desenvolvemento do sector, dende finais do século XX amósase por primeira vez unha mudanza de paradigma no control do *oligopolio electro-financeiro*, dado o elevado grao de capitalización do sector inmobiliario e da construción durante os anos 90 e inicio dos 2000.

Así, se ben indirectamente o sector da construción tivera unha estreita relación co sector eléctrico (esencialmente derivado das necesidades por parte do sector eléctrico da construción de centrais con importantes investimentos)[171], a partir do ano 2000 vemos unha toma de posicións nunca antes vista nos máis de cen anos de historia do sector, en primeiro lugar a través da OPA lanzada por ACS a Unión Fenosa converténdose no seu accionista maioritario e, posteriormente, mediante o pacto entre Acciona e a italiana ENEL na OPA sobre Endesa.

[171] Como amosan, por exemplo, a construción das primeiras centrais nucleares por parte de Entrecanales.

Polo tanto, dúas empresas españolas da construción desbancaban das súas posicións ao sector bancario sobre dúas das tres maiores empresas eléctricas no Estado.

4. A fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña

Para analizar a fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña é preciso camiñar atrás no tempo, xa que existía unha relación histórica entre ambas compañías. Se ben no seu nacemento as áreas de influencia de ambas compañías son lonxanas (Galiza para FENOSA e Madrid para Unión Eléctrica) a evolución posterior de UEM ampliou os seus mercados tamén a ambas Castelas. Así, o control da distribución das provincias de Zamora e León e as necesidades de aumentar a produción para abastecer ao mercado madrileño levará á empresa a interesarse polas posibilidades hidroeléctricas da Cunca Miño-Sil.

Precisamente a mediados dos anos 40 FENOSA viña de asinar un acordo amigable con Saltos del Sil e Moncabril para a explotación desta cunca[172]. Este acordo con Saltos del Sil[173] ten importantes repercusións no desenvolvemento de FENOSA, e ademais permitirá manter unha relación fluída con Unión Eléctrica por varios motivos: Saltos del Sil será unha compañía participada por Eléctricas Leonesas, posteriormente absorbida por Unión Eléctrica, mentres Moncabril rematará tamén formando parte de Unión Eléctrica no ano 1969 despois dun período controlada polo INI. Polo tanto, ambas empresas compartirán área de influencia en canto á produción eléctrica.

Do mesmo xeito, no ano 1970 Unión Fenosa merca a Unión Eléctrica o salto de Portodemouros, no río Ulla, cunha potencia de 76 MW, unido a sete concesións nese mesmo río, o que reforza a idea de participación nun área xeográfica común. Do mesmo xeito, as concesións que mantiña Moncabril nos ríos Ulla e Arnoia tamén pasarán a FENOSA, non sendo de interese para a primeira empresa pola distancia co resto das súas instalacións (Lázaro, 1972).

Sobre esta base existen posteriormente unha serie de acordos empresariais entre Unión Eléctrica, FENOSA e o Banco Pastor (a través dun Pacto de Sindicación), mesmo participando Unión Eléctrica no Consello de Administración de FENOSA[174], formando parte do capital da compañía (Unión Fenosa, ACA, 08/06/1970)[175]. Polo tanto, a relación histórica entre FENOSA e Unión Eléctrica ía máis alá da súa participación en UNESA, senón que tanto a nivel empresarial

[172] Para máis información sobre esta cuestión, revisar o apartado seguinte, 3.1.1.
[173] Para facernos unha idea do amistoso do acordo, Barrié pasou a formar parte do Consello de Administración de Saltos del Sil.
[174] Inicialmente coa participación de José Cabrera e a partir do ano 1971 mediante a participación do novo presidente de Unión Eléctrica Madrileña, Julio Hernández Rubio, que formará parte do organismo até a fusión de ambas compañías.
[175] Unha situación que hai que recoñecer non era excepcional. Así, outras empresas como Iberduero e Hidrola tiñan accións de Fenosa, e o propio Oriol y Urquijo formaba parte do Consello de Administración de FENOSA sendo Presidente de Hidrola.

como pola proximidade dos mercados existía unha relación creada nos anos anteriores.

Por outra banda, é imposible disociar o contexto previo á fusión das decisións empresariais tomadas durante os anos 70, que supoñen unha transición cara un novo escenario por múltiples motivos:

a) Un novo contexto político ante o fin da Ditadura, que supón unha mudanza nas relacións tradicionais entre as compañías e o goberno e a previsible mudanza reguladora que rematará por darse nos anos 80 poñendo fin á autorregulación empresarial.
b) Un elevado crecemento económico e de demanda eléctrica a finais dos anos 60 que obriga ás empresas a realizar uns fortes investimentos de cara a aumentar a capacidade instalada, o que levou ao desenvolvemento dunha estratexia empresarial para o crecemento baseada en tecnoloxías intensivas en capital (nomeadamente, a tecnoloxía nuclear) e de amortización e posta en funcionamento a moi longo prazo. Neste contexto, ambas compañías podían sufrir un problema de escala para afrontar esta situación, xa que aínda sendo empresas de relevancia estaban a unha importante distancia das grandes empresas do sector.
c) A ruptura da tendencia económica dos anos 60 e comezos dos 70 que levou a unha importante crise económica que se alongou no tempo e limitou o crecemento da demanda eléctrica cando os investimentos para nova potencia estaban sendo executados. Esta nova situación económica ten tamén un importante efecto no aumento da inflación, o que provoca mudanzas na evolución dos tipos de xuro bancarios, un elemento fundamental para entender a evolución dos balances das empresas eléctricas.
d) A importante crise enerxética que levou a un forte incremento dos prezos do petróleo nos mercados internacionais, nun contexto onde a electricidade producida con fuel-oil era unha parte fundamental do mix eléctrico español. Mentres a CEE-12 mantiña unha estrutura do consumo de enerxía primaria onde o petróleo representaba o 59%, en España este valor ascendía ao 73%, dado o escaso peso do gas e o menor impacto do carbón[176]. Polo tanto, o impacto da evolución do prezo do petróleo terá aínda maior importancia no Estado que na Comunidade Económica Europea. Esta situación ten especial relevancia para a situación eléctrica, ante o esgotamento de novos recursos hídricos que levou a unha expansión das centrais térmicas de fuel precisamente neste período.

[176] Ao que hai que engadir un baixísimo grao de autoabastecemento, non superior ao 25% do consumo de enerxía primaria, moi lonxe do 50% de media en Europa aínda a finais da década de 1980, onde a cifra española non chega a superar o 35%, cun diferencial negativo ca CEE duns 20 puntos (Reinoso y Reino, 1988).

e) A existencia dunha crise bancaria moi acusada a partir do ano 1977, que tivo incidencia en boa parte do sector eléctrico, ao limitar a capacidade das entidades financeiras privadas españolas para financiar os investimentos en nova potencia, tendo que orientar a busca de financiamento cara o exterior[177]. En concreto, o Banco Urquijo, tradicional entidade con intereses industriais no sector eléctrico e, en particular, en Unión Eléctrica, vese afectado de xeito moi importante por esta crise, sendo absorbido no ano 1983 polo Hispano Americano.
f) Polo tanto, o período que se inicia no ano 1973 e se prolonga até comezos da década de 1990 representa un ciclo económico moi concreto da economía española durante o cal o sector eléctrico se comportou á inversa da economía (Jiménez, 2006a): importantísimo programa de investimentos nun contexto de forte redución das taxas de investimento xerais(finais dos anos 70, inicios dos anos 80) e agudización da crise financeira ao redor do sector eléctrico no momento dun novo despegue da economía estatal a partir do ano 1985, nun ciclo expansivo que se pecha a comezos da seguinte década, xusto cando o sector eléctrico remata os seus axustes e se volve situar nunhas mellores condicións económicas e financeiras.

4.1. Algunhas cuestións previas sobre o desenvolvemento nuclear

O contexto no que nace Unión Fenosa non pode desentenderse dun elemento fundamental para o sector eléctrico español: o desenvolvemento da tecnoloxía nuclear. Se ben nos anos 70 e comezos dos 80 a tecnoloxía nuclear non supoñía unha tecnoloxía de gran peso no mix español, o impacto da evolución nuclear é moi importante para entender o acontecido no sector durante máis de trinta anos, en dous sentidos:

a) En primeiro lugar, polos grandes esforzos dende o Estado para o desenvolvemento nuclear, moitas veces para acadar obxectivos políticos e respecto internacional, e mediante fortes investimentos nun dos países máis pobres de Europa Occidental nos anos 50.
b) En segundo lugar, polas repercusións que a enerxía nuclear tivo para as empresas (en termos de potencia, produción e, especialmente, endebedamento), os consumidores (internalización na tarifa de elementos ligados á produción nuclear), e o propio Estado (nos investimentos realizados para o seu desenvolvemento).

[177] Xa non só pola súa propia situación, senón tamén porque as condicións que podían ofertar as entidades españolas nese contexto non podían competir cas propostas de financiamento dende a grande banca estadounidense ou europea.

Hai que remontarse ao programa Átomos pola Paz e aos acordos asinados polo goberno franquista e os Estados Unidos no ano nos Pactos de Madrid no ano 1953 como punto de partida dunha estratexia de desenvolvemento nuclear en España[178], nunha aposta decidida dende o Estado franquista. Como indican De la Torre e Rubio (2014) "*sin el Estado no habría sido posible lograr el uso pacífico de la energía atómica en España*"[179].

A estratexia de desenvolvemento nuclear por parte do Estado partía da necesidade de definir un marco regulador e crear diversos organismos para a evolución nuclear, financiar a transferencia de tecnoloxía dende o exterior, incluíndo tamén a formación do capital humano, garantir a subministración de uranio e a xestión dos residuos, definir os plans enerxéticos e o impulso dunha política económica e fiscal para o desenvolvemento dunha industria nacional capaz de desenvolver a tecnoloxía nuclear (hai que ter en conta a necesidade de desenvolver bens de equipo e compoñentes, elementos dos que carecía a España do momento)[180] (De la Torre & Rubio, 2014).

É por iso tan importante a relación cos Estados Unidos, tanto dende o punto de vista institucional como tecnolóxico, empresarial e financeiro. Así, desenvolveranse acordos entre as empresas eléctricas españolas e os dous grandes provedores de compoñentes nucleares: Westinghouse e General Electric, mentres a importancia do Exim Bank será fundamental para entender a posibilidade do financiamento dos proxectos nucleares por parte das empresas españolas.[181]

Non é casual a relación entre as empresas estadounidenses e o desenvolvemento nuclear: o Banco Urquijo controlaba Unión Eléctrica Madrileña, que será a primeira propietaria dunha central nuclear en España. Esta central é construída

[178] O papel dos Estados Unidos no desenvolvemento nuclear será fundamental. Por unha banda, polos intereses económicos das empresas estadounidenses que funcionaron en réxime de monopolio durante máis dunha década na venda de tecnoloxía nuclear a nível internacional e, pola outra, dado o interese do goberno dos Estados Unidos de mellorar a súa situación na balanza de pagos aumentando as vendas ao exterior (De la Torre & Rubio, 2016a).

[179] Sen embargo, é curioso atopar documentos na literatura que xeralmente obvian este nacemento nuclear, considerando o inicio do desenvolvemento nuclear en España pola simple apertura das centrais nucleares de primeira xeración e non tendo en conta o proceso previo que se alongou durante dúas décadas. Un exemplo disto pode verse en González (2008).

[180] Para facernos unha idea da importancia que o Estado outorgaba á produción nacional, o PEN-69 recolle a necesidade que no desenvolvemento das novas centrais o equipamento terá que ser, cando menos nun 50%, español.

[181] Se ben a entrada de empresas francesas e alemanas parecía romper ese monopolio estadounidense na tecnoloxía nuclear, finalmente só dúas centrais chegaron a construirse fóra da órbita deste país: Vandellós I con tecnoloxía francesa e Trillo I con tecnoloxía alemana (Sánchez Sánchez & Sanz Lafuente, 2017).

con tecnoloxía de Westinhouse, empresa coa que o Urquijo mantiña relación dende os anos 30 por ser provedora da subministración para CENEMESA, outra empresa industrial en propiedade do banco. Por outra banda, a segunda central nuclear instalada (Garoña), desenvolveuse con tecnoloxía de General Electric, empresa que formara parte do Consello de Administración de Iberduero dende antes da Guerra Civil, o que reforzaba a posibilidade desta elección tecnolóxica (De la Torre & Rubio, 2016a).

Como indica García Campero (1984):

> "*En España las centrales nucleares se instalaron en una época en la que el Estado asumía buena parte de los riesgos económicos, políticos y con frecuencia incluso los financieros.*"

Neste sentido, un elemento fundamental para entender o interese sobre o desenvolvemento nuclear era a necesidade de evitar unha excesiva dependencia externa en materia enerxética, nun contexto de relativo illamento político, ausencia de produción a gran escala de determinadas materias primas (particularmente petróleo) e a posible inestabilidade nos mercados internacionais de produtos enerxéticos[182].

Os beneficiarios desta política serán directamente as empresas[183], que despois de dúas décadas de traballo nuclear público serán as encargadas de construír e xestionar as centrais nucleares (De la Torre & Rubio, 2016a), obtendo os beneficios correspondentes[184]. Do mesmo xeito, as propias empresas podían verse presionadas a avanzar nos plans nucleares de cara a non quedar atrás ante a existencia dunha nova tecnoloxía disruptiva para o sector.

---

[182] Estes argumentos non son unha excepción da época do proteccionismo económico do primeiro franquismo. En textos tan actuais como o de Ballestero (2008) ou Ruete (2008), recoñécese a tecnoloxía nuclear como unha posible substituta ante centrais que dependen dos mercados exteriores. Outras posicións, como da de Vidal-Quadras (2008) teñen un sesgo aínda máis marcado en canto á necesidade de independencia enerxética do exterior e, nomeadamente, dos países que non forman parte da OCDE.

[183] Nomeadamente, as empresas *privadas*, que son as que na súa maioría manterán a propiedade das centrais nucleares. Nas centrais nucleares de primeira e segunda xeración a propiedade será fundamentalmente privada, salvo unha pequena participación de ENHER en Vandellós I e Ascó. Endesa só participará de Trillo, polo que a participación desta empresa ao desenvolvemento das centrais nucleares é moi moderado.

[184] Esta decisión de primar as empresas privadas na posta en práctica das centrais nucleares contou co apoio do goberno, encabezado por Franco, e coa firme oposición do INI, onde Suanzes mantiña a idea de desenvolver proxectos nucleares dende as institucións públicas (Garrués Irurzun & Rubio-Mondéjar, 2017).

No pasado, as dúas grandes mudanzas tecnolóxicas na produción eléctrica (a produción hidroeléctrica e o desenvolvemento de redes que permitiran o transporte a longas distancias) supuxeran mudanzas no *statu quo* empresarial e a desaparición daquelas empresas rezagadas ante estes avances (Garrués Irurzun & Rubio-Mondéjar, 2017).

É importante sinalar que a evolución reguladora do sector nuclear mantivo diversos mecanismos que facilitaran a participación privada, como aqueles que limitaban a responsabilidade no caso de accidente nuclear, fixada nun máximo de 300 millóns de pesetas[185] (Ley 25/1964 sobre Energía Nuclear, Artículo 57) ou o financiamento público de ENUSA (Empresa Nacional de Uranio S.A.), na cal o Estado inverteu un monto superior ao custo dunha central nuclear para avanzar no enriquecemento de uranio[186].

Como consecuencia deste intento de introdución no novo mercado nuclear, as empresas no Norte constituíron NUCLENOR mentres as empresas do Sur constituíron CENUSA, ambas no ano 1957, nun intento de replicar a situación de UNESA para o mercado eléctrico, entrando de novo en conflito cas institucións públicas, particularmente o INI, que aspiraba ao control público do desenvolvemento nuclear[187].

Sobre este contexto comezan a desenvolverse en España os primeiros proxectos nucleares a finais dos anos 60, que entraron en actividade no ano 1971. A década de 1970 é fundamental para entender a evolución nuclear en todo o planeta por dous elementos que conflúen no período: dun lado, o fin de prezos baratos do combustible (en particular do petróleo), que supón un importante aliciente para o desenvolvemento nuclear como substituto (Echávarri, 2008); por outra banda, destápanse unha serie de problemas estruturais para a tecnoloxía nuclear que

[185] Situación que se extende até a actualidade. A responsabilidade nuclear das empresas é dun máximo de 700 millóns de € en caso de catástrofe. Até 1.200 millóns será aportado polo Estado e até 1.500 polos asinantes dos Convenios de París e Bruxelas sobre responsabilidade civil en materia de enerxía nuclear (Gallego & Victoria, 2012; Ecologistas en Acción, 2005)

[186] O valor calculado no momento para o desenvolvemento dunha planta nuclear era de 10.000 millóns de pesetas, mentres o financiamento a ENUSA foi de 11.000 millóns no ano 1972 (De la Torre & Rubio, 2014).

[187] Unha pequena explicación moi interesante sobre o conflicto entre institucións e empresas no desenvolvemento nuclear pode atoparse en De la Torre & Rubio (2016b). As cartas entre o presidente de Hidroeléctrica Española, José María de Oriol y Urquijo, co presidente da Junta de Energía Nuclear (JEN), José María Otero y Navascués, son clarificadoras. UNESA reclamaba á JEN a confirmación de que as licenzas de explotación nuclear recaerían sobre as empresas privadas se estas realizaban investimentos previos no desenvolvemento nuclear, nunha clara posición de desconfianza cara o INI e a posibilidade de que o Ministerio de Industria bloqueara o desenvolvemento nuclear privado, algo que finalmente non aconteceu.

limitan o seu interese como substitutivo[188]: sobreestimacións do crecemento da demanda eléctrica, subestimación de custos nucleares, excesivo optimismo nos prazos de construción[189], problemas técnicos aos incrementos da escala das centrais ou o efecto *Three Mile Island*, que obrigou a incrementar os investimentos en seguridade nuclear.

A resposta a esta dupla situación por parte de España foi a de continuar apostando polo desenvolvemento nuclear[190]. A magnitude do incremento do peso nuclear é moi grande: do 5,1% de peso na potencia eléctrica nuclear no ano 1971 buscarase chegar ao 26,2% no ano 1990[191].

O resultado do primeiro desenvolvemento nuclear español convirte España no 6º país cun maior esforzo nuclear en relación á súa economía, por riba de países como Alemaña, Italia ou Xapón, e ao nivel case de Suíza e os Estados Unidos. Podemos considerar, como indican De la Torre & Rubio (2014), que España se sitúa como un exitoso *early comer* na tecnoloxía nuclear[192].

Table 18: Esforzo nuclear. Ano 1971

País	MWh por millóns de $
UK	136,49
Canadá	46,74
France	45,56
USA	38,67
Suíza	38,24
España	33,79
Xapón	23,14
Alemaña	21,71

[188] Hai que ter en conta o contexto do que parte a tecnoloxía nuclear, onde as grandes empresas estadounidenses desenvolveron intensas campañas de marketing desta tecnoloxía co apoio do goberno estadounidense (De la Torre & Rubio, 2016b), sobre ideas que se amosaron verdadeiramente erradas como a expresada por Lewis Strauss, presidente de AEC, no ano 1954: "*non é aventurado agardar que os nosos fillos desfruten nas súas casas de electricidade que sexa tan barata que non mereza a pena nin facturala"* (Coderch, 2008).

[189] Para facernos unha idea, no ano 1980 só se realizara un 11,6% da potencia nuclear prevista.

[190] Tamén é importante sinalar que non só España apostou por continuar nesta liña, xa que moitos países do noso entorno fixeron o mesmo.

[191] En termos de potencia o salto era considerable, pero os cálculos de UNESA en termos de produción eran aínda moito máis superiores: no ano 1985 o 54% da produción eléctrica total sería nuclear, o que supoñía multiplicar por oito o peso nuclear en tan só 10 anos. O resultado real foi que no ano 1989 a enerxía nuclear supuxo o 38% da produción eléctrica do estado.

[192] Hai que ter en conta además que a participación española na construción nuclear foi cada vez maior: se nas centrais de primeira xeración a participación total foi dun 43%, nas de terceira xeración esta cifra acadou o 85% (González, 2008).

Italia	19,19
India	7,79
Países Baixos	7,55
Paquistán	5,15
Suecia	2,64

Fonte: De la Torre, J., & Rubio, M. M. (2014).

Esta estratexia tiña sentido por varias circunstancias: a xa mencionada suba do prezo do petróleo, sendo España un país sen reservas propias, obrigaba a alternativas na produción eléctrica para mellorar a situación da balanza de pagos; a suspensión da convertibilidade do dólar en ouro do ano 1971 favoreceu que o tipo de cambio da peseta fora favorable durante a década dos anos 70 e, por último, a maduración da industria nuclear alemá recrudeceu durante os anos 70 as loitas entre a industria nuclear internacional, ante a ameaza europea (principalmente francesa e posteriormente alemá) cara as empresas estadounidenses, até o momento situadas case en situación de monopolio (De la Torre & Rubio, 2014).

Os anos 80 supoñen o fin da febre nuclear a nivel internacional, ao igual que acontece en España. As novas previsións da evolución da demanda e uns cálculos máis realistas dos custos na industria favoreceron un novo clima no cal a enerxía nuclear sería parte do sistema pero non o núcleo central da nova potencia instalada. En España esta situación prodúcese ademais nun contexto de forte cambio político (o fin do franquismo), unido a unha crecente contestación social en todo o mundo polo impacto da enerxía nuclear[193]en materia de xestión de residuos radioactivos e de seguridade das propias centrais.

De tódolos xeitos, en épocas tan tardías como 1978, cando estes factores xa estaban claramente na axenda enerxética internacional, as empresas eléctricas españolas continuaron apostando firmemente pola enerxía nuclear baixo premisas que se amosaron completamente falsas. En palabras do Presidente de Sevillana de Electricidad á Asemblea Xeral de Accionistas: a enerxía nuclear era a única solución viable para facer fronte aos incrementos da demanda, todos os países desenvolvidos apostan pola enerxía nuclear, a enerxía nuclear resulta máis barata que outras tecnoloxías (Muñoz Delgado & Rubio, 2017).

Se o final dos anos 70 se caracteriza polo accidente de Three Mile Island e a necesidade de maiores investimentos en seguridade nuclear, o final dos 80 caracterizouse polo accidente de Chernobyl e a fortísima presión social contra un

[193] Debate que tamén se estaba dando en España. Para unha visión en maior profundidade do debate en torno á idoneidade da enerxía nuclear en España dentro do Congreso é recomendable ler a Sanz (1984).

novo desenvolvemento nuclear ante os riscos en materia de seguridade, o que debilita enormemente as posicións a prol desta tecnoloxía, non só no Estado, senón a nivel internacional, con consecuencias obvias para o desenvolvemento nuclear.

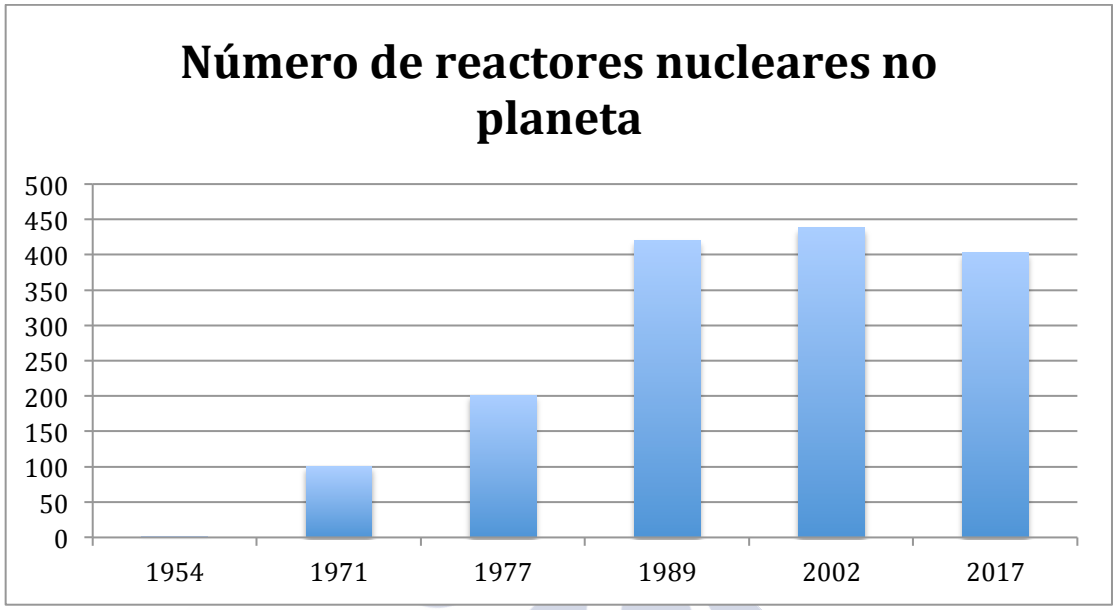


Figure 12: Número de reactores nucleares no planeta. 1954 – 2017

Fonte: Elaboración propia a partir de Schneider & Froggatt (Dir) (2017): The World Nuclear Industry: Status Report 2017.

As consecuencias desta política amósanse claramente, en particular por un deterioro importante da situación financeira das empresas unha vez a conxuntura foi empeorando. Entre os anos 1979 e 1985 o tipo de cambio dólar – peseta multiplicouse por 2'5, no momento no que comezaban a facerse fronte os primeiros pagos da débeda contraída para os investimentos nucleares, en boa medida con entidades estranxeiras e, en particular, estadounidenses. En paralelo, os custos tamén aumentaban polo excesivo optimismo na planificación e polas maiores necesidades en materia de seguridade derivadas do Efecto Three Mile Island.

Para facernos unha idea do deterioro da planificación inicial do desenvolvemento nuclear empregaremos a información realizada por Bernal (1994) en relación ao desenvolvemento da central nuclear de Almaraz. Se inicialmente ía ser posta en funcionamento no ano 1977, finalmente até o ano 1981 non chegaría a funcionar e no curto prazo tivo que ser paralizada a súa explotación ao detectarse problemas técnicos que tiveron que ser resoltos por Westinghouse.

Ao mesmo tempo, os investimentos previstos pasaron de 32.000 millóns de pesetas (orzamentados no ano 1971) até a incrible cifra de 367.000 millóns de

pesetas (ano 1984). Aínda descontando o efecto da inflación (en máximos históricos neste período), os investimentos precisos case duplicaban o seu valor, cun desvío do 37% para o investimento material, e un desvío do 5.326% nos custos financeiros, dada a evolución dos xuros, diferenzas cambiarias e actualizacións (Bernal, 1994).

É importante subliñar unha cuestión en materia nuclear: xeralmente soe interpretarse que os accidentes de Three Mile Island e de Chernobyl supoñen o punto de inflexión para o fin da expansión nuclear, o cal é preciso matizar. Estes dous accidentes supoñen maiores problemas para a industria, pero tendo en conta que o período de construción dunha central nuclear é de entre 10 e 12 anos, hai que ir máis atrás que a estes dous momentos concretos, como moi ben indica Coderch (2008):

> *"La energía nuclear fracasó economicamente a mediados de los años 70 y además se vio afectada por los accidentes de Three Mile Island y Chernobyl de 1986 [...]. En resumen, la historia de la energía nuclear en las últimas cuatro décadas puede resumirse en que pasó de ser* too cheap to meter *a convertirse* en too expensive to matter*, y en demasiado impopular para insistir en ella."*

Así, unha vez chegado ao poder, o novo goberno do PSOE establece unha serie de contactos ca industria nuclear para finalmente aprobar unha moratoria no ano 1983 con cargo á tarifa eléctrica, que tamén no sector foi vista como ineludible. Así, non se chega a iniciar a construción de varias das centrais proxectadas e paralízanse cinco das que xa estaban en construción: Lemóniz I e II, Valdecaballeros I e II e Trillo II.

Se ben dende as empresas esta moratoria e traslado á factura se entendeu como unha contraprestación pola paralización das centrais proxectadas, foi cualificada dende o Goberno como un *rescate* para salvagardar a situación financeira das empresas. Como indicou Juan Manuel Eguiagaray (Ministro de Industria a partir do ano 1993):

> *"el sector público hubo de rescatar financieramente a las eléctricas, que se habían embarcado en un proceso de inversión faraónico derivado de una planificación delirante, en total contradicción con las necesidades de la demanda"* (citado en Monforte, 2015).

As empresas calcularon o investimento improdutivo nas centrais nucleares por valor de 4.381 millóns de €, que foron amortizados na factura eléctrica (Espejo, 2002). En Febreiro de 1996 titulizouse a débeda xerada pola construción nuclear, polo que os dereitos de compensación da moratoria pasaban a ser bonos susceptibles de compra polos investidores, na súa maioría adquiridos polo

Central Hispano e o BBV. Esta operación significou reducir o 20% do endebedamento total do sector (Tamames & Rueda, 1997).

Como resultado da nova política nuclear, finalmente só once centrais chegan a ser postas en funcionamento (hai que ter en conta que Vandellós I é desmantelada por un incendio que puxo en risco o funcionamento da planta, polo que o no fin do ciclo de construción nuclear só 10 estarán en funcionamento), que podemos ver a continuación.

Table 19: Centrais nucleares postas en servizo en España

Central	**Posta en servizo**	**Potencia**	**Propiedade**
José Cabrera	1968	160	100% Unión Fenosa
Garoña	1971	460	Endesa 50%, Iberdrola 50%
Almaraz I	1981	974	Endesa 36%, Iberdrola 53%, Unión Fenosa 11%
Almaraz II	1983	983	Endesa 36%, Iberdrola 53%, Unión Fenosa 11%
Ascó I	1983	1.028	Endesa 100%
Ascó II	1985	1.015	Endesa 85%, Iberdrola 15%
Cofrentes	1984	1.025	Iberdrola 100%
Vandellós II	1987	1.082	Endesa 72%, Iberdrola 28%
Trillo	1988	1.066	Unión Fenosa 34,5%, Iberdrola 48%, Hidroeléctrica del Cantábrico 15,5%, Nuclenor 2%[194]
TOTAL[195]	**-**	**7.799**	**-**

Fonte: Espejo, C. (2002). La producción de electricidad de origen nuclear en España. *Boletín de la AGEN º*, *33*, 65-77.

[194] Nuclenor é unha entidade constituída ao 50% entre Endesa e Iberdrola.
[195] A estas dez centrais é preciso sumarlle Vandellós I, terceira central española e última central de primeira xeración, posta en funcionamento no ano 1972, e que por causa dun incendio tivo que ser desmantelada no ano 1989.

A partir do ano 1988 ningunha nova planta nuclear foi posta en funcionamento, sendo ratificadas nas sucesivas modificacións legais en materia enerxética a paralización definitiva das centrais que entraran na moratoria dos anos 80. Aínda así, diferentes mecanismos foron empregados para viabilizar a competitividade nuclear, entre eles a través da formación de prezos[196], xa que non se computa no prezo de mercado o custo da xestión dos residuos radioactivos, que é internalizado na factura mediante conceptos regulados (*Segunda Parte del Ciclo Nuclear*). Atendendo ao custo desta partida regulada e á produción nuclear, a enerxía nuclear recibe unha subvención de 0,14€/kWh (Gallego & Victoria, 2012).

As consecuencias en termos de financiamento tamén son relevantes, tanto para as empresas como para o Estado, que en última instancia sería o garante da débeda externa. O propio Exim-Bank sitúa a España xunto con outros países (como Iugoslavia, Corea ou Filipinas) entre os países nos que as empresas privadas non serían capaces de obter o financiamento preciso para o desenvolvemento das plantas nucleares, polo que implicitamente se recoñecía a necesidade de certo grao de débeda pública para o desenvolvemento nuclear[197].

Ao mesmo tempo, a relación entre activos eléctricos e PIB pasaba de 3,5% no ano 1975 a case o 20% no ano 1983 (De la Torre & Rubio, 2016a). Se ben esta situación aconteceu en maior ou menor medida en diversos países con investimentos nucleares, o contexto político estatal fai característica a evolución española: precisamente no momento de aceleración do deterioro dos pasivos das empresas eléctricas as fortes transformacións políticas impediron unha actuación ordenada neste eido durante anos, até mediados dos anos 80 despois da primeira maioría absoluta do PSOE.

Se ben a tecnoloxía nuclear vive durante os últimos anos da década de 1980 e os anos 90 un momento de menor desenvolvemento, tamén é certo que durante a década dos 2000 se vive un certo rexurdir das voces que defenden un novo desenvolvemento do parque nuclear internacional[198], como ben indica Ballestero (2008).

De tódolos xeitos, a incapacidade actual de afrontar os problemas estruturais da tecnoloxía nuclear (custo, seguridade, residuos e proliferación), fai difícil

[196] Ca entrada en funcionamento do mercado eléctrico a partir do ano 1997.
[197] Hai que ter en conta que a posición do Exim-Bank non era menor, xa que o 22% dos seus contratos nucleares concedidos o foran a España, acadando unha cifra próxima aos 1.000 millóns de $ da época (De la Torre & Rubio, 2016b)
[198] Para unha revisión en maior profundidade das diversas posturas que na actualidade se sosteñen sobre a idoneidade da enerxía nuclear poden revisarse os artigos de Vidal-Quadras (2008), Coderch (2008), Bravo (2008) ou Aranzadi (2008).

conseguir un novo desenvolvemento nuclear ao nivel do afrontado durante os anos 70. O importante estudo realizado no MIT e coordinado por Moniz (2003) dende un punto de vista interdisciplinar amosou certas inviabilidades en materia de seguridade e xestión de residuos pero, sobre todo, fai fincapé na falta de competitividade económica con outras tecnoloxías a non ser que afronte un salto tecnolóxico que se amosa no curto prazo simplemente inviable[199].

4.2. A situación de FENOSA

FENOSA é fundada no ano 1943 co obxectivo de aumentar a produción eléctrica galega, nun contexto no que a principal empresa do sector en Galicia, a Sociedad General Gallega de Electricidad, se atopaba atada a un acordo con Electra de Viesgo que impedía a súa expansión até o ano 1955 (Carmona, 2015; Carmona & Nadal, 2005). Ante esta situación, Barrié de la Maza decide crear unha nova compañía directamente ligada ao Banco Pastor, do que era presidente, constituíndose Fuerzas Eléctricas del Noroeste SA[200].

O primeiro obxectivo de FENOSA pasa por recuperar a posibilidade de desenvolver novas centrais en territorio galego, en contra das disposicións acordadas entre a SGGE e Viesgo. Para isto, acádase un novo acordo para a explotación das cuncas de maior capacidade en Galicia, o Miño-Sil, con Saltos del Sil e Hidroeléctrica de Moncabril, a mediados dos anos 40. Con este pacto asegurábase FENOSA recuperar a posición perdida pola SGGE, podendo desenvolver novos proxectos de xeración na grande área produtora hidroeléctrica en Galiza, a cunca Miño-Sil.

Así, o conxunto do Miño e o 50% do Sil poderían ser explotados pola empresa, mentres a explotación dos recursos de Zamora, León, o restante do río Sil e as interconexións cos mercados da meseta resultarían para as outras dúas compañías. Ao mesmo tempo, Viesgo (que conformaba tamén o grupo asociado ao Banco de Vizcaya) mantería a distribución da cidade de Lugo e o norte da provincia (Carmona, 2015).

Polo tanto, a mediados da década de 1950, ca posta en funcionamento das novas centrais no Miño e no Sil a empresa sitúase entre as seis empresas de maior potencia instalada no Estado. Así, a súa situación é a do control da distribución de catro quintas partes do territorio galego, a excepción da cidade de Lugo e o norte desta provincia; en canto á produción, a empresa controlaría os maiores aproveitamentos galegos a excepción do 50% do río Sil.

[199] Como son a redución do período de construcción a catro anos, a descenso dos custos operativos nun 25%, a redución do custo do investimento e a igualación dos custes de capital con outras tecnoloxías.
[200] Tendo tamén un papel activo a Banca Olimpio Pérez.

Esta situación resulta a priori problemática, pero ten unha explicación favorable á compañía en dúas direccións: a falta dun forte apoio financeiro[201] facía inviable para a empresa desenvolver os novos proxectos hidroeléctricos do Miño e da totalidade do Sil ao mesmo tempo, polo que esta situación era inevitable, e a cesión desta potencia cara o Grupo Hidroeléctrico implicaba un acordo de non agresión no mercado galego, polo que FENOSA tería, de facto, unha situación de monopolio na súa área de influencia tralos acordos con Viesgo e o grupo ligado ao banco de Vizcaya (Carmona, 2015).

Do mesmo xeito, esta situación de monopolio rexional implicaba a renuncia a unha posterior expansión a novos mercados, situación que se amosará invariable até que a finais dos anos 70 FENOSA desenvolva o proxecto de Anllares, central térmica situada na provincia de León.

A década de 1970 supón un importante punto de inflexión na compañía pola desaparición da vella garda que dirixira á compañía dende a súa constitución nos anos 40. En particular, a morte de Barrié de la Maza, Presidente da compañía, no ano 1971, impón un relevo xeracional nun contexto particularmente complexo, despois de que a *primeira xeración* fora progresivamente desaparecendo da dirección da empresa, no que dende a constitución da compañía tiveran un peso fundamental catro persoas.

Estas catro persoas eran o propio Barrié de la Maza, representando ao Banco Pastor, Marcelino Blanco de la Peña, como representante de Hijos de Olimpo Pérez, banca local compostelá con participación na nova empresa, Andrés Pardo Hidalgo, como representante de Industrias Gallegas, filial do Pastor e, por último, Benigno Quiroga como director xerente, enxeñeiro tradicionalmente ligado ás actividades eléctricas do Pastor (Carmona, 2015).

Todos procedían da Sociedad General Gallega de Electricidad (primeiro proxecto eléctrico do Banco Pastor finalmente absorbida por FENOSA) representando o núcleo duro da dirección da principal eléctrica galega dende os anos 30. (Carmona, 2016) Así, xa nos anos 60 falecen tanto Benigno Quiroga como Marcelino Blanco (Facal, 2014) e Andrés Pardo farao a comezos de 1972, polo que a transición trala morte de Barrié será total unha vez desaparecida esta xeración.

[201] Xa as necesidades de ampliación de capital de Fenosa nos anos 40 e 50 implicaron a entrada na compañía doutras entidades diferentes ao Pastor e Olimpio Pérez, claramente incapaces de afrontar en solitario os novos investimentos, como foron o Santander, o Central e o Urquijo.

Así, iníciase a etapa de Fernando Salorio Suárez á fronte da compañía, persoa que viña desempeñando o cargo de Director Xeral con Barrié. O posto de Director Xeral recaerá, á súa vez, en Julián Trincado Settier. Así, o cambio de presidencia non muda substancialmente a situación do Consello de Administración, xa que Salorio tamén era un *home da casa*, que dende os anos 30 iniciara a súa carreira na Sociedad General Gallega de Electricidad para posteriormente incorporarse a Fenosa producida a absorción.

Sen embargo, Julián Trincado é unha figura fundamental para entender non só a evolución de FENOSA senón tamén a de Unión Fenosa. A súa vinculación a Eléctricas Leonesas nos anos 60, empresa que finalmente foi absorbida por Unión Eléctrica Madrileña[202], facía de Trincado unha persoa con coñecemento de ambas sociedades no momento da fusión, resultando Presidente de Unión Fenosa no ano 1983, mentres Salorio se situaría nunha das Vicepresidencias. Supuña, por primeira vez, que unha persoa non estreitamente ligada á órbita de Barrié acadara postos de relevancia no Consello de Administración.

4.2.1. O forte crecemento da demanda eléctrica obriga ao aumento da producción

En canto á evolución da potencia instalada, a compañía terá que afrontar un importante incremento da demanda no seu mercado, o que necesariamente implicará desenvolver nova potencia. Se ben os anos 50 marcan un punto de inflexión ao conseguir a exclusividade de mercados e o aproveitamento do Miño e boa parte do Sil, a mediados dos anos 60 comeza a visibilizarse que o incremento da demanda eléctrica no mercado de FENOSA obrigará a novos investimentos. Deste xeito, entre os anos 1965 e 1971 a potencia hidráulica aumenta nun 88% a través do desenvolvemento das centrais proxectadas nas cuncas controladas pola empresa.

Sen embargo, a demanda eléctrica aumentou no mesmo período un 112%, claramente por riba do incremento da potencia instalada, o que situaba á empresa nunha dupla posición de dependencia tanto das condicións hidráulicas como da compra de electricidade para abastecer o mercado propio, polo que precisará continuar aumentando a potencia instalada.

Ante esta situación e a construción do groso da capacidade hidroeléctrica[203], a compañía realiza un primeiro salto cualitativo coa construción da súa primeira

[202] E con participación en Saltos del Sil, da que tamén participaba, de xeito minoritario, FENOSA.

[203] Como amosa que no ano 1970 a empresa decida mercar a Central de Portodemouros, se ben de menor tamaño que as grandes centrais no Miño-Sil, contará con 76 MW e será a maior central na zona occidental de Galiza, ante a imposibilidade de continuar construíndo novos aproveitamentos.

central térmica, empregando fuel-oil como combustible, en Sabón (A Coruña), a través dun primeiro grupo de 120 MW e un segundo de 350 MW, inaugurados nos anos 1972 e 1975 respectivamente.

Como podemos ver na gráfica, a demanda do mercado propio situouse sistematicamente por riba da produción da empresa, sendo importadora neta ao longo do período, mentres a potencia total aumentaba a un ritmo lixeiramente inferior e sempre con certo retardo de cara a absorber os crecementos de demanda. Do mesmo xeito, que o groso da potencia instalada fora hidráulica deixaba á compañía moi exposta ás condicións hidráulicas anuais, o que determina unha maior dependencia doutras compañías nos anos secos, como aconteceu nos anos 1974 e 1975, onde a necesidade de comprar electricidade equivaleu ao 19 e o 21% da demanda total do mercado, aínda contando xa con ambos ciclos activos en Sabón.

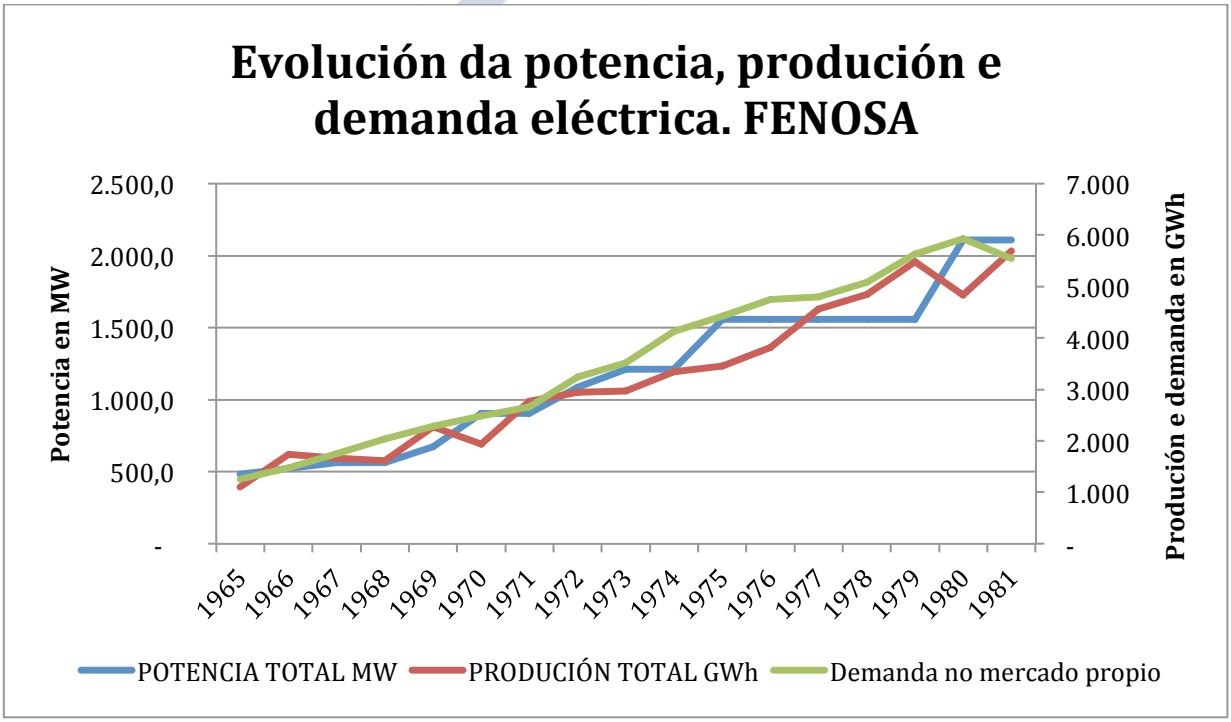


Figure 13: Evolución da potencia, produción e demanda eléctrica. FENOSA. 1965 – 1981

Fonte: Memorias FENOSA (1969 – 1981).

Do mesmo xeito, que a tecnoloxía de respaldo no caso de baixa hidraulicidade sexa o fuel-oil parecía unha decisión lóxica a finais dos anos 60, con prezos internacionais da materia prima moi baixos, se ben a partir do ano 1973 a

situación será totalmente diferente, o que implica un forte incremento de custos para a produción no caso de seca[204].

Así, no ano 1973 proponse un novo grupo en Sabón, se ben se orientará cara a produción mediante carbón "*como consecuencia del conflicto petrolero*" (FENOSA, 1973), cunha potencia de 250 MW. Ao mesmo tempo, comeza a desenvolverse o proxecto da Central Nuclear de Regodela (mediante acordo con Viesgo e Hidroeléctrica del Cantábrico), proxectada no Concello de Xove, calculando que será posta en funcionamento no ano 1982, cunha potencia de 900 MW[205], se ben a concesión outorgada finalmente no ano 1976 era para unha potencia total de 1.000 MW[206]. Para facernos unha idea da importancia destes dous proxectos, no ano 1972 a potencia total da compañía era de 1.085 MW, polo que a suma de ambos podería máis que duplicar a potencia total da empresa.

Así, a toma de decisións do período sufre un cambio orientado en dúas direccións:

a) O rexeitamento a continuar medrando en base ás tecnoloxías ligadas ao fuel-oil, se ben a resposta é lenta, dado que se continúan os traballos en Sabón II, inaugurando a central no ano 1975.
b) A total mudanza de escala dos proxectos eléctricos durante a década de 1970 en relación ao pasado.

En paralelo, a acción institucional tamén orienta as modificacións do mix eléctrico: Mediante o Decreto 175/1975 do 13 de Febreiro, desenvólvese unha normativa encamiñada a reducir á maior velocidade posible o uso de fuel-oil no mix español.

Para iso mantéñense as previsións de incremento nuclear (22.700 MW até o ano 1985) pero volve poñerse en primeiro plano a necesidade dunha maior independencia enerxética do exterior, polo que as centrais térmicas de carbón estatal deben ser desenvolvidas no menor tempo posible. Para materializar esta actuación,

[204] No ano 1973, xa ao ano seguinte de inaugurar o primeiro ciclo, mesmo foi preciso ter paralizada a central durante un mes dada a evolución do prezo do fuel oil (FENOSA, 1973).
[205] Segundo o acordo para a constitución da Asociación Central Nuclear de Regodela, asinado no ano 1974 a participación de FENOSA será ao 60%, contando Electra de Viesgo e Hidroeléctrica del Cantábrico cun 20% cada unha.
[206] No ano 1981 aínda non se obtivera a concesión para a construción da central nuclear. De tódolos xeitos, a empresa continuaba sendo optimista: "*La concesión de las Autorizaciones de Construcción de las centrales nucleares de Trillo II y Vandellós II, hace prever la próxima obtención de la correspondiente a Regodela"* (Memoria FENOSA 1980).

"*pueden concederse beneficios y desgravaciones fiscales que aseguren el cumplimiento de los objetivos fijados en el Plan Energético Nacional al menor coste compatible con las circunstancias*" (Decreto 175/1975).

No ano seguinte, 1974, a proposta inicial dun novo grupo en Sabón de 350 MW é descartada en favor dunha nova central en Meirama a pé de mina, aumentando a potencia até os 500 MW[207], pola cal serán subscritos créditos coa banca alemá e suíza para sufragar os custos dos bens de equipo, que serán destes mesmos países.

En paralelo crearase unha filial, Lignitos de Meirama, para a xestión da mina, que finalmente será posta en funcionamento a finais do ano 1980. O motivo fundamental para desenvolver este proxecto pasa pola posibilidade de obter o carbón directamente sen necesidade de importación, nun contexto de crecentes incentivos ao uso do carbón sobre outras tecnoloxías.

No ano 1977 inícianse os trámites para o desenvolvemento dunha nova central térmica, Anllares, inicialmente cunha potencia nominal de 350 MW, agardando que a central se poña en marcha no ano 1983 (FENOSA, 1980). Así, a empresa dáballe prioridade a novos proxectos térmicos de carbón en detrimento do fuel-oil pero tamén sen introducirse na aventura nuclear máis alá da central de Regodela, que continuaba acumulando atrancos para o seu desenvolvemento.

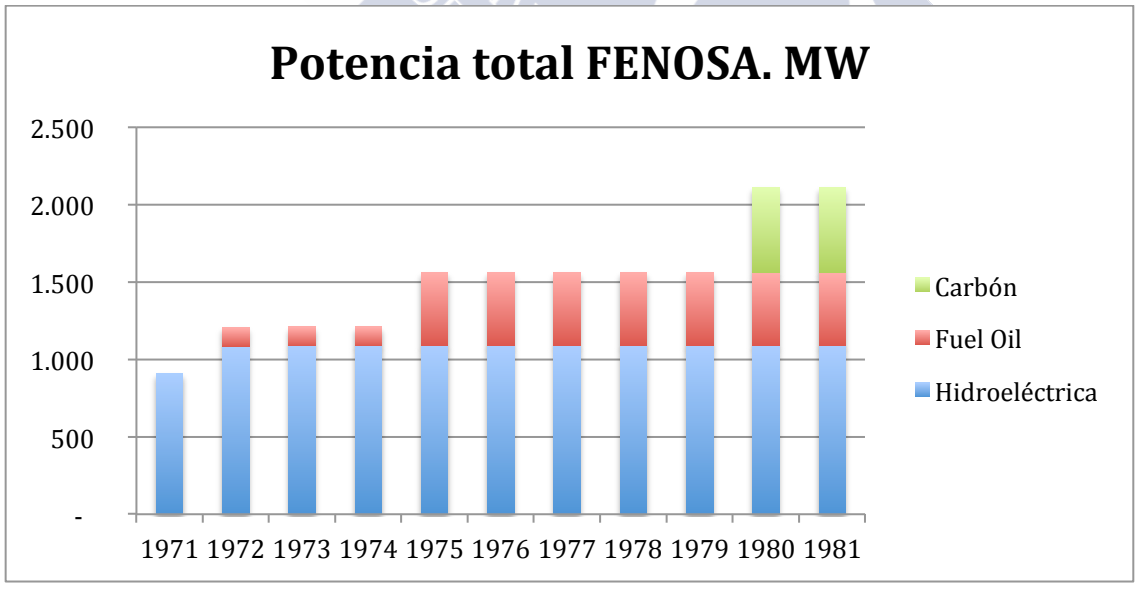


Figure 14: Potencia total FENOSA. MW. 1971 – 1981

Fonte: Memorias FENOSA (1971 – 1981).

[207] E que no proxecto definitivo contará con 550 MW.

Do mesmo xeito, supoñía a primeira incursión fóra do territorio galego, ao proxectar a central en León, preto das minas de carbón para o seu uso, o que supoñía poñer fin aos vellos acordos dos anos 40 e 50 con Saltos del Sil e Moncabril polo que a área de actuación de FENOSA quedaba limitada ao mercado galego.

Toda esta evolución do mix e a potencia instalada tivo unha contrapartida na produción de FENOSA. O fracaso da planta de Sabón será evidente, nacida para supoñer un importante incremento da produción e un mecanismo para limitar a volatilidade da tecnoloxía hidráulica, os condicionantes internacionais sobre o prezo do fuel-oil remataron por facer da planta un novo elemento de inestabilidade e deterioro de custos, cunha produción final inferior á capacidade da planta. Así, a posta en funcionamento das centrais térmicas de carbón serán o punto de inflexión sobre o que baseará a compañía o seu crecemento futuro a partir do ano 1980, no que é inaugurada a planta de Meirama.

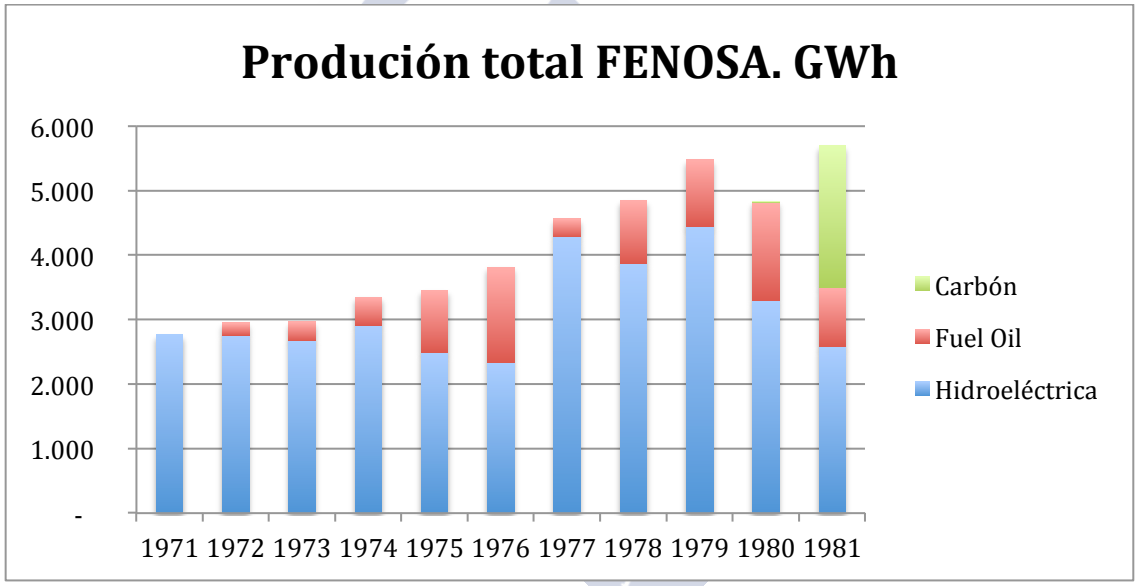


Figure 15: Produción total FENOSA. MW. 1971 – 1981

Fonte: Memorias FENOSA (1971 – 1981).

O certo é que FENOSA pasa por ser unha das poucas empresas eléctricas que non priorizan os seus investimentos cara a tecnoloxía nuclear, o que pode ter varias motivacións: a falta de apoio social que estaban vivindo ante a posibilidade do seu primeiro proxecto (López & Lanero, 2012) e a falta dun socio bancario de grande tamaño (se ben o Banco Pastor constituía unha importante entidade bancaria, non se situaba nos niveis doutros bancos industriais como os Bancos de Bilbao, Vizcaya ou o Urquijo) e a falta dun mercado o suficientemente amplo como para absorber o conxunto da produción.

A central de Regodela, proxectada con 1.000 MW, supoñía unha modificación de escala absoluta en canto á produción da compañía, proxectada para abastecer non só o mercado de FENOSA, senón o da cornisa cantábrica, tendo en conta os mercados de Viesgo e de Hidrocantábrico, as outras dúas empresas participantes no proxecto.

De tódolos xeitos, hai que ter en conta que a produción total dunha central destas características sería moi elevada, xa que a produción correspondente a FENOSA aínda recibindo só un terzo da produción total podería roldar os 2.000 GWh/ano, un aumento de máis do 35% ao máximo conseguido pola empresa no ano 1981.

No contexto de desenvolvemento do proxecto, a inicios da década de 1970, as optimistas previsións de incrementos da demanda poderían facer pensar que o mercado de FENOSA absorbería esta produción, pero a medida que o proxecto se ía retrasado constatábase unha desaceleración no incremento da demanda eléctrica que podería levar ao subaproveitamento da central.

Table 20: Principais centrais de FENOSA. 1981

Centrais Hidroeléctricas		
Nome	**Potencia (MW)**	**Río**
Belesar	225	Miño
Peares	159	Miño
Frieira	130	Miño
Castrelo	112	Miño
Velle	80	Miño
Portodemouros	76	Ulla
Tambre	70,26	Tambre
Albarellos	59,2	Avia
Eume	54,4	Eume
Cunchas	48,8	Limia
Salas	48	Salas
Regueiro	27,2	Mao
Centrais Térmicas		
Sabón I	120	-
Sabón II	350	-
Meirama	550	

Fonte: Memoria FENOSA, (1981)

Realizando unha comparativa co sector, FENOSA situábase no ano 1981 como a sétima empresa do sector tanto en termos de potencia como de produción, representando un 6,57% da potencia total e un 5,2% da produción total. Esta

situación de maior peso da potencia que da produción vén determinado polo elevado peso no mix da tecnoloxía hidráulica e a inexistencia de centrais nucleares no seu parque, empregadas como tecnoloxía de base e cunha capacidade produtiva moi elevada ao manter un factor de carga moi elevado.

En termos de mix eléctrico, FENOSA sitúase como unha das principais empresas hidroeléctricas, tecnoloxía que representa un 51,66% do mix total da compañía, só superadas entre as dez maiores compañías por Iberduero e ENHER[208]. Do mesmo xeito, situábase lixeiramente por riba da media en canto á potencia mediante carbón e lixeiramente por baixo da media en relación ás centrais de fuel-oil.

Do mesmo xeito, as vantaxes da potencia hidroeléctrica en relación ao resto do sector tamén son territoriais: a Zona Noroeste acada maiores capacidades produtivas pola maior hidraulicidade do territorio, afectando en menor medida a existencia de anos secos. Para revisar con maior detalle a situación da potencia e a produción no ano 1981, revisar o Apéndice.

4.1.1. As novas esixencias de potencia obrigan a un crecente endebedamento

En termos de obtención de financiamento tamén se amosa un diferente patrón en relación ao pasado, cun continuado incremento do endebedamento baseado en dous elementos novidosos:

a) Importante aparición de créditos en divisa con entidades estranxeiras. Dende o ano 1973, asinando un acordo co European Banking en eurodólares por valor de 1.930 millóns de pesetas (FENOSA, 1974) véñense asinando sucesivos créditos con diversas entidades para o financiamento exterior.
b) Aparición de financiamento público, nun contexto no que o Banco de Crédito Industrial español desenvolve unha política de apoio á industria enerxética, en particular en materia eléctrica e petrolífera. Nese marco encádrase a Acta Xeral de Concerto, asinada entre o Estado e FENOSA o 22 de Outubro de 1975[209], polo que a empresa se compromete a desenvolver determinados investimentos coa contrapartida de obter un financiamento público de até o 40% do investimento en condicións

[208] Lembremos, ademais, que ENHER estaba orientada case en exclusiva á produción hidroeléctrica.
[209] Asinándose o 20 de Xaneiro de 1976 a Acta Específica da Central Térmica de Meirama, a primeira das centrais formalizadas na Acta Xeral (Memoria FENOSA 1975). Posteriormente serán asinadas novas actas específicas a novas centrais (tamén hidroeléctricas) e liñas de distribución.

favorables para centrais hidroeléctricas e térmicas de carbón[210]. Así, a posición do goberno en materia enerxética comezaba a carburar de cara a reducir o consumo de fuel-oil na produción eléctrica (FENOSA, 1975).

Realizando unha análise de balances para observar a situación económico-financeira de FENOSA ao longo da década de 1970, previa fusión, atoparemos enormes mudanzas na compañía durante este período.

Table 21: Análise vertical das principais partidas do balance de FENOSA

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
ACTIVO(1)												
Inmob material	84,70%	88,02%	88,23%	89,27%	90,60%	89,93%	87,78%	89,81%	89,77%	90,62%	90,94%	89%
Inmob en curso	20,68%	18,80%	23,52%	12,55%	9,99%	9,84%	5,98%	12,80%	22,73%	21,32%	24,29%	14%
PASIVO												
Capital	31,79%	35,78%	37,31%	38,37%	27,68%	28,04%	27,18%	24,50%	24,08%	16,95%	14,24%	13,22%
Regularizacións	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	18,61%	17,21%	14,70%	13,21%	9,40%	29,07%	33,29%	23,72%
Débedas	45,58%	44,93%	42,75%	42,14%	30,87%	34,16%	39,48%	42,83%	54,73%	45,74%	46,03%	54,87%
Outros(2)	22,63%	19,29%	19,95%	19,49%	22,85%	20,59%	18,64%	19,45%	11,79%	8,25%	6,43%	8,19%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1969 – 1981).
(1): Engadidas só as partidas do inmobilizado material e inmobilizado en curso (que á súa vez forma parte do inmobilizado material) polo elevado peso da primeira e polo interese na evolución da segunda.
(2): Dado o diferente método de contabilidade no período, neste apartado inclúense as contas persoais, as perdas e ganancias, primas por emisión de accións (de existir nese ano), as reservas e os axustes por periodificación (de existir nese ano).

Na análise vertical, o elemento fundamental para entender a evolución do activo pasa por valorar o diferente peso do inmobilizado en curso ao longo da década. Esta partida chega a representar máis do 23% do total do activo no ano 1972, momento no que se están desenvolvendo investimentos en centrais hidroeléctricas e Sabón aínda non entrara en funcionamento.

Posteriormente o valor do inmobilizado en curso representa menos do 6% para volver incrementarse a niveis descoñecidos na década no ano 1980, superando o 24%, derivado dos avances nas centrais de Meirama e Anllares, para volver a reducirse unha vez é posta en funcionamento a primeira no ano 1981. Polo tanto, existen dous ciclos de investimento, un primeiro até o ano 1975 e un segundo posterior a este ano. O primeiro está caracterizado polos investimentos nas últimas centrais hidroeléctricas e nos ciclos de fuel en Sabón, e o segundo representa os novos investimentos en centrais de carbón.

En canto á estrutura do pasivo, prodúcense tres mudanzas relevantes:

[210] É interesante destacar que quedan excluídas desta acción as centrais nucleares, polo que as empresas non poderán obter crédito público vantaxoso no seu desenvolvemento.

a) A aparición das regularizacións realizadas polo goberno, que dende o ano 1975 comezan a representar unha porción máis relevante do pasivo, chegando a situarse por riba do 33%. As regularizacións, como instrumentos para modificar o valor de activos mediante disposicións legais, buscan evitar unha infravaloración no balance derivado do impacto da inflación (Sanz Santolaria, 1998)[211]. A inflación española chegou a ter un pico de máis do 26% no ano 1977, situándose sempre por riba do 8% até o ano 1987, polo que o seu impacto contable non era menor.
b) A caída do peso do capital social, que se reduce case a un terzo do que representaba no ano 1969. En boa medida, derivado da aparición das regularizacións e a evolución da débeda.
c) A evolución do endebedamento. Ao igual que a evolución do inmobilizado en curso, atopa uns máximos ao comezo do período, cunha ratio de endebedamento que rolda o 45%, para posteriormente diminuír e volverse incrementar a partir do ano 1974, en paralelo aos novos investimentos, até atopar un novo máximo da ratio de endebedamento, superior ao 54%, no ano 1981. Ademais, prodúcese unha importante reconversión interna da débeda aumentando o peso dos créditos sobre os bonos e obrigas e modificando a xeografía do financiamento cara a banca exterior e o financiamento público estatal.

   Se ben o papel dos bonos e obrigas continúa sendo relevante, o seu peso relativo é cada vez inferior tendo en conta a evolución dos préstamos outorgados a FENOSA. Mentres no ano 1969 os bonos e obrigas representaban dez veces o peso dos préstamos, no ano 1980 os préstamos xa superaban de xeito claro o peso total de bonos e obrigas, dado que as obrigas e bonos se multiplican por catro no período analizado, pero os préstamos fano por corenta.

   Se ben en termos absolutos o crecemento é obvio, incorporando a inflación a análise é ben diferente, dada conxuntura de forte incremento de prezos no mercado español nos anos 70. Así, as obrigas e bonos manteñen o seu valor de inicio de período (e mesmo se reduce un pouco a cifra total) mentres o incremento dos préstamos é moi relevante.

[211] E que foron un instrumento relativamente habitual na época analizada. Leváronse a cabo leis de regularizacións (é dicir, que permitían revalorizar activos e tamén aflorar activos ocultos) nos anos 1961, 1973 e 1977. Tamén se levaron a cabo leis de actualización (permiten revalorizar activos pero non aflorar activos ocultos) nos anos 1979, 1980, 1981 e 1983. Posteriormente, non se volveron realizar regularizacións até o ano 1996.

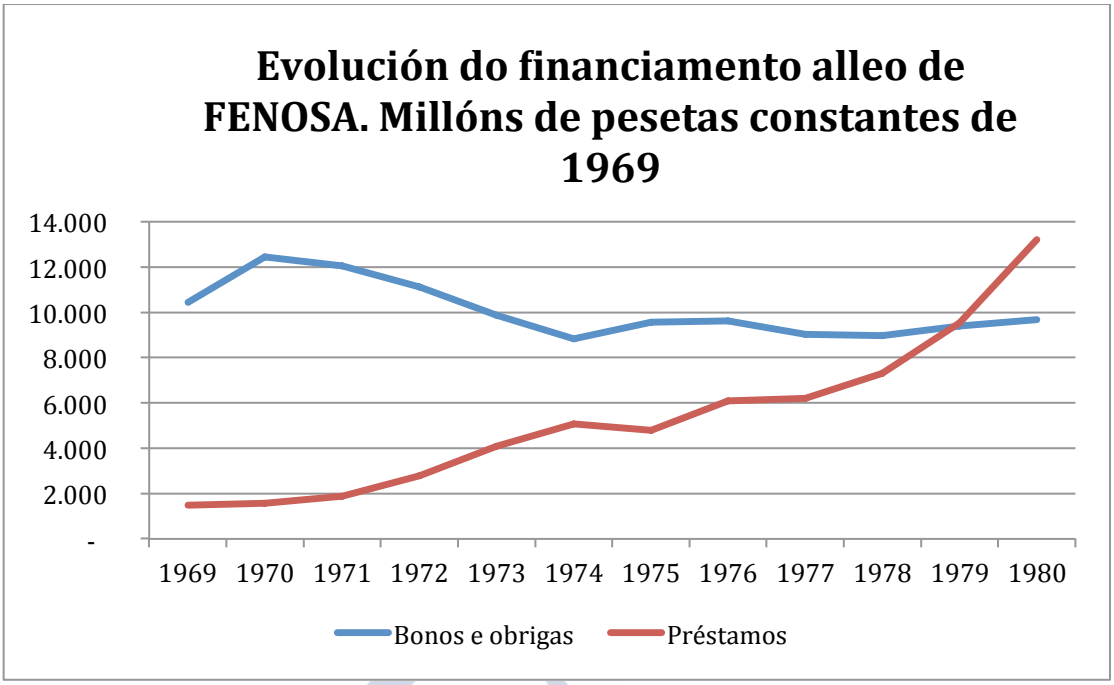


Figure 16: Evolución do financiamento alleo de FENOSA. Mill de ptas constantes de 1969. 1969 - 1980

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1969 – 1980).
Deflactor empregado a partir de Maluquer (1989).

É preciso ademais sinalar a importancia das regularizacións, non simplemente por trasladar unha imaxe máis realista do inmobilizado da empresa, senón tamén porque facilita a obtención de crédito ao aumentar as garantías fronte a terceiros, que en última instancia é o patrimonio. Ademais, transcorrido un período determinado, estes valores deixarán de aplicarse a contas de regularizacións para situarse como reservas (Antón, Castellano & Pereira, 1979)[212].

Como consecuencia, o grao de endebedamento redúcese en relación ás cifras sen regularización, un efecto que claramente podemos apreciar na análise vertical de FENOSA[213]. Deste xeito, o Pasivo Non Esixible sitúase nos valores normais para unha empresa industrial, entre o 40 e o 50% do pasivo total (Amat, 1993).

Se realizamos unha análise mediante ratios, podemos obter máis información sobre a evolución da compañía. En primeiro lugar, en relación á liquidez. O ratio de liquidez sitúase en valores inferiores ou moi próximos ao 1, cando unha

[212] Se ben legalmente as contas de Regularizacións xa teñen a consideración fiscal de fondo de reserva dende o momento da súa aparición (Artigo 6.1. Orde 26 de Setembro de 1979 sobre actualización de activos fijos materiales de las personas jurídicas)
[213] Ademais estas actualizacións recoñecían determinadas vantaxes fiscais ao proceso, polo que as revalorizacións levaban aparelladas exencións fiscais que facían especialmente atractivo o proceso.

situación de liquidez sen riscos debería duplicar esta cifra, o que amosa unha situación perigosa en relación á posibilidade de dificultades de pagos.

De tódolos xeitos, se analizamos a liquidez mediante a ratio de tesourería esta situación suavízase, aínda mantendo unha posición perigosa, sempre inferior ao 1, valor considerado de referencia para unha situación correcta en termos de tesourería. Polo tanto, podemos confirmar que FENOSA mantiña unha posición complexa ante a falta de liquidez.

Table 22: Evolución das principais ratios de FENOSA. 1978 - 1980

	1978	1979	1980	Valor óptimo
RATIO DE LIQUIDEZ	0,786	0,537	1,018	2
RATIO DE TESOURERÍA	0,679	0,471	0,917	1
CALIDADE DA DÉBEDA	0,144	0,199	0,136	-

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de FENOSA (1978 – 1981). Explicación dos valores óptimos en Amat (1993).

Por outra banda, a calidade da débeda é un indicador que nos permite relacionar o peso da débeda a curto prazo sobre a débeda total. Asúmese que cando o ratio é menor (é dicir, menor débeda a curto prazo), a calidade da débeda é superior, se ben non existe unha cifra de referencia que nos permita buscar un valor óptimo, o certo é que a calidade da débeda permanece practicamente estancada no trienio analizado, polo que existe deterioro.

Por último, a ratio dos gastos financeiros tamén nos permite ver os problemas derivados da débeda na conta de explotación. Esta ratio permítenos coñecer o papel dos gastos financeiros en relación ás vendas da compañía, situándose un valor óptimo por debaixo do 0,04%, e valorándose como perigosa unha situación onde esta cifra supere o 0,05%.

Como era de agardar dado o enorme plan de investimentos de FENOSA neste período, o ratio de gastos financeiros sitúase permanentemente en máis do dobre deste valor óptimo, chegando a un nivel crítico nos anos 1978 e 1979, e suavizando a súa situación no ano 1980. Esta evolución encádrase co aumento de vendas provocado pola apertura das novas centrais, que permiten ampliar a base produtiva e, polo tanto, tamén as vendas da compañía.

Table 23: Ratio de gastos financeiros 1969 - 1980

1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
0,106	0,112	0,115	0,111	0,116	0,112	0,100	0,090	0,130	**0,135**	**0,135**	0,102

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de FENOSA (1969 – 1981).

Realizando unha análise horizontal confírmase o comentado na análise vertical, podendo engadir unha serie de elementos de interese.

Table 24: Análise horizontal das principais partidas do balance de FENOSA. Base 1969 = 100

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
ACTIVO	100	128	141	160	181	284	307	344	383	455	728	974	1200
Inmob. material	100	123	141	160	183	291	313	343	390	463	748	1004	1209
Inmob en curso	100	136	137	195	117	146	156	106	253	534	801	1222	841
PASIVO	100	128	141	160	181	284	307	344	383	455	728	974	1200
Capital	100	112	139	165	192	217	237	258	259	303	340	383	438
Débedas	100	124	135	146	162	186	223	289	349	530	709	955	1402

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1969 – 1980).

En relación ao activo, o seu valor total multiplícase case por dez, o que amosa o forte crecemento empresarial da década. Este incremento susténtase en varios elementos: o aumento das centrais en explotación (hidroeléctricas e térmicas), o aumento do valor do inmobilizado xa existente (mediante as regularizacións que se desenvolveron ao longo dos anos 70), o importante crecemento do inmobilizado en curso sobre centrais que entrarán en funcionamento ao longo dos anos 80 e, en menor medida, a política de creación de filiais para ao alongamento vertical da compañía, en particular a través de Lignitos de Meirama S.A.

Así, unha parte relevante do incremento do activo pasa polas regularizacións e actualizacións, realizadas sobre a idea de que a crecente inflación ao longo da década de 1970 afecta aos activos das compañías, polo que é preciso actualizar os seus valores. Así, no ano 1980 a conta ligada ás regularizacións supón un 37% do inmobilizado total.

En relación ao pasivo, os elementos a analizar son similares aos comentados na análise vertical, se ben a evolución temporal permite amosar con maior nitidez algún elemento xa subliñado. Como é de agardar, todas as cifras aumentan en termos absolutos, polo que o maior interese pode atoparse na velocidade á que aumenta cada partida:

a) O capital social aumenta un 383%, derivado das sucesivas ampliacións de capital levadas a cabo pola compañía anualmente. Polo tanto, é evidente que se fixo un esforzo por incrementar os recursos propios, se ben o esforzo resulta insuficiente dada a velocidade do incremento da débeda[214].

[214] Como veremos no apartado seguinte, a capacidade de captación de recursos propios foi superior á do conxunto do sector neste período.

b) A débeda dispárase, aumentando en máis dun 1.400%. Especialmente a partir do ano 1977, xa que no último trienio do período a débeda aumenta en case 70 mill millóns de pesetas. Como é de agardar, o crecente programa de investimentos leva aparellado un forte incremento da débeda, que non deixa de aumentar no período. Podemos atopar unha correlación entre a evolución do inmobilizado en curso e a evolución da débeda.

Unha característica desta nova débeda é que non está subscrita con entidades privadas españolas, senón que o financiamento basicamente será recibido dende entidades estranxeiras ou entidades públicas. En canto ás primeiras, serán entidades que subscribirán as débedas en dólares e yens.

En relación aos créditos outorgados polo Banco de Crédito Industrial, son derivados dos acordos asinados na Acta Xeral de Concerto no ano 1975 e polo que a empresa se comprometía ao desenvolvemento de nova capacidade instalada nas centrais de Meirama e Anllares.

Table 25: Principais préstamos outorgados a FENOSA. 1977 - 1980

Ano	Valor	Entidade principal
1977	30 mill US$	European Banking Company
1977	4462 mill ptas	Banco de Crédito Industrial
1978	30 mill US$	European Banking Company
1978	40 mill US$	European Banking Company
1979	8.000 mill yens	Sumitomo Trust
1979	80 mill US$	Bank of Montreal
1980	5.000 mill yens	Mitshubishi Trust and Banking Corporation
1980	215 mill US$	Chase Manhattan Bank

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1976 – 1980).

Por último, analizando a conta de resultados, vemos unha evolución favorable pero errática nalgúns anos. FENOSA caracterizouse neste período por un serie de elementos que incidían de xeito moi relevante nos seus custos de produción:

a) Importante parque hidráulico dependente das condicións meteorolóxicas. Durante os anos 70 os problemas de falta de choiva sempre implicaron incrementos de custos, aumentando as necesidades de produción das centrais térmicas.
b) Insuficiente parque total para a produción eléctrica do seu mercado, polo que era preciso mercar electricidade a outras empresas, o que supuxo gastos extraordinarios cando a produción propia descendía.

c) Dependencia do fuel-oil en parte da súa produción (Sabón I e II), o que derivaba en incremento de custos asociados á importación da materia prima para a produción.

A tendencia dos beneficios é preocupante para a compañía. Mesmo analizando a tendencia en termos correntes prodúcese un esgotamento no incremento dos beneficios a partir do ano 1977, mantendo unhas cifras relativamente constantes.

De tódolos xeitos, tendo en conta o importante proceso inflacionario da década, a evolución dos beneficios en termos constantes amosa unha tendencia claramente negativa a partir do ano 1975, e estabilizando os beneficios a finais do período pero aínda en valores inferiores aos acadados unha década atrás.

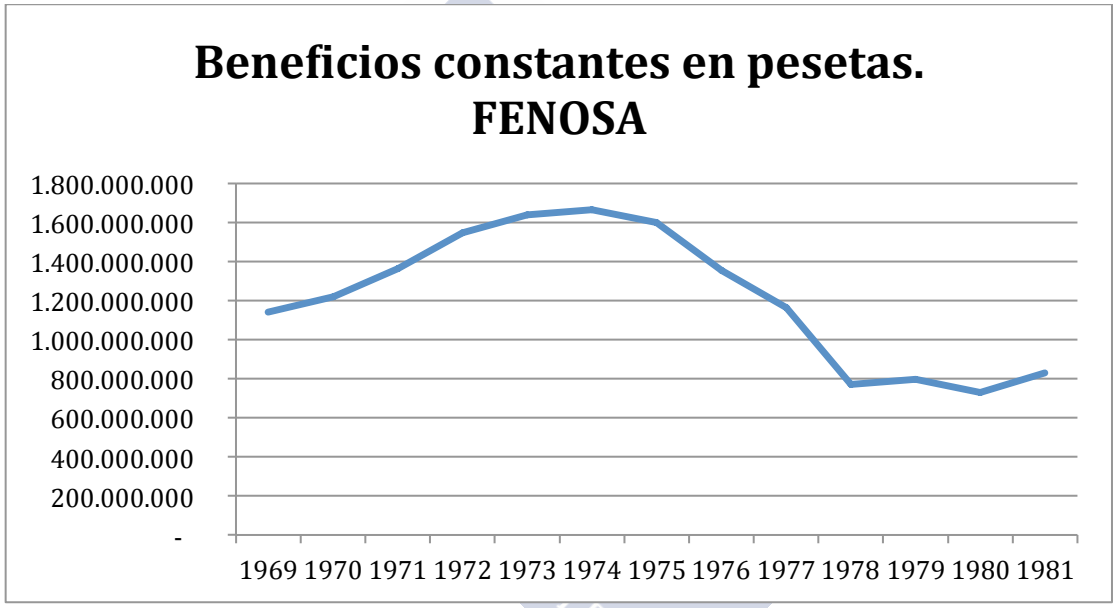


Figure 17: Beneficios constantes en pesetas. FENOSA. 1969 - 1981

Fonte: elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1969 – 1980) e da Información Económico-Financiera de FENOSA (1980 – 1981).
Deflactor empregado a partir de Maluquer (1989).

Para entender esta evolución temos que ter en conta dous factores: un continuo incremento dos custos (en todos os seus apartados) e un continuo incremento de tarifas para amortiguar esta situación. Se ben a evolución dos custos é negativa para a compañía, o elemento fundamental dentro da estrutura dos custos é a necesidade de maiores aprovisionamentos para facer fronte á produción.

Se no ano 1972 os aprovisionamentos representaban menos do 2% en relación aos ingresos por vendas, a posta en funcionamento da central de Sabón e a suba xeralizada do prezo do petróleo derivou en que no ano 1978 este valor superara o 25%, cun crecemento claramente superior ao resto de custos.

Existe outro elemento no que se atopa unha evolución significativa: os gastos financeiros. En consonancia ao incremento da débeda e os investimentos, prodúcese un importante incremento de gastos financeiros, que se multiplican por 10,4 no período analizado, particularmente a partir do ano 1976, e que significan un lastre relevante para a conta de resultados, como xa amosamos mediante a ratio de gastos financeiros. Así, comeza neste período a xestarse o problema de custos que vivirá Unión Fenosa especialmente nos anos 80: o incremento descontrolado dos gastos financeiros.

4.2. A situación de Unión Eléctrica Madrileña

A comezos dos anos 70 Unión Eléctrica Madrileña era unha empresa adicada á produción e distribución de electricidade, cuxas áreas de influencia quedaban restrinxidas a Madrid, parte das Castelas e unha pequena porción de Aragón, Extremadura e Asturias.

Se ben neste momento xa supoñía unha das maiores empresas eléctricas do Estado, dende o seu nacemento no ano 1912 viviu momentos de enorme complexidade. Constituída a través da fusión da Compañía General Madrileña de Electricidad, a Sociedad de Gasificación Industrial, Salto del Bolarque e a Sociedad Eléctrica de Chamberí, tiña como obxectivo o control do mercado madrileño, sendo o seu impulsor o Terceiro Marqués de Urquijo (Estanislao Urquijo Ussía)[215], xunto aos seus dous irmáns. A empresa estivo sempre estreitamente ligada a este grupo bancario, referencia da banca industrial española durante boa parte do século XX[216].

Se ben as primeiras dúas décadas de vida a compañía é quen de aumentar a súa capacidade produtiva a través de novos saltos e constituíndose nunha das empresas de referencia da capital (Aubanell, 1992), o contexto nos anos 30 comeza a mudar, particularmente durante a Guerra Civil, dado que o Consello de Administración e os activos da compañía quedaron divididos entre o territorio controlado pola República e o territorio controlado polos fascistas[217].

---

[215] É importante subliñar que outra rama familiar, a de Lucas Urquijo Urrutia, tío de Estanislao Urquijo, participara tamén na fundación de Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española baixo o paraugas do Banco de Vizcaya.

[216] Se ben a grande obra eléctrica do Urquijo foi o impulso de Unión Eléctrica Madrileña, o certo é que mantivo participacións menores noutras empresas do sector durante as décadas dos 20, 30 e 40, como a Electra Industrial Coruñesa, Saltos del Alberche, Eléctrica de Castilla, Hidroeléctrica de Cataluña ou Saltos del Duero e incluso maioritarias noutras como Eléctrica de Langreo ou Riegos de Levante (Puig & Torres, 2008).

[217] Se ben o apoio aos golpistas por parte da compañía resultou obvio. Lázaro Urra, Director Técnico da compañía, membro do seu Consello de Administración e persoa fundamental para entender a evolución de Unión Eléctrica Madrileña durante 30 anos,

Unha vez superado este período, a situación a medio prazo era complexa dados os acordos que varias empresas eléctricas, entre elas a UEM, tiñan asinado con Saltos del Duero, que impedían a estas compañías construír novas centrais precisamente no contexto de desabastecemento eléctrico no centro da península (Lázaro, 1972), unido á tradicional queixa das compañías eléctricas da época sobre a insuficiencia tarifaria (Lázaro, 1948), elemento comentado con anterioridade no Capítulo 2.

O xeito de superar esta situación, similar ao acontecido ca Sociedad General Gallega de Elecricidad para o mercado galego, realizouse en primeiro lugar a través da absorción de Saltos del Alberche (unido á absorción de outras pequenas empresas como Eléctrica de Castilla) e, posteriormente, mediante a obtención de concesións de novos saltos que o franquismo comezaba a promocionar de cara a superar os problemas de abastecemento en Madrid e a compra de varias concesións a Hidroeléctrica Española, naquela altura centrada na construción de diversas centrais no Baixo Tello.

Do mesmo xeito, asinouse un contrato con Saltos del Sil para a compra de electricidade a esta compañía, vixente até o ano 1969[218], outro con Moncabril, para finalmente absorber a compañía, outro con ENDESA para o abastecemento da zona de Ponferrada[219] e un cuarto con Eléctrica de Langreo.

En paralelo, durante os anos 70 a compañía desenvolve unha intensa campaña de absorción de pequenas produtoras e distribuidoras que actuaban a escala local na área de influencia da compañía. Polo tanto, a estrutura empresarial do sector descrita en apartados anteriores sobre a dualidade de grandes empresas e múltiples pequenas compañías de base local comeza a mudar ante a progresiva absorción destas pequenas distribuidoras municipais.

---

foi mesmo designado polo goberno franquista en 1938 como enxeñeiro responsable de resolver os problemas técnicos nas centrais eléctricas da zona de Aragón e Cataluña unha vez ocupadas. O propio Lázaro Urra narrará esta experiencia (Lázaro, 1939).

[218] En relación a este acordo, tal e como relata Lázaro Urra (1972), un dos principais membros da compañía naquela altura, foi a vacilación da Unión Eléctrica Madrileña a que impediu a súa absorción, adiantándose nese proceso Iberduero, polo que se perdeu unha importante opción de cara a conseguir un nível de produción suficiente para o seu mercado e Iberduero iniciaba unha forte campaña para introducirse no mercado que tradicionalmente controlaran a UEM e Hidroeléctrica Española.

[219] Un contrato para nada menor, asinado no ano 1971, para a adquisición de 1.000 GWh anuais, que naquela altura equivalía ao 20% da produción anual de Unión Eléctrica Madrileña.

Así, só entre os anos 1973 e 1974 a compañía integra uns 100 núcleos rurais de poboación en Castela e León, Castela a Mancha e Madrid[220] (Unión Eléctrica, 1974; Unión Eléctrica, 1975) absorbendo varias compañías de escaso tamaño como Eléctrica Becedas, Hidroeléctrica de Rioblanco, Alumbrado Eléctrico de Arévalo ou Eléctrica de Riaza.

O contexto para ampliar a capacidade instalada da compañía era complexo, dado que o tradicional brazo financeiro de Unión Eléctrica, o Banco Urquijo, non tiña a capacidade para financiar o conxunto de proxectos programados. Esta situación obrigou a que en 1950 se recorrese a unha nova vía de financiamento, que dúas décadas despois sería fundamental para a compañía: o crédito exterior, concretamente a través do Export Import Bank estadounidense, de cara á compra da maquinaria precisa para a posta en funcionamento das novas centrais hidroeléctricas[221].

Se ben as cifras do crédito aumentaron de xeito exponencial unha vez se iniciaron os investimentos nucleares, a empresa xa replicara esta situación non só co Export Import Bank senón tamén co Development Loan Fund, o brazo financeiro para o desenvolvemento do goberno dos Estados Unidos, de cara á compra da maquinaria para diversas centrais hidroeléctricas postas en funcionamento ao longo dos anos 50.

4.2.1. Un forte desenvolvemento térmico para rematar coa dependencia doutras compañías

Neste escenario prodúcese nos anos 60 unha importante transición tecnolóxica: cunha produción basicamente hidroeléctrica inícianse novos investimentos onde se pon en funcionamento a primeira central nuclear española, a central José Cabrera (de 160 MW[222]), e comeza tamén a produción térmica en Narcea (carbón, inicialmente aberta en 1965, propiedade de Moncabril, segundo grupo no 1969) e Aceca (fuel-oil). Así, a produción total da empresa triplícase entre os anos 1968 e 1970, diversificando tecnoloxicamente a produción a tres novas tecnoloxías (nuclear, carbón e fuel-oil).

---

[220] Se ben a importancia relativa destes pequenos mercados é escasa: sumando uns 6.000 contratos anuais.

[221] Dábanse así os primeiros pasos en España dunha estratexia financiero-industrial estadounidense de enorme éxito: a compra por parte de empresas españolas de maquinaria estadounidense e financiar estes proxectos mediante capital deste país, obtendo un doble retorno para a economía americana mediante a venda e os posteriores xuros. Se ben a compra deste material se realiza a General Electric, xa neste momento se aprecia a importante busca do mercado exterior non só desta empresa, senón tamén por parte de Westinghouse. Iníciase a particular versión americana da estratexia alemana da *Unternehmergeschäft, explicada no apartado 3.2.1.*

[222] Inicialmente proxectada con tan só 60MW de potencia, construída con 140MW e finalmente ampliada ante as necesidades de nova produción até a cifra final de 160 MW.

Ao longo dos anos 70, como a maioría de empresas eléctricas, desenvolverán un intenso programa de investimentos para multiplicar o seu parque eléctrico. En canto á produción hidroeléctrica levaranse a cabo reformas nas centrais existentes, mentres se desenvolven novas centrais en concesións propiedade da empresa que non foran aínda empregadas. Ao mesmo tempo, a absorción de Eléctricas Leonesas (no ano 1972) permite aumentar a potencia hidroeléctrica da empresa a través dos seus saltos no río Orbigo[223].

Por outra banda, Unión Eléctrica Madrileña apostou de xeito intenso pola tecnoloxía nuclear. A apertura da Central José Cabrera supuxo un fito na historia eléctrica española por ser a primeira central nuclear posta en funcionamento, e a empresa continuou mantendo interese en desenvolver un maior parque nuclear. Se ben inicialmente a central ía ser desenvolvida por CENUSA (conformada por UEM, Hidroeléctrica e Sevillana), finalmente o proxecto foi levado a cabo en solitario pola primeira.

O motivo desta decisión pasaba esencialmente porque UEM tiña présa por obter novos activos para a produción dada a súa dependencia da compra a outras empresas, mentres Sevillana non vivía este contexto e Hidroeléctrica aínda mantiña na súa posesión unha importante carteira de concesións hidroeléctricas por desenvolver.

Se ben CENUSA continuou existindo e desenvolveu novas centrais nucleares, a segunda central nuclear española será desenvolvida por NUCLENOR (conformada por Iberduero e Viesgo), o que amosa que tanto a Hidroeléctrica como Sevillana non tiñan o mesmo interese que a UEM nesta tecnoloxía.

Así, no ano 1971 obtéñense os permisos previos para o desenvolvemento dunha nova central nuclear, en Almaraz, moito máis grande que a de José Cabrera ao contar con dous grupos de 1.044 MW cada un. Este proxecto será desenvolvido conxuntamente e a partes iguais por Unión Eléctrica Madrileña, Hidroeléctrica Española e a Compañía Sevillana de Electricidad, e prevía a súa entrada en funcionamento no ano 1977. Tan só un ano despois, en 1972, a empresa lánzase a outros dous proxectos nucleares: Trillo e a Central Nuclear de Aragón.

[223] Esta operación non só outorga nova potencia hidroeléctrica á compañía, senón que tamén lle permite controlar a distribución nunha extensa rexión da provincia de León, incluído un importante centro industrial como é Ponferrada. Nesta década a compañía desenvolverá unha importante estratexia de absorción de pequeñas compañías distribuidoras nas áreas de Castela e Madrid de cara a ampliar a súa rede de distribución.

O resultado desta aposta nuclear é pobre durante a década dos 70: a apertura de Almaraz finalmente retrasouse até o 1981[224] para o primeiro grupo e a 1983 para o segundo. En canto á central de Trillo, que iniciara os seus trámites no ano 1973, non será finalmente inaugurada até 1988, sendo a última central nuclear posta en funcionamento no Estado unha vez aprobada a Moratoria Nuclear de 1985. En canto á Central Nuclear de Aragón, nunca chegou a desenvolverse o proxecto[225].

Por último, Unión Eléctrica Madrileña tiña relativa experiencia na xestión térmica mediante carbón e fuel a comezos dos 70. A compra de Moncabril implicou a propiedade da Central de Narcea, con produción mediante carbón, mentres a súa propiedade da central de Aceca (con produción mediante fuel-oil) e a posta en marcha de La Robla no ano 1971 (con produción mediante carbón) aumenta o seu parque térmico.

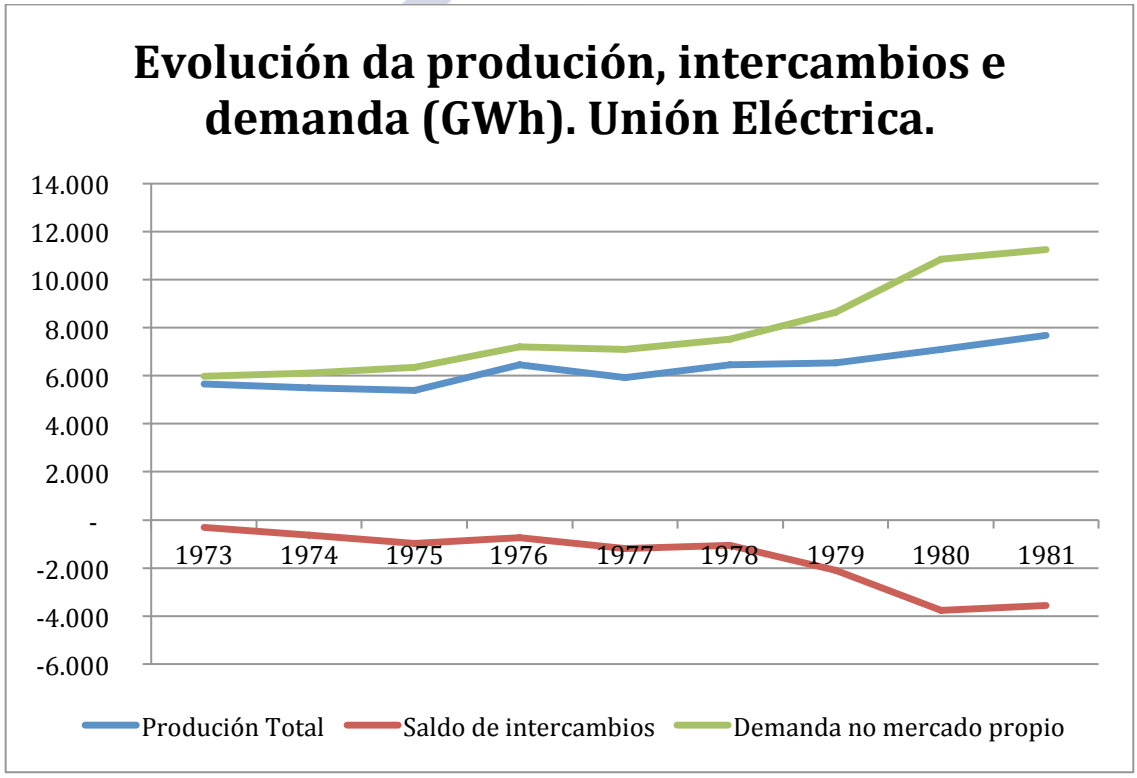


Figure 18: Evolución da produción, intercambios e demanda (GWh). Unión Eléctrica. 1973 – 1981

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica (1973 – 1981)

[224] Tendo en conta, ademais, que ao pouco tempo de comezar a funcionar prodúcese un problema técnico na central sueca de Ringhals, das mesmas características que Almaraz. Ante esta situación o proveedor do xerador, Westinghouse, recomendou unha parada para analizar os posibles problemas que puideran reproducirse na central española.

[225] Mesmo a información ás persoas accionistas de Unión Eléctrica Madrileña é curiosa: na información das Memorias sobre proxectos en novas instalacións este proxecto simplemente desaparece a partir do ano 1977 sen unha explicación no documento.

A estrutura do mercado da compañía modifícase substancialmente ao longo da década de 1970, esencialmente pola necesidade de adquisición de electricidade de cara a facer fronte á crecente demanda do mercado propio. Se ben no período anterior a 1978 o saldo de intercambios xa foi sempre negativo para a compañía, a situación agrávase a partir do ano 1979 dada a aparición dun novo comprador: Aluminio-Alúmina.

Unha vez esta industria comeza o seu funcionamento a plena carga (no ano 1980) o saldo negativo duplícase, dado que o consumo da planta equivale ao 38% da produción de Unión Eléctrica neste ano. Unha situación que tería sido evitada se a posta en funcionamento da central nuclear de Almaraz se realizara no período inicial calculado e sen retrasos (no ano 1977).

Para rematar de agravar a situación, unha vez posta en funcionamento, no ano 1981, non puido empregarse a plena carga por recomendación de Westinhouse por posibles problemas de seguridade, o que limitou a capacidade de produción da nova central nos seus primeiros anos de vida.

Ante as circunstancias enerxéticas acontecidas ao longo da década e a resposta gobernamental, que Unión Eléctrica Madrileña define como "*política de utilización de los recursos nacionales ante la presente crisis energética*" (Unión Eléctrica Madrileña, 1977), a compañía desenvolve novos proxectos térmicos. Facíase imperativo dar unha resposta máis veloz á evolución de prezos do petróleo, polo que no ano 1977 comeza a avaliarse a posibilidade dun novo grupo mediante carbón na central de Narcea ou na Robla. Finalmente, tomarase a decisión de construír un novo grupo en cada central nos anos 1978 e 1979, que entrarán en funcionamento a comezos da década de 1980.

É importante sinalar que entre os anos 1974 e 1980 non se pon en funcionamento unha soa central, cando o incremento da demanda do mercado da empresa é do 78%. Polo tanto, Unión Eléctrica daba resposta demasiado lento ao novo contexto do seu mercado eléctrico, o que significaba tres situacións problemáticas: unha elevada dependencia da compra de electricidade a outras empresas, a elevada dependencia da situación hidráulica e a necesidade de empregar a pleno rendemento a central de Aceca, de fuel-oil, nun contexto de elevados custos das materias primas.

Polo tanto, Unión Eléctrica Madrileña mantiña unha importante política expansiva ao longo da década, con fortes investimentos en nova produción eléctrica e a absorción de pequenas distribuidoras para aumentar o seu mercado, dada a capacidade produtiva que se ía poñer en funcionamento. De tódolos xeitos, os retrasos na posta en funcionamento destas centrais, unidos á aparición dun novo elemento de consumo (Alúmina) limitaron o éxito desta estratexia,

sendo a compañía incapaz de ofertar a electricidade que demandaba o seu mercado.

Table 26: Principais centrais de Unión Eléctrica Madrileña. 1981

Centrais		MW por Tecnoloxía
Hidroeléctricas		913
Cunca	**Rexión**	
Tello	Centro	
Alberche	Centro	
Júcar	Centro	
Guadiela	Centro	
Bibei	Noroeste	
Orbigo	Noroeste	
Narcea	Noroeste	
	MW por Planta	
Fuel Oil		314
Aceca	314	
Carbón		497,1
Narcea I e II	222,1	
La Robla I	275	
Nuclear		460
José Cabrera	160	
Almaraz I	320	
Total		2184,1

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica (1975 – 1981).

No ano 1981 Unión Eléctrica Madrileña situábase como a sexta empresa de maior tamaño do sector eléctrico, tanto en termos de potencia como de produción, representando un 6,86% e un 7,01% respectivamente. O mix da compañía era característico polo elevado peso da capacidade nuclear en relación á capacidade produtiva total, contando xa con participación en dúas centrais (José Cabrera e Almaraz) e sendo a empresa eléctrica española con maior capacidade nuclear total. Así, a tecnoloxía nuclear representaba o 21,78% do total do mix mentres para o conxunto do Estado este valor apenas chegaba ao 6,38%.

Este elevado peso nuclear derivaba en que o resto de tecnoloxías se situaban por debaixo da media española, especialmente a produción térmica mediante carbón. Se ben a priori esta situación parece positiva, o feito de que Almaraz estivera en funcionamento non outorgaba unha grande capacidade de produción debido aos problemas técnicos anunciados por Westinhouse ese mesmo ano, o que en última instancia representa unha infrautilización dos activos instalados.

4.2.2. A necesidade de fortes investimentos para afrontar a revolución produtiva de Unión Eléctrica

Polo tanto, en termos de investimento a década supón unha verdadeira revolución sobre a estrutura da empresa no ano 1970, se ben practicamente ningunha destas novas centrais estaba posta en funcionamento. Para facernos unha idea do impacto nos balances da empresa: aínda tendo en conta o efecto da inflación, o inmobilizado en curso de Unión Eléctrica supoñía no ano 1981 o mesmo valor que o conxunto do inmobilizado dez anos atrás.

Table 27: Análise vertical das principais partidas do balance de Unión Eléctrica Madrileña. 1971 - 1981

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
ACTIVO											
Inmob material	78,68%	81,99%	82,29%	83,51%	87,92%	85,64%	83,28%	82,18%	89,37%	86,97%	84,46%
Inmob en curso	6,92%	6,15%	6,29%	8,75%	12,09%	22,27%	28,00%	32,29%	33,23%	32,84%	39,11%
PASIVO											
Capital social	28,96%	30,99%	31,84%	25,98%	21,40%	26,50%	26,56%	26,57%	18,11%	15,20%	14,56%
Regularizacións*					17,22%	17,11%	12,78%	11,36%	35,06%	36,68%	28,51%
Débeda total	47,31%	42,86%	41,11%	36,15%	30,20%	37,98%	44,41%	48,50%	38,21%	42,66%	53,83%
A longo prazo**					26,12%	32,88%	39,61%	42,48%	34,75%	38,02%	47,05%
A curto prazo**					4,08%	5,10%	4,81%	6,02%	3,47%	4,64%	6,78%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica Madrileña (1971 – 1981) e Información Económico-Financeira de Unión Eléctrica Madrileña (1981).
* Primeira regularización incorporada no ano 1975, e posteriormente novas regularizacións incorporadas no balance dos anos 1979 e 1980.
** Até o ano 1974 a estrutura dos balances era diferente, polo que a comparativa previa ao ano 1975 pode resultar enganosa, optando por comezar a serie no ano 1975.

Observando a táboa anterior en relación á análise vertical do balance, a composición interna do activo de Unión Eléctrica modifícase en favor do inmobilizado material en relación ao resto de partidas, como é de agardar dadas dúas situacións: as progresivas regularizacións promovidas polo goberno mediante Decreto, e os importantes investimentos, que se traducen nun aumento do inmobilizado en curso.

É particularmente relevante este inmobilizado en curso, que chega a representar case o 40% do activo total no ano 1981, mentres dez anos atrás apenas chegaba ao 6%[226]. É relevante, tamén, porque durante a década este inmobilizado non chega a poñerse en funcionamento, polo que os novos investimentos acumulan inmobilizado en curso pero non son transferidas á partida de *instalacións*

[226] Hai que ter en conta, ademais, que o inmobilizado en curso non está suxeito ás regularizacións, polo que non hai ningún tipo de efecto contable que poida desenfocar a evolución desta partida.

complexas especializadas ao non ser aínda postas en funcionamento. Polo tanto, neste sentido existe unha diferenza de relevancia sobre FENOSA, que xa tiña activado boa parte do seu novo parque e nunca chegara a uns niveis de inmobilizado en curso similares ao de Unión Eléctrica.

En canto ao pasivo, é preciso facer mención a diversos elementos:

a) O capital social representa cada vez un menor peso sobre o total, reducíndose á metade durante a década.
b) As regularizacións do goberno teñen un peso fundamental para entender a evolución do balance da compañía, chegando a representar case o 37% do total do pasivo no ano 1980.
c) A débeda mesmo aumenta o seu peso total aínda tendo en conta as regularizacións, até supoñer máis do 50% do total do pasivo. Polo tanto, seguindo as recomendacións de Amat (1993), debemos considerar que a estrutura do balance é perigosa, xa que a débeda representa máis do 50% do pasivo.
d) A composición interna da débeda tamén muda, con maior peso global da débeda a longo prazo. Ademais, existe unha redistribución interna dentro do longo prazo, onde os bonos e obrigas teñen cada vez un menor peso relativo mentres os préstamos (en particular os asinados con bancos estranxeiros) aumentan o seu peso.

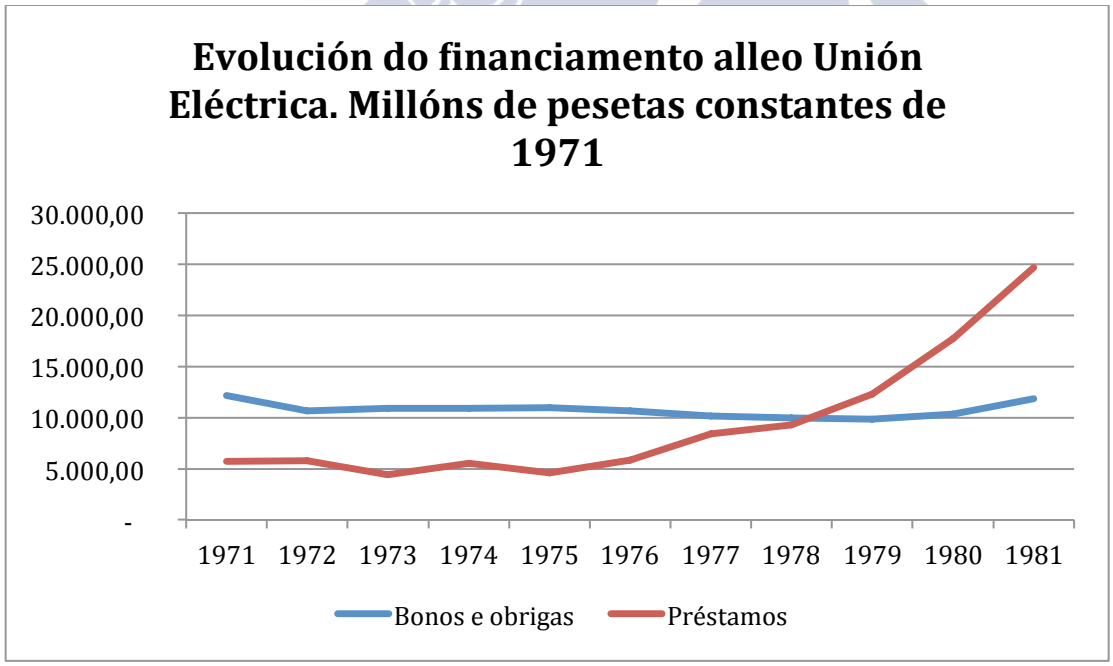


Figure 19: Evolución do financiamento alleo de Unión Eléctrica. Millóns de pesetas constantes de 1971. 1971 – 1981

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Eléctrica (1971 – 1981). Deflactor empregado a partir de Maluquer (1989).

Ao igual que acontece con FENOSA, en Unión Eléctrica a distribución interna do financiamento alleo tamén muda. Partindo dunha realidade na que os bonos e obrigas eran o mecanismo fundamental para o financiamento (supoñían 2,5 veces o crédito total no ano 1971) a situación invértese aínda de xeito máis acusado ao de FENOSA, tendo en conta que no ano 1980 os préstamos eran 2/3 superiores aos bonos e obrigas. Como vemos, o valor dos bonos e obrigas mantense estable suprimida a inflación, mentres os préstamos multiplican o seu valor case por cinco.

Se realizamos unha análise mediante ratios, podemos atopar unha serie de elementos de interese, que amosan que, a priori, a situación do balance de Unión Eléctrica se atopaba en mellores condicións que o de FENOSA.

Table 28: Evolución de ratios de Unión Eléctrica Madrileña. 1974 - 1981

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
RATIO DE LIQUIDEZ	4,51	2,97	1,98	2,63	2,29	2,12	2,21	1,66
RATIO DE TESOURERÍA	3,68	2,21	1,65	2,19	1,94	1,67	1,74	1,23
CALIDADE DA DÉBEDA	0,10	0,13	0,13	0,11	0,12	0,09	0,11	0,13

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Eléctrica (1974 – 1981).

En primeiro lugar, a liquidez de Unión Eléctrica parece situarse en valores correctos, se ben os ratios de liquidez e tesourería se van deteriorando progresivamente a medida que nos achegamos ao ano 1982. Así, Unión Eléctrica conta cun menor inmobilizado material en relación ao activo do que vimos anteriormente con FENOSA, o que permite un maior circulante no seu balance. Só no ano 1981 observamos que a ratio de liquidez baixa claramente do valor recomendado de 2, mentres a ratio de tesourería sempre se mantén por riba do 1.

Por outra banda, a calidade da débeda mantense relativamente estable, polo que a exposición ao esixible a curto prazo non supón un maior problema no fin do período. Do mesmo xeito, é preciso indicar que tampouco se mellora este indicador, ao existir un crecemento da débeda a curto prazo ao mesmo ritmo que a débeda a longo.

Por outra banda, se realizamos unha análise horizontal podemos observar outras cuestións de relevancia.

Table 29: Análise horizontal das principais partidas do balance de UEM. 1971 = 100. 1972 - 1981

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
ACTIVO	111	121	167	224	212	247	278	459	615	734
Inmob material	115	127	177	251	230	261	290	521	680	788
Inmob en curso	98	110	211	392	682	1.000	1.298	2.204	2.920	4.149
PASIVO	111	121	167	224	212	247	278	459	615	734
Capital social	118	133	149	166	194	226	255	287	322	369
Débeda total	100	105	127	143	170	232	285	370	555	835
Perdas e ganancias	118	132	140	152	180	204	257	273	319	355

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica Madrileña (1971 – 1981) e Información Económico-Financeira de Unión Eléctrica Madrileña (1981).

a) O crecemento global da empresa é moi importante, multiplicando por sete o valor do seu activo.
b) Dentro dese crecemento, o inmobilizado aumenta a maior velocidade que o conxunto do activo (lembremos, unha vez máis, as regularizacións), se ben a partida que destaca é a do inmobilizado en curso, que aumenta en máis dun 4.100% en tan só dez anos.
c) O capital social medra de xeito continuado (mediante ampliacións de capital anuais), se ben o seu crecemento é a metade de rápido que a do conxunto do pasivo, polo que os recursos propios teñen cada vez unha menor relevancia.
d) A débeda total medra máis rápido que o conxunto do pasivo, en particular dende o ano 1977 en diante, multiplicándose por máis de 8 no conxunto do período.
e) Esta evolución dá lugar a unha situación que non é favorable: un importante crecemento da débeda que xera uns gastos financeiros para sufragar uns investimentos que acumulan retrasos na súa posta en marcha e que, polo tanto, non poden aínda producir retornos.

Table 30: Préstamos pendentes de Unión Eléctrica. 1981. Pesetas

Préstamos a longo prazo *Citado banco principal en caso de consorcio	Estatais	Estranxeiros
Export Import Bank - José Cabrera	-	298.800.552
Export Import Bank – Almaraz I	-	1.217.650.366
Export Import Bank – Almaraz II	-	1.505109172
Kraftwerk Union A.G. – Trillo	-	14.752.158.281
Westdeutsche Landersbank Girozentrale – Trillo	-	5.743.770.241
Banco Urquijo Hispano Americano	-	4.269.562.500
Kreditanstalt für Wiederaufbau - Trillo	-	5.232.663.821
West LB International	-	13.910.490.000
Banco Árabe Español	-	2.439.750.000
The Chase Manhattan Bank	-	14.638.500.000
Westdeutsche Landesbank Girozentrale – Narcea	-	9.262.200.000

DG Bank	-	10.770.000.000
Kreditanstalt für Wiederaufbau - Narcea	-	1.400.204.281
Westdeutsche Landesbank Girozentrale – La Robla	-	10.554.600.000
Kreditanstalt für Wiederaufbau - La Robla	-	629.471.141
Kraftwerk Union A.G. – La Robla	-	375.075.461
Estatais	3.447.945.832	
A medio prazo	4.382.690.000	-
TOTAL	7.830.635.832	97.000.005.816

Fonte: Elaboración propia a partir da Memoria de Unión Eléctrica Madrileña (1981).

A evolución do financiamento empresarial está intimamente ligada á tecnoloxía empregada nas novas centrais. Unha característica do sector eléctrico español en relación á enerxía nuclear foi a de mercar tecnoloxía estadounidense e, polo tanto, a de recibir financiamento tamén deste país mediante o Export Import Bank. Así acontece con Unión Eléctrica nos casos da pioneira central de José Cabrera e de Almaraz[227].

Sen embargo, Unión Eléctrica toma unha decisión diferente á da inmensa maioría do sector da época: a central de Trillo contará con tecnoloxía alemá e non estadounidense, nun contexto (o de mediados dos anos 70) onde varios países, entre os que destacaban Francia e Alemaña, loitaban por rematar co monopolio estadounidense en materia nuclear. As consecuencias financeiras desta decisión son que o financiamento obtido será na súa maioría mediante entidades alemás: Kraftwerk Union A.G, Westdeutsche Landersbank Girozentrale ou Kreditanstalt für Wiederaufbau son entidades que financiarán a Unión Eléctrica.

Ademais, unha característica destas decisións tecnolóxico-financeiras é que non son puntuais, senón que perduran no tempo, polo que o financiamento posterior para novas centrais tamén estará fundamentado en boa medida nestas entidades, sendo a maioría do crédito alemán.

Polo tanto, o desenvolvemento das novas centrais térmicas de carbón (os últimos grupos de Narcea e La Robla), contarán con tecnoloxía alemá, subscribindo os créditos para a importación destes bens de equipo con entidades alemás. Mentres son as mesmas entidades bancarias alemás as que financian os proxectos nucleares e de carbón, empresas como Balcke Dürr ou a Siemens serán as encargadas de aportar o equipo destas novas centrais.

[227] A relación co Export-Import Bank vai máis alá do sector eléctrico e remóntase ás tradicionais alianzas do Banco Urquijo no exterior, unha das principais casas bancarias en superar o illamento económico do franquismo, conseguindo o primeiro préstamo desta entidade xa no ano 1950 (Roig & Torres, 2008)

En canto á Conta de Resultados, a compañía mantén en termos correntes unha evolución positiva, multiplicando os beneficios por 3,5. De tódolos xeitos, analizando os beneficios contantes a evolución non é tan favorable dado o importante papel da inflación no período, cunha situación similar á de FENOSA pero cunha tendencia máis suavizada.

Os beneficios constantes de Unión Eléctrica descenden nun 25% dende un máximo no ano 1972 até o final do período, mentres no caso de FENOSA este máximo de beneficios chega algo máis tarde, no ano 1975, para posteriormente chegar a perder até o 50% dese valor no ano 1980.

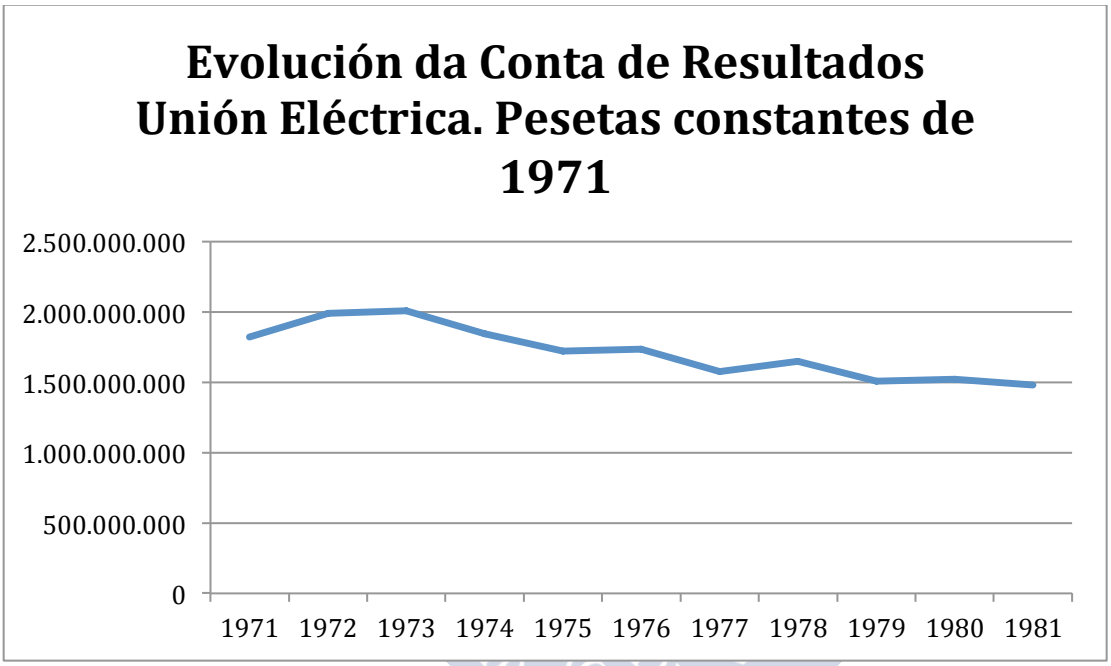


Figure 20: Evolución da Conta de Resultados Unión Eléctrica. Pesetas constantes de 1971. 1971 – 1981

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica Madrileña (1971 – 1981) e Información Económico-Financeira de Unión Eléctrica Madrileña (1981).
Deflactor empregado a partir de Maluquer (1989).

Por outra banda, un elemento importante a subliñar é a evolución dos gastos financeiros, como factor a ter en conta para a saúde da empresa e a capacidade de afrontar a débeda existente. Para iso empregaremos a ratio de gastos financeiros.

Table 31: Ratio de gastos Financeiros de Unión Eléctrica Madrileña. 1971 – 1981

1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
0,123	0,131	0,125	0,117	0,095	0,055	0,069	0,044	0,035	0,025	0,048

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Eléctrica (1971 – 1981).

Como podemos observar, esta ratio tamén amosa unha mellor proporción que a de FENOSA, derivada dun importante incremento das vendas por parte da compañía, baseado no incremento do mercado (que aumenta en número de clientes), unha maior demanda de electricidade e a progresiva revalorización das tarifas eléctricas.

Se ben a ratio inicia o período nunha situación complexa (triplicando o valor recomendado de 0,04) ao longo do período a situación normalízase obtendo cifras correctas. No ano 1981, pola contra, volve aumentar até atoparse de novo en zona de risco, derivado de que os gastos financeiros se multiplican por tres mentres as vendas só o fan nun 50%.

Polo tanto, se ben a situación durante os anos 70 parecía controlada aínda co enorme incremento da débeda, a elevada exposición á mesma pode supoñer un grave problema para a década entrante.

4.3. A evolución bursátil de FENOSA e Unión Eléctrica

O impacto de crise sobre o sector eléctrico tamén pode apreciarse na evolución bursátil das compañías eléctricas, que mantiveron unha tendencia similar ao do conxunto de valores da Bolsa de Madrid acadando valores máximos no ano 1972, e iniciando un intenso declive durante a década posterior, en maior medida que o acontecido para o conxunto de valores.

Hai que ter en conta que a implicación do sector eléctrico nos mercados de valores é fundamental, representando até o 30% da emisión bruta de accións e o 80% das emisións privadas de obrigas por parte de entidades non financeiras (Ontiveros & Valero, 1985), polo que as perturbacións no sector eléctrico terán unha incidencia relevante na evolución bursátil española.

A evolución de FENOSA e Unión Eléctrica non foi similar. Mentres Unión Eléctrica mantivo un comportamento bursátil similar ao do conxunto do sector, até finais dos anos 60 FENOSA mantivo uns valores moi por riba do sector impulsado por un forte crecemento a inicios dos 60, para despois iniciar un declive na década de 1970 que nunca recuperou os valores promedios do sector. Mentres tanto, Unión Eléctrica mantivo unha evolución máis estable, en liña co conxunto do sector, se ben os seus valores bursátiles sempre tenderon a situarse lixeiramente por debaixo dos mesmos.

Do mesmo xeito, os valores bursátiles inmediatamente posteriores á fusión amosan a complexa situación na que se atopa a compañía: un mínimo no ano 1983, cun valor bursátil que representaba tan só o 83,7% do valor do ano 1960 para Unión Eléctrica, e unha posterior recuperación moito máis tímida que a

acontecida para o conxunto do sector no ano 1984, nun contexto onde a compañía viña reducindo os dividendos obtidos por acción dende o ano 1982.

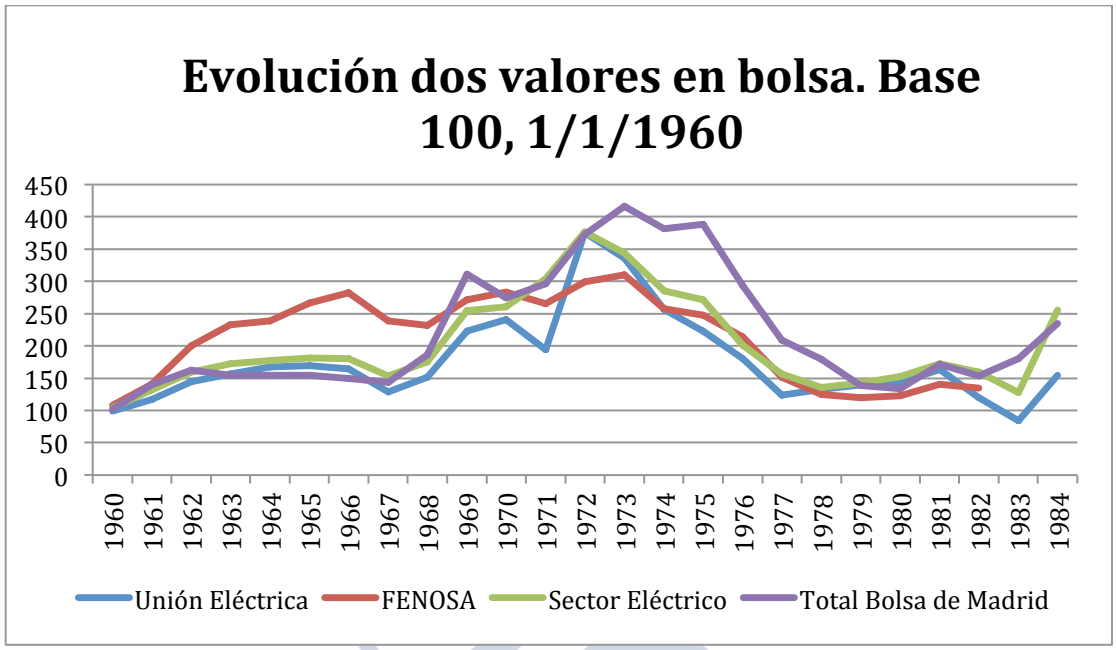


Figure 21: Evolución dos valores en bolsa. Base 100, 1/1/1960. 1960 – 1984

Fonte: Berges, A. (1985). El sector eléctrico español y el mercado de valores. *Economía industrial*, (243), 53-60.
*Valores para Unión Fenosa a partir de 1982 na barra de Unión Eléctrica, como absorbente de FENOSA.

4.4. Os motivos para a fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña

FENOSA e Unión Eléctrica mantiveron unha traxectoria con similitudes ao longo dos anos 70, se ben ambas compañías tamén amosaron diferenzas nas súas estratexias empresariais. En primeiro lugar, de cara á evolución do mix eléctrico: ambas compañías decidiron orientar a súa produción cara as centrais térmicas, pero a centralidade dos investimentos de FENOSA reorientouse cara o carbón tralos problemas de prezo do petróleo; a centralidade de Unión Eléctrica inicialmente volcouse cara a tecnoloxía nuclear, e só a finais do período se reorienta o incremento da potencia instalada cara as centrais de carbón (novos ciclos en Narcea e La Robla).

Ao mesmo tempo, FENOSA mantivo os investimentos na central térmica de Sabón na primeira metade dos anos 70 cando os prezos do petróleo acadaban máximos de prezo internacional, materia prima a empregar nesta central, o que claramente podía lastrar a conta de resultados da compañía. Deste xeito aumentouse o endebedamento nun contexto de escasa liquidez para a construción dunha central cunha tecnoloxía obsoleta a medio prazo.

Table 32: Mix da potencia instalada Unión Eléctrica e FENOSA. 1981

	Hidroeléctrica	Carbón	Fuel-oil	Nuclear
Unión Eléctrica	41,42%	14,25%	22,55%	21,78%
FENOSA	51,66%	26,07%	22,27%	0,00%
Mix España	42,36%	22,61%	28,64%	6,38%

Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de UNESA (1981), Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica (1981), Memorias de Unión Eléctrica (1981) e Información Económico-Financiera de FENOSA (1981).

Tendo en conta o mix de ambas compañías, existía un elevado grao de complementariedade entre ambas empresas que harmonizaba a súa situación cara o mix español.

A elevada orientación nuclear de Unión Eléctrica compensaba a inexistencia de proxectos nucleares por parte de FENOSA, que podería aportar unha maior capacidade hidroeléctrica, o que tendo en conta a negativa situación nuclear dada a situación conxuntural de Almaraz [228] e a evolución dos prezos internacionais de fuel-oil, supoñía un balón de oxíxeno en materia de custos mentres a central nuclear non puidera funcionar a pleno rendemento novamente.

Do mesmo xeito, ambas compañías mantiñan unha posición inferior ao mix español en relación ao fuel-oil, o que resultaba positivo para evitar unha sobreexposición a esta materia prima.

En paralelo, esta complementariedade era tamén evidente en termos xeográficos. O mercado de FENOSA estaba orientado a Galiza, pero a comezos dos anos 80 iniciaba por primeira vez a súa incursión na produción fóra deste territorio coa central térmica de Anllares. Así, ás áreas de produción entre ambas compañías cruzábanse: mentres FENOSA buscaba construír nova potencia na provincia de León (para o aproveitamento do carbón na rexión), Unión Eléctrica contaba con varios saltos hidroeléctricos na provincia de Ourense.

[228] Ao informar Westinhouse de posibles problemas de seguridade, non podendo empregar a central nas súas condicións normais.

Situación de Centrais e Zonas de Distribución de Unión Eléctrica-Fenosa, S.A. 1982

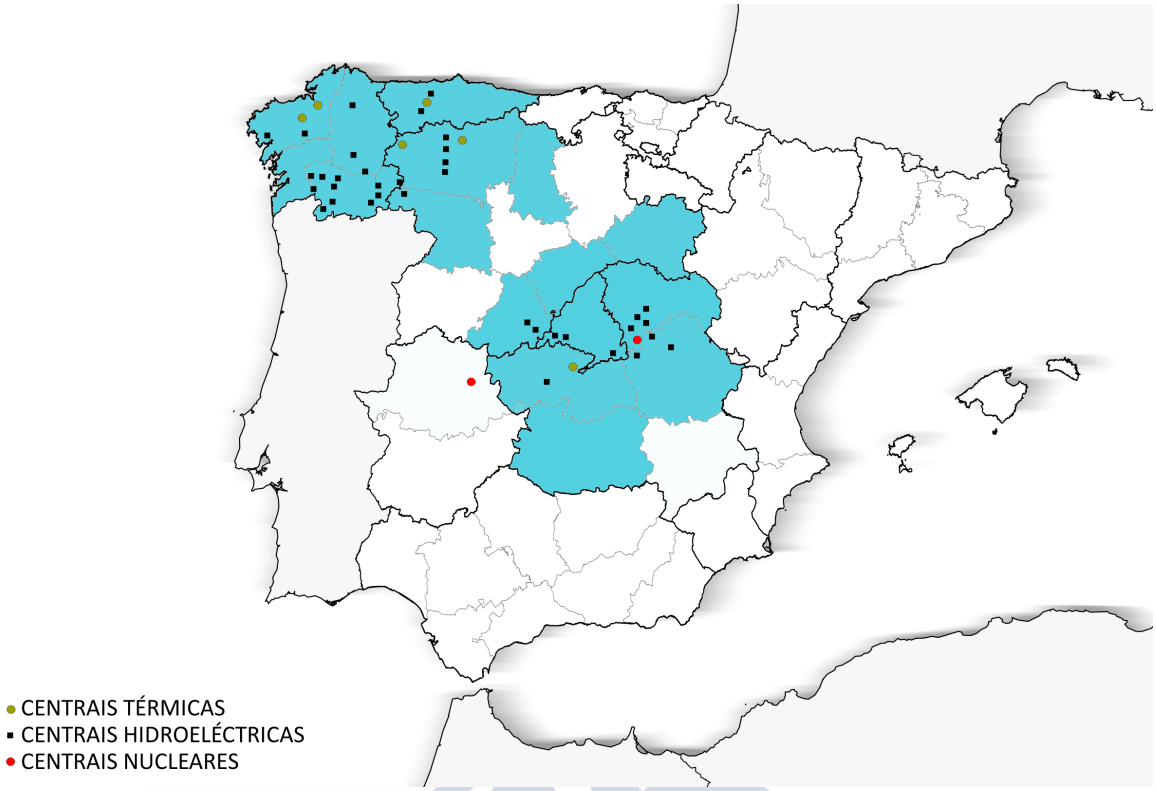


Figure 22: Situación de Centrais e Zonas de Distribución de Unión Eléctrica - Fenosa S.A. 1982

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982).
Mapa obtido en: By Miguillen, CC BY-SA 3.0, https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=12086934

Do mesmo xeito, a distribución de Unión Eléctrica ía moito máis alá da zona de León e Zamora, ao contar con importantes mercados tanto na área de Madrid como en ambas Castelas e unha pequena participación doutro importante mercado como o Asturiano.

Se ben ambas compañías eran deficitarias en canto á produción eléctrica (ambas precisaban comprar electricidade para satisfacer os seus mercados), os fortes investimentos iniciados a finais dos anos 70 proxectaban un incremento da potencia tal que revertese esta situación, tendo en conta ademais que a Rexión Noroeste estaba vivindo os maiores incrementos de demanda en todo o territorio peninsular.

Table 33: Evolución da demanda eléctrica por zonas. 1971 = 100

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Catalana	100	114	133	140	145	161	167	177	189	194	189
Centro-Levante	100	111	124	132	136	147	150	161	170	177	175
Centro-Norte	100	111	124	131	134	145	151	159	168	166	168

Noroeste	**100**	**115**	**125**	**139**	**147**	**155**	**160**	**168**	**186**	**215**	**216**
Aragonesa	100	107	114	122	125	133	140	140	147	164	174
Andaluza	100	108	126	141	145	158	162	171	183	186	197
Extrapeninsular	100	113	135	143	154	164	171	194	213	226	241
TOTAL	**100**	**112**	**126**	**135**	**140**	**152**	**157**	**166**	**178**	**186**	**187**

Fonte: Estadística de la Industria de la Energía Eléctrica (1981)

É importante subliñar, ademais, que estes fortes investimentos viñan motivados por estimacións de incrementos de demanda que non foron cumpridos. Se ben o incremento da demanda de electricidade viña sendo moi elevado dende os anos 60 ante o despegue económico posterior á época autárquica do franquismo, os anos 70 supuxeron un punto de inflexión que comezou a reducir as taxas de crecemento e, polo tanto, determinaría un exceso de capacidade a medio prazo dada a política de expansión eléctrica estimada a comezos da década.

Así, a política de investimentos de FENOSA e UEM ten certas diferenzas ca do conxunto do sector nos anos previos á fusión de ambas compañías. A evolución do inmobilizado material e do inmobilizado en curso amosa que FENOSA xa puxera en funcionamento o groso dos seus investimentos (cun punto de inflexión no ano 1975 e outro no ano 1981), mentres Unión Eléctrica vivía a situación inversa: a súa evolución da capacidade produtiva mantíñase similar á do conxunto de empresas, pero o seu inmobilizado en curso continuaba medrando claramente por riba do sector. Así, Unión Eléctrica Madrileña estaba realizando investimentos claramente por riba da media española.

Table 34: Evolución das principais partidas do activo FENOSA, UEM e UNESA. 1978 = 100. 1978 - 1981

	FENOSA				Unión Eléctrica Madrileña				UNESA			
	1978	1979	1980	1981	1978	1979	1980	1981	1978	1979	1980	1981
Inmob. material bruto	100	165,72	215,77	294,16	100	182,96	239,20	247,54	100	178,16	230,41	244,61
Amortización acum.	100	169,12	233,51	269,10	100	175,13	236,35	266,96	100	165,18	216,93	240,26
Inmob. en curso	100	149,96	228,68	157,44	100	169,82	224,97	319,65	100	140,21	197,92	245,63

Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de UNESA (1981), Memoria de Unión Eléctrica (1978 - 1980) e Información Económico-Financiera de FENOSA (1980).

A contrapartida a esta política de investimentos é que ambas compañías ven incrementado de xeito notable a súa débeda, se ben o crecemento da débeda de Unión Eléctrica é catro veces superior á de FENOSA, debido a estes maiores investimentos.

De tódolos xeitos, o crecemento de Unión Eléctrica parece permitir este enorme crecemento da débeda, mantendo unha situación de liquidez aceptable aínda

tendo importantes retrasos na finalización dos investimentos, mentres FENOSA mantén un escaso circulante que xera tensións de tesourería.

Table 35: Evolución das principais partidas do pasivo FENOSA, UEM e UNESA. 1978 = 100. 1978 - 1981

Evolución dalgunhas partidas do pasivo. Ano 1978 = 100												
	FENOSA				Unión Eléctrica Madrileña				UNESA			
	1978	1979	1980	1981	1978	1979	1980	1981	1978	1979	1980	1981
Capital Social	100	112,50	126,56	144,64	100	112,50	126,56	144,64	100	106,98	116,51	131,86
Recursos alleos	100	133,60	180,01	264,25	100	130,04	194,61	292,95	100	123,16	171,01	230,98

Fonte: Elaboración propia a partir de Memorias de UNESA (1981), Memoria de Unión Eléctrica (1978 - 1980) e Información Económico-Financiera de FENOSA (1980).

En termos comparativos ao sector, tanto FENOSA como UEM teñen unha maior capacidade de captación de capitais propios, se ben o verdadeiro diferencial sitúase no crecemento dos recursos alleos, claramente por riba da situación do conxunto de empresas de UNESA.

Así, a evolución do endebedamento é máis preocupante no caso destas dúas compañías (e, en particular, de Unión Eléctrica) que para o sector eléctrico no seu conxunto, dando unha situación que poñía en risco a viabilidade das entidades. Como recoñecía o propio Honorato López Isla:

> *"Si aplicásemos a aquellas dos empresas los criterios contables de las actuales auditoras, estaríamos hablando de dos compañías en quiebra" (*Rodríguez, 5 de Xuño do 2009).

Do mesmo xeito, ambas compañías están realizando investimentos por riba da media do sector a comezos da década de 1980, na busca de maior capacidade produtiva para abastecer o seu mercado o que, en última instancia, tamén obriga a mobilizar unha maior cantidade de recursos para afrontar os pagos destas novas centrais, como se amosa nun maior crecemento do inmobilizado en curso en relación ao conxunto de empresas de UNESA.

Ao mesmo tempo, hai que ter en conta que os ingresos por vendas evolucionan de xeito máis favorable para Unión Eléctrica que para FENOSA, partindo de que a primeira tiña un maior tamaño que a segunda. Mentres as vendas multiplícanse por doce para a madrileña, a empresa galega multiplícaos por menos de dez (Unión Eléctrica, 1981; FENOSA, 1981).

Ao mesmo tempo, os gastos financeiros de FENOSA multiplícanse tamén por dez mentres os de Unión Eléctrica se manteñen practicamente conxelados até 1981. Neste sentido, a existencia dun mercado eléctrico potencialmente máis dinámico

para Unión Eléctrica (en particular polo abastecemento de Madrid[229] e de Alúmina en San Cibrao) supoñía un importante impulso para o crecemento do mercado e a demanda, o que facilitaba incrementar os ingresos mentres FENOSA non tiña esa capacidade.

Por outra banda, o progresivo incremento do mercado, a demanda e as tarifas fomentaba un incremento dos beneficios, unha situación que en Unión Eléctrica é evidente pero que amosa certos síntomas de esgotamento en FENOSA, cos beneficios estancados na última parte da década, o que no medio prazo podía supoñer un problema dado o previsible incremento dos gastos financeiros.

Polo tanto, para ambas compañías existía un elevado grao de exposición á débeda, especialmente con entidades estranxeiras. Xa nos anos 60 Unión Eléctrica comezara a solicitar créditos no estranxeiro para facer fronte ao desenvolvemento de Zorita, mediante acordos co Export Import Bank e o Chase Manhattan[230].

Así, os anos 70 intensifican esta dependencia, diversificando os países sobre os que recae esta débeda. Se nun primeiro momento os Estados Unidos son a fonte esencial de financiamento, a mudanza da tecnoloxía empregada para a central nuclear de Trillo inicia unha época de crecente dependencia alemá[231], agravada posteriormente para os novos ciclos de Narcea e La Robla, ambos proxectos térmicos de carbón.

Se ben parte do financiamento para Trillo non corresponde a Unión Eléctrica (lembremos que a central está sendo desenvolvida conxuntamente con Energía e Industrias Aragonesas e a ERZ), si que terá que afrontar a maioría do mesmo, por ser o axente principal desta nova central, subscribindo unha serie de créditos con entidades como a Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), chegando a sumar máis de 1.000 millóns de marcos no ano 1975 (Sánchez Sánchez & Sanz Lafuente, 2017).

A planificación deste proxecto pecaba de falta de realismo para os prazos do seu desenvolvemento, como posteriormente se amosou: o primeiro grupo de Trillo estimábase que entrara en funcionamento no ano 1982 e finalmente fíxoo no ano

[229] Elemento subliñado por Luis-Fernando Quiroga y Piñeyro, Director de Explotación en FENOSA e Unión Fenosa. Entrevista realizada o 25 de Setembro do 2018.
[230] Non hai que esquecer que a tecnoloxía empregada para esta central será Westinghouse, polo que o financiamento será estadounidense.
[231] Con certo acompañamento de entidades privadas españolas como o Urquijo e o Hispano-Americano, se ben cunha importancia moi inferior en relación ao total da débeda.

1988, mentres o segundo grupo debería entrar en funcionamento no ano 1986 e nunca chegou a construírse.

Este elemento de dependencia exterior para o financiamento supón unha constante no sector eléctrico, dada a situación de crise que vive o sector bancario español neste período (Cuervo, 1988), derivado da ralentización económica xeral, da elevada inflación, a falta de control e capacidade de sanción das institucións públicas, a desfavorable evolución dos tipos de xuro (con incrementos nominais elevados nun contexto de restrición da demanda global, o que dificultaba o seu pago) e unha sobredimensión do sistema bancario debido á liberalización realizada na década anterior.

Así, o financiamento exterior parecía dar solución ao problema de falta de crédito interno e que ademais ofrecía condicións vantaxosas dado o interese dos países provedores de bens de equipo en dar saída á súa produción industrial. Se ben esta situación parece lóxica, a negativa evolución dos tipos de cambio relativos á peseta suporá un agravante para facer fronte aos pagos da débeda contraída co exterior (Aliber, 1983).

Por último, comeza a visibilizarse a necesidade dunha política defensiva para protexerse das grandes empresas do sector, ante unha crecente presión de cara á concentración do sector, materializada durante a segunda metade dos anos 80 e a primeira metade dos 90, especialmente polo enorme crecemento do sector público mediante a concentración en Endesa de numerosas empresas que arrastraban problemas de endebedamento.

En canto ao procedemento para a fusión, a asemblea de Unión Eléctrica acordou por consenso aprobar a fusión, sen embargo non foi así no caso de FENOSA. A asemblea xeral de FENOSA realízase cun apoio claramente maioritario á fusión, se ben dous actores significativos amosan a súa posición contraria: dunha banda o Comité de Empresa e doutra o conxunto de Caixas galegas que formaban parte da compañía (Caixa Galicia, Caixa Pontevedra e Ourense e Caixa Municipal de Vigo). As motivacións principais de ambas pasaban por contar con garantías laborais (no caso da exposición sindical) e pola perda de *galeguidade* da entidade (no caso das caixas).

A perda de galeguidade foi unha realidade, dado que o proceso se realizou como unha fusión por absorción, onde FENOSA era absorbida por Unión Eléctrica. O novo domicilio social pasaba a estar en Madrid, perdéndose o efecto sede na Coruña. Do mesmo xeito, a dirección pasou a asentarse en Madrid, onde se situou o novo espazo de decisión.

En relación ás garantías laborais, o elemento de disputa pasaba pola garantía do mantemento das condicións laborais dos traballadores de FENOSA, naquela altura cunhas condicións superiores ás de Unión Eléctrica, o que finalmente foi aceptado por Fernando Salorio na propia asemblea (Novoa, 2018)[232].

En total, os votos en contra representaron tan só un 4,4% do total dos votos emitidos (La Voz de Galicia, 13 de Maio do 1982), estando representado un 74% do capital na asemblea (ABC, 13 de Maio do 1982), se ben existiu certo movemento social de oposición á operación, chegando a realizarse unha manifestación na cidade da Coruña á que asistiron máis de 5.000 persoas, durante a ofensiva dende a compañía de cara a evitar problemas de imaxe por estas cuestións (La Voz de Galicia, 17 de Abril do 1982).

Figure 23: Manifestación na cidade da Coruña contra a fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica

Fonte: La Voz de Galicia (11 de Maio do 1982).

[232] Entrevista realizada a Alfredo Novoa Gil, Representante do Comité de Empresa de FENOSA na Asemblea para a votación da fusión con Unión Eléctrica Madrileña. 17/09/2018.

4.5. O nacemento de Unión Fenosa

Baixo estas circunstancias, Unión Fenosa é inscrita no rexistro mercantil da Provincia de Madrid o 3 de Decembro de 1982, despois de que o 12 de Maio do mesmo ano ambas Xuntas Xerais das dúas sociedades aprobaran iniciar o proceso de fusión, baixo a denominación Unión Eléctrica-Fenosa S.A.

O proceso realízase como fusión por absorción onde FENOSA será integrada en Unión Eléctrica, cun novo Consello de Administración presidido por Julio Hernández Rubio, até o momento Presidente de Unión Eléctrica, e unha Presidencia de Honra a cargo de Carmela Arias y Díaz de Rábago, Condesa de Fenosa e viúva de Barrié de la Maza.

Unha vez superado o ano 1982 como ano de transición para o desenvolvemento da compañía, o Consello de Administración é ampliado para a integración dos membros de FENOSA, creándose unha nova Presidencia de Honra para Julio Hernández Rubio e deixando o cargo de Presidente Conselleiro Delegado a Julián Trincado Settier, que será quen pilote o desenvolvemento da compañía nos anos seguintes.

En canto ás Vicepresidencias, manterase a Enrique Prada y Rodríguez-Viforcos, procedente de Unión Eléctrica, incorporarase a Fernando Salorio Suárez, último Presidente de FENOSA e crease unha terceira a cargo de José Manuel Jiménez Arana, que no ano 1985 pasará a José Luis Torá Galván, representando a Endesa.

Polo tanto, realízase un reparto equitativo entre as dúas compañías: unha presidencia de honra para cada compañía, o cargo de Presidente para unha persoa procedente de FENOSA pero que no pasado tivera unha clara vinculación con Unión Eléctrica Madrileña, tres vicepresidencias, nas que se situaron unha persoa de cada compañía (ex-presidente de FENOSA e ex-vicepresidente de Unión Eléctrica, nada menos) xunto cunha terceira persoa que formara parte do Consello de Administración de Unión Eléctrica pero que respondía ao sector público dada a participación do INI na compañía, e que a partir do ano 1985 ocupará un representante de Endesa unha vez o INI se desprende do 6,5% da propiedade de Unión Fenosa en favor desta empresa pública[233].

[233] A partir do ano 1983 o novo gobernó toma a decisión de crear un gran grupo eléctrico público ao redor de Endesa, polo que esta empresa mercará todas as participacións eléctricas que até o momento se situaban no INI. Con este movemento Endesa participa de xeito minoritario en Unión Fenosa pero absorver un grupo de empresas que lle outorgan maior capacidade e novos mercados, como Gesa, Unelco, Eneco ou Encasur (Anes, Fernández & Temboury, 2001).

Polo tanto, as tres vicepresidencias representaban ás tres entidades con maior presenza accionarial: Banco Pastor, ENDESA e o Banco Urquijo, pasando ese lugar ao Banco Hispano Americano unha vez absorbe a este último.

En canto ao conxunto do Consello de Administración, realízanse mudanzas significativas entre o período 1982 (no que ambos consellos se fusionan no Consello de Unión Eléctrica) e 1985, cando finalmente remata por racionalizarse a súa estrutura, reducíndose o seu número dun máximo de 42 persoas no ano da constitución até a cifra de 24.

Dos vocais resultantes na nova estrutura, sete xa formaran parte do Consello de Administración de Fenosa e tan só tres no de Unión Eléctrica, o que amosa que finalmente será a empresa galega a que asuma unha maior posición de control sobre a compañía.

Table 36: Consello de Administración de Unión Eléctrica - Fenosa. 1985

Cargo	**Nome**	**Procedencia**	**Procedente dos Consellos Anteriores**
Presidenta de Honra	Carmela Arias y Díaz de Rábago	FENOSA	Si
Presidente de Honra	Julio Hernández Rubio	Unión Eléctrica (Urquijo)	Si
Presidente Conselleiro Delegado	Julián Trincado Settier	FENOSA e Unión Eléctrica	Si
Vicepresidente	Enrique Prada Rodríguez –Viforcos	Unión Eléctrica (Hispano)	Si
Vicepresidente	Fernando Salorio Suárez	FENOSA (Pastor)	Si
Vicepresidente	José Luis Torá Galván	ENDESA	Si
Vogal	Joaquín Arias y Díaz de Rábago	FENOSA (Banco Pastor)	Non
Vogal	Santiago Corral Pérez	FENOSA	Si
Vogal	Ramón Linares Martín de Rosales	FENOSA	Si
Vogal	Luís de Ussía y Gavaldá	FENOSA	Si
Vogal	Antonio Lorenzo Pérez	FENOSA	Si
Vogal	Marcelino Póo Cué	FENOSA	Si
Vogal	Alfredo Les Floristán	Unión Eléctrica	Si
Vogal	Inocencio Figaredo Sela	FENOSA	Si
Vogal	Luis Coronel de Palma	Unión Eléctrica	Si

Vogal	Felipe Ruiz de Velasco y de Castro	Unión Eléctrica	Si
Vogal	Luis A. Delso Heras	Caja Postal de Ahorros	Non
Vogal	Fernando Díaz-Caneja Burgaleta	Subdirector Xeral de Enerxía Eléctrica (Goberno)	Non
Vogal	Alfredo Pastor Bodmer	ENHER	Non
Vogal	Luis Magaña Martínez	CEPSA	Non
Vogal	Juan Antonio Ollero de la Rosa	Banco Hispanoamericano	Non
Vogal	Ignacio Fierro Viña	Banco Central	Non
Vogal	Miguel Geijo Baucells	Banco Hispanoamericano	
Vogal	Ignacio de Pinedo y Angulo	Banco Urquijo	Non

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1985) e DICODI (diversos anos).

Este escenario tan só tres anos despois da fusión resulta curioso: se ben durante a fusión a posición de forza foi a de Unión Eléctrica (de maior tamaño, que formalmente absorbeu a FENOSA e que mantivo ao seu presidente no posto unha vez realizada a fusión) tan só un trienio despois unha parte relevante do Consello de Administración de Unión Eléctrica xa non estaba na nova dirección, mentres a dirección de FENOSA mantiña as súas posicións.

En relación á estrutura de propiedade, os accionistas maioritarios serán os bancos Pastor e Urquijo, como entidades bancarias de referencia de FENOSA e Unión Eléctrica antes da fusión, unido ao INI, que mantiña unha participación relevante en Unión Eléctrica[234].

Por último, outras entidades financeiras mantiñan participacións menores, como o Central (que tivera participación en FENOSA), o Hispano (que tivera participación en Unión Eléctrica), Banesto, o conxunto de Caixas de Aforro galegas e a Caja Postal de Ahorros. Ao ano seguinte da fusión eléctrica, en 1983, o Urquijo é absorbido polo Hispano, polo que as súas participacións pasan ao novo

[234] Tan só un ano despois, no ano 1983, no marco da creación dunha grande empresa eléctrica pública, ENDESA mercará estes activos ao INI, unido ás súas outras participacións eléctricas (ENHER, GESA e as compañías canaria e balear), polo que a nova empresa manterá no seu Consello de Administración representantes da compañía pública, contando cunha participación no capital do 6,5%.

banco. Así, as dúas principais entidades bancarias detrás da entidade pasan a ser o Banco Pastor e o Banco Hispano Americano[235].

A empresa resultante será a encargada da distribución en case todo o territorio galego (a excepción da área da provincia de Lugo controlada por Viesgo), parte de Castela e León, parte de Castela a Mancha, parte de Madrid e pequenas extensións de Asturias e Andalucía.

En canto á produción, no ano 1982 a compañía fusionada contaba con dúas centrais nucleares, seis centrais térmicas (de carbón ou fuel-oil) e 36 centrais hidroeléctricas, cunha produción conxunta para este ano de 13.681 GWh.

En canto ao inmobilizado en curso, Unión Fenosa conta cun importante parque en construción, orientado esencialmente cara a tecnoloxía nuclear e a térmica de carbón, a poñer en funcionamento ao longo da década de 1980. Esta situación vén dada polas decisións de investimento en centrais nucleares durante os anos 70 e a posterior aprobación en 1979 por parte do goberno do Plan Acelerado de Centrales Térmicas de Carbón de cara a aumentar a potencia mediante centrais térmicas á maior velocidade posible para reducir a balanza enerxética crecente por culpa do petróleo, nun contexto de continuos retrasos para a posta en funcionamento do novo parque nuclear español.

Entre os investimentos da compañía, destacan os da central térmica de Anllares (carbón), o terceiro grupo de Narcea (carbón), o segundo grupo de La Robla (carbón), a ampliación de Meirama (carbón) e as centrais nucleares de Trillo e Almaraz. Tamén se levará a cabo a reforma de tres centrais hidroeléctricas mentres se desenvolven outros catro proxectos desta mesma tecnoloxía, se ben o seu peso global sobre a compañía é de menor importancia.

Table 37: Nova potencia a desenvolver. Ano 1982

Nome	Tecnoloxía	Inicio	Fin estimado	Conexión á rede	Potencia (MW)
Anllares	Carbón	1978	1983	1982	350
Narcea III	Carbón	1978	1983	1984	364
La Robla II	Carbón	1979	1983	1984	371
Meirama (Ampliación)	Carbón	1982	1983	1983	13
Trillo	Nuclear	1975	-	1988	619,2*

[235] Se ben no ano 1988 o Hispano decide vender o Urquijo á Banca March, as participacións industriais do Urquijo quedarán no Hispano, polo que a súa participación continúa intacta e neste ano finaliza a relación histórica do Banco Urquijo co que foi o seu grande proxecto eléctrico durante a súa época como banca industrial.

Almaraz	Nuclear	1971	1977	1983	620**
Mezonzo	Hidroeléctrica	1982	1984	1984	1,075
Güimil	Hidroeléctrica	1982	1984	1984	2,646
Fervenza	Hidroeléctrica	1982	1984	1985	1,5
Salto do Sela	Hidroeléctrica	-	-	-	-
Salto do Lérez	Hidroeléctrica	-	-	-	-
Aproveitamento Ulla	Hidroeléctrica	-	-	-	-
Aproveitamento Arnoia	Hidroeléctrica	-	-	-	-

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA, Unión Eléctrica e Unión Fenosa (varios anos).

*O proxecto contaría ca participación de Unión Fenosa ao 60%, inicialmente proxectado *para hasta cinco grupos de 1.000 MW cada uno* (Unión Eléctrica, 1974). Finalmente, só dous foron autorizados e só un foi construído, polo que empregamos o dato do efectivamente finalizado e non do estimado, que serían 3.000 MW nucleares só para Unión Fenosa.

**Participación correspondente a Unión Fenosa en relación ao total do proxecto.

É moi relevante analizar os activos en curso porque permiten entender mellor a situación da conta de explotación da compañía. Nun contexto de crecentes custos de materias primas (especialmente polo fuel-oil) e do aumento dos gastos financeiros (derivado do crecente endebedamento para o novo inmobilizado) producíase un efecto perverso sobre a explotación onde os beneficios podían verse prexudicados.

Polo tanto, a existencia de retrasos nas novas centrais obrigaba a maiores custos de materias primas, a necesidade de mercar máis electricidade allea para satisfacer o mercado propio e a incapacidade de aumentar as vendas propias para dar resposta aos crecentes gastos financeiros.

Neste sentido, o forte incremento dos gastos financeiros tiña especial gravidade dado que os activos que estaban financiando seguían en construción polo que non producían retornos á compañía.

Por esta situación se amosa tan relevante a política desenvolvida a finais dos anos 70 de priorización de novas centrais térmicas de carbón en contraposición á produción mediante fuel-oil do período mentres se agardaban a prazos irrealizables para a substitución mediante plantas nucleares.

O caso de Unión Fenosa é paradigmático para a análise destes retrasos: mentres as centrais de carbón foron proxectadas, construídas e postas en funcionamento

nun período promedio de cinco anos e practicamente sen retrasos[236], as novas centrais nucleares proxectadas superaron con creces os tempos teoricamente establecidos, cun período de finalización do proxecto dende a autorización administrativa de doce (Anllares) e catorce anos (Trillo)[237], acumulando uns retrasos de cinco anos de media por grupo.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

[236] Se ben os novos grupos de Narcea e La Robla acumularon un retraso cercano ao ano, Anllares chegou a ser posta en funcionamento mesmo seis meses antes do calendario previsto.

[237] A central de Almaraz acumulou un retraso sobre a data inicialmente prevista de catro anos para o grupo I e de seis anos para o grupo II. No caso de Trillo a empresa non recoñece públicamente nas súas Memorias unha data estimada para finalizar a obra, pero a comparativa ca media de construción dunha central nuclear, situada en dez anos, permite visibilizar un retraso de catro anos sobre a media do sector.

5. Dos problemas da débeda á estabilización. 1982 – 1993

5.1. Os anos críticos. 1982 – 1986

A posta en funcionamento do segundo grupo da central nuclear de Almaraz e das centrais térmicas de carbón entre os anos 1983 e 1985 permitiron practicamente eliminar o uso das centrais mediante fuel-oil (Aceca e Sabón), o que permitía reducir os custos das materias primas para a produción de electricidade. Así, no ano 1984 a central de Sabón permanece parada mentres a de Aceca producirá unha irrelevante cantidade de 97 GWh en todo o ano.

Table 38: Evolución dalgúns indicadores de Unión Fenosa

	1982	1983	1984	1985*
Produción (MWh)	13.681	15.873	19.497	20.028
Vendas	102.959	115.205	128.725	130.356
Compras	73.823	64.239	52.686	46.937
Gastos financeiros	13.363	15.023	30.191	36.199
Amortizacións	14.346	15.786	25.805	18.936
Gastos de Persoal	19.105	20.715	20.579	20.241
Beneficio neto	10.635	7.553	7.066	4.571

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1986).
Deflactor empregado: Elaboración propia a partir de datos do INE.
*No ano 1985 cifras unha vez realizada a intervención estatal mediante o intercambio de activos e a moratoria nuclear.
**Valores monetarios en millóns de pesetas constantes.

Polo tanto, neste período a conta de resultados mellora os datos sobre a produción eléctrica: as centrais de carbón permiten reducir os gastos en compras de materias primas mentres se aumentan os ingresos por vendas.

Hai que ter en conta que o incremento do consumo eléctrico español mantiña unha forte tendencia á alza na última década, o que facilitaba un progresivo incremento de vendas a medida que a produción aumentaba. De tódolos xeitos, é precisamente durante os primeiros anos dos 80 cando se ralentiza este crecemento, volvendo aumentar a mediados da década[238].

Esta situación é positiva, de non ser porque os gastos financeiros se van ver disparados. O incremento de vendas derivada da progresiva entrada en

[238] O crecemento do consumo eléctrico en España duplica o crecemento do consumo na Unión Europea no período 1973 – 1991, aumentando nun 114% nestes 18 anos, uns valores nada despreciables pero inferiores ás excesivamente optimistas estimacións do sector a inicios dos 70, que calculaba que o crecemento anual se mantivese nos valores de finais dos anos 60 e inicios dos 70, superiores ao 12% anual (Jiménez, 2006a), cando finalmente este valor foi do 4,3%.

funcionamento destas novas centrais non será quen de facer fronte á crecente débeda e aos enormes gastos financeiros que comeza a afrontar a compañía, derivado da disposición de parte importante destes créditos durante comezos dos anos 80.

Ao mesmo tempo, o ciclo de investimentos continúa precisando de obtención de novo financiamento, polo que mentres os gastos financeiros se incrementan a débeda global tamén o fará. En paralelo, a empresa contén os gastos de persoal (que se manteñen estables no período), pero as amortizacións medran, especialmente até o ano 1984, previo intercambio de activos.

5.1.1. Un crecemento da produción mediante a incorporación das novas centrais

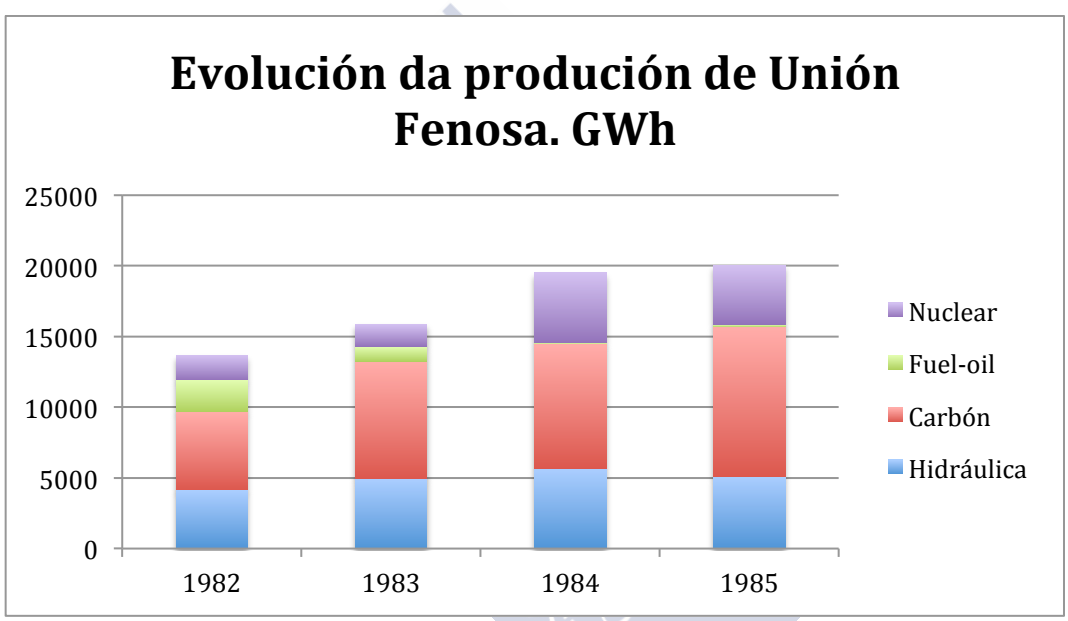


Figure 24: Evolución da produción de Unión Fenosa. GWh. 1982 - 1985

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa e de UNESA (1981 – 1986).
*Se ben o intercambio de activos é realizado no ano 1985, só terá efectos na produción a partir do ano 1986 ao ter sido asinado o 31 de Decembro.

A produción eléctrica de Unión Fenosa aumenta de xeito continuado neste período, até superar nun 46,4% as cifras de 1982. Este dato é relevante dada a transformación interna do mix pola total substitución da produción mediante fuel-oil, realizada basicamente mediante o carbón e a enerxía nuclear e tendo en conta que no ano 1985 se realiza un intercambio de activos. Polo tanto, podemos caracterizar a evolución da produción do seguinte xeito:

a) Constante crecemento da produción derivado da posta en funcionamento de novo parque, en concreto parque nuclear e do carbón. O incremento deste parque é capaz, con creces, de compensar a redución da produción eléctrica mediante fuel. A intensidade no incremento da produción supera

con creces á do conxunto do sector eléctrico, que só aumenta nun 11,45% en todo o período, o que significa que practicamente a metade do incremento de produción realizada no Estado neste período foi debido ao incremento de produción de Unión Fenosa.

b) Necesidade de evitar a produción mediante fuel derivado do elevado prezo das materias primas. Como veremos posteriormente, a evolución nos custos é moi favorable, polo que esta decisión tivo fortes repercusións na conta de resultados. De feito, Unión Fenosa é capaz de manter unha maior taxa de substitución da produción mediante fuel que o conxunto do sector: mentres que na produción global o fuel continúa representando un 4,5% da produción (cifra, conste, moi inferior á de anos anteriores), para Unión Fenosa ese valor non acada o 1%, amosándose como tecnoloxía practicamente residual no novo mix de produción da compañía.
c) Incorporación ao parque da compañía das novas centrais de carbón e enerxía nuclear. Se ben a estratexia da década anterior estaba baseada esencialmente na enerxía nuclear, os continuos retrasos na posta en funcionamento das novas centrais nucleares e a intensidade do plan de expansión do carbón levado a cabo polas empresas eléctricas e o decidido apoio do goberno fixo recaer sobre o carbón boa parte da nova produción. Esta situación equipara a produción ao global do sector eléctrico, cunha leve diferenza polo menor peso do fuel, compensado pola maior importancia do carbón en relación ao conxunto do sector.
d) Mantemento da produción hidráulica, dada a escasa capacidade de ampliación do parque existente (cuxos incrementos de potencia son xa escasos dada a estratexia global de investimentos) e certa volatilidade na súa capacidade produtiva derivado da dependencia das condicións climatolóxicas e as reservas de auga.

Por último, é importante resaltar o papel central da Rexión Noroeste para o sistema eléctrico estatal, precisamente o de actuación de Unión Fenosa: dunha banda, o consumo eléctrico nesta zona medrou en maior medida que o consumo global do Estado (UNESA, 1986) durante toda a década previa a 1985, polo que o mercado propio tendía a medrar en maior medida que o mercado eléctrico global.

Doutra banda, a Rexión Noroeste xa se situaba como principal espazo de produción eléctrica para abastecer, en particular, á Rexión Centro-Norte. As exportacións eléctricas do Noroeste cara o Centro-Norte son, con creces, as de maior contía do Estado, polo que a compañía claramente se sitúa nun área xeográfica que será fornecedora de electricidade ao resto do territorio.

Como principal rexión importadora sitúase Cataluña, que recibe importantes transferencias de todas as rexións fronteirizas. De todos os xeitos, sería interesante obter maior información intra-rexión, dado que a rexión Cataluña é fortemente produtora e tamén consumidora, mentres a agregación das rexións Centro-Norte e Centro-Levante impide coñecer con detalle o grao de transferencias cara o exterior dos outros dous grandes polos industriais no Estado, situados en Madrid e Euskadi.

Table 39: Intercambios no Estado. 1987

Rexión	Importación	Exportación	Balance Neto
Noroeste	6.960	19.109	-12.149
Centro-Norte	20.367	16.217	4.150
Centro-Levante	9.883	13.328	-3.445
Andalucía	8.471	973	7.498
Aragón	2.719	7.901	-5.182
Cataluña	12324	1.572	10.752

Fonte: Elaboración propia a partir das memorias de UNESA (1987).
*Os datos emitidos por UNESA para mediados dos anos 80 están rexionalizados en sete rexións (as do cadro e unha a maiores, a extrapeninsular), botándose en falta información desagregada por CCAA, o que permitiría coñecer en maior detalle as transferencias eléctricas intra-rexionais. En particular nas rexións centrais.

5.1.2. Unha situación económico-financeira caracterizada pola elevada débeda

5.1.2.1. Un forte crecemento do activo

Neste contexto, a evolución do activo permítenos detectar varias tendencias: un importante incremento do valor total do inmobilizado, derivado non só por un incremento da capacidade instalada ou de novos investimentos, senón principalmente polo impacto das revalorizacións que reiteradamente se viñeran facendo durante os anos 70, 1981 e tiveron como máximo expoñente a actualización de 1983.

O conxunto de regularizacións e actualizacións entre os anos 1961 e 1983[239] aumentou o valor do activo nun total de 227.288 millóns de pesetas, incluído tamén o valor negativo de amortizacións e os traspasos a o capital social e reservas.

O mecanismo de aplicación das actualizacións e regularizacións tivo unha importancia destacada na evolución do balance da compañía non só polo

[239] Mediante a Lei 76/1961, o Decreto-lei 12/1973, a Lei 1/1979, a Lei 74/1980 e a Lei 9/1983.

impacto para o incremento absoluto do inmobilizado, senón tamén pola transformación do capital e as reservas.

Do mesmo xeito, o inmobilizado en curso acada valores sorprendentemente altos: no ano 1982 representa máis do 37% do activo total, en consonancia ca importante política de investimentos iniciada nos anos 70 e que nesta época chega aos seus valores máximos.

Será a partir de 1985 cando os valores do inmobilizado en curso comecen a descender ao poñerse en funcionamento as centrais térmicas de carbón, se ben mantén uns niveis relevantes até o ano 1988, cando a central de Trillo se porá en funcionamento. A contrapartida desta evolución será un novo incremento do valor das instalacións complexas especializadas, que aumentan o seu valor nun 40% en tan só 4 anos derivado do efecto das actualizacións e a posta en marcha destas novas centrais.

En paralelo, o inmobilizado financeiro aumenta a súa importancia. Se ben o seu peso relativo no conxunto do balance é moi limitado (dados os importantes investimentos en capital realizados por unha empresa eléctrica non é rara esta situación), pero multiplica o seu valor por tres, en particular polo incremento do peso dos títulos sen cotización oficial, inicialmente para o control de empresas que permiten, dunha banda, unha expansión vertical na cadea de valor (para o control da subministración de materias primas para a produción) e, da outra, empresas de menor tamaño adicadas á produción ou distribución eléctrica.

Table 40: Principais empresas participadas por Unión Fenosa. 1985

Empresa	**Participación**	**Valor contable (millóns ptas)**
Liginitos de Meirama	100%	10.609
Barras Eléctricas Galaico-Asturianas	44,4%	1.305
Mudarra Madrid SA	50%	362
Minas del Narcea	100%	314
Electra de Xallas	99,756%	198
Eléctrica Conquense	46,395%	184
REE	-	2.872
Outras	-	705

Fonte: Elaboración propia a partir da Memoria de Unión Fenosa (1985) e o Informe da Auditoria Independente Arthur Ardersen (1986).

Este desenvolvemento supón o punto de inicio da creación dun grupo empresarial máis amplo que o estritamente produción-venda de electricidade, e que unha década despois vivirá unha verdadeira expansión en diversas direccións até a creación dunha grande empresa multiservizos.

En canto á evolución do circulante, como era de agardar, as existencias e os debedores manteñen unha tendencia crecente derivado da lóxica do incremento da produción e o mercado da compañía, mentres que a tesourería sufre un estancamento no período. É importante destacar tamén o aumento da conta de debedores até 300.000 millóns de pesetas (multiplicando por 7,5 o seu valor nun ano) en 1985, como efecto da sinatura do intercambio de activos, integrada nesta partida.

En relación ao intercambio de activos tamén é importante salientar que o valor contable dos activos enaxenados acadaba os 256.230 millóns de pesetas, mentres o importe a obter acadaba os 276.064 millóns de pesetas, o que supón que no intercambio se obtiveron unhas plusvalías de 19.834 millóns, que pasarán a formar parte dos recursos propios cunha conta específica con carácter de reservas, o que implicaba que non quedarían suxeitas ao imposto de sociedades.

5.1.2.2. As regularizacións e actualizacións mudan a situación do pasivo

A evolución do capital e as reservas manteñen unha tendencia crecente, de xeito similar á evolución do inmobilizado no activo. Ao igual que neste caso, o factor fundamental deste incremento do valor absoluto vén dado polo papel das actualizacións e regularizacións, que no caso concreto da actualización de 1983 acada o valor de 149.587 millóns de pesetas, o que equivale a máis do 38% do conxunto do capital e as reservas. Polo tanto, o proceso de actualización de valores contables (como mecanismo para internalizar a evolución da inflación nos balances das empresas españolas) remata por supoñer un elemento fundamental da evolución das reservas da compañía.

O mecanismo de aplicación destas regularizacións, ademais, tiña a consideración contable de reservas (o que implica que os incrementos de valor non son considerados ingresos e, polo tanto, non están suxeitos a imposto de sociedades), e poderían destinarse a ampliacións de capital unha vez comprobada pola administración.

Polo tanto, no medio prazo, os fondos propios da compañía poden evolucionar favorablemente grazas a este mecanismo contable. Así, o proceso de actualización de activos remata por ser un mecanismo directo para o fomento do aumento dos recursos propios: Unión Fenosa fará uso desta prerrogativa e ampliará capital no ano 1984 precisamente trasladando parte das reservas creadas nas actualizacións para emitir accións.

Sen embargo, en paralelo a esta situación, ao producirse o intercambio de activos, os fondos propios ven diminuído o seu valor en 74.031 millóns de pesetas, con cargo directo á partida de *prima de emisión de accións*, creada no ano 1982 con obxecto da fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica, o que supón un descenso do seu valor en máis do 82%. Para facernos unha idea do impacto do intercambio de activos sobre os fondos propios, os cancelamentos con cargo a reservas equivalen ao 16,5% dos fondos propios totais no ano 1984.

Como é de agardar, este efecto ten un impacto relevante no valor global do balance: entre os anos 1985 e 1986 o pasivo reduce o seu valor total nun 21,08%, achegándose ao billón de pesetas, unha cifra similar á do ano 1983, en pleno plan de expansión da potencia instalada. Polo tanto, esta evolución dos recursos propios depende á baixa polo alleamento de elementos reais para a produción, e á alza por un efecto puramente contable sen relación ca evolución da estrutura produtiva.

Por último, durante os primeiros anos de vida da compañía existe unha escasa capacidade de captación de recursos propios, aumentando o capital social entre os anos 1982 e 1985 en tan só un 16,7%. Nese mesmo período, tanto préstamos a longo prazo como as obrigas e bonos aumentan por riba do 80%, o que amosa a escasa capacidade de obtención de capital propio no contexto dunha economía en tímida recuperación, xusto ante a necesidade de obtención dun importante volume de recursos no sector. Polo tanto, a compañía debe orientar esa obtención de financiamento cara outros mecanismos, deteriorando o balance ao recorrer de xeito tan importante ao financiamento alleo.

Neste período só se realiza unha ampliación de capital, por un valor total de 14.502 millóns de pesetas, no ano 1984. Para realizar esta ampliación empregarase o mecanismo habilitado a través das actualizacións, polo que ese valor será cargado na conta de actualización de 1979, sen necesidade de aumentar os recursos propios para obter este novo financiamento.

5.1.2.3. O crecemento descontrolado da débeda

A evolución da débeda neste período pode analizarse en catro eidos:

a) O conxunto da débeda medra descontroladamente unha vez realizada a fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica, mantendo a tendencia das dúas empresas durante os anos 70 e inicios dos 80.

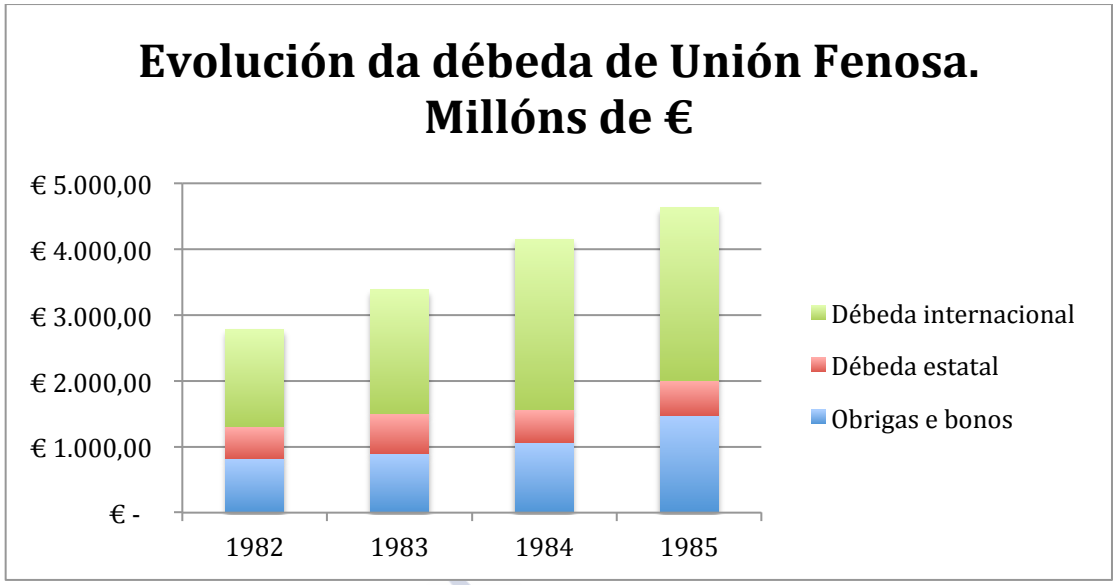


Figure 25: Evolución da débeda de Unión Fenosa. Millóns de €. 1982 - 1985

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1985).

b) A débeda estatal mantense constante. A crise bancaria española do período continúa e mantéñense as tradicionais relacións ca banca internacional desenvolvida nos anos 70, o que impide o desenvolvemento da débeda con entidades españolas. Unha serie de factores, como o proceso inflacionario que afectaba á economía española, unido a un sobredimensionamento do sector bancario en forma de incremento de persoal e sucursais, o que elevou nun 50% os gastos de explotación mentres aumentaba a situación de mora e insolvencia polos problemas na economía real (Cuervo, 1988), repercutía negativamente nos tipos de xuro de xeito que a banca española non podía competir cas condicións propostas polas entidades estranxeiras.

c) Realízase un importante esforzo de captación de capital allea mediante obrigas e bonos (en maior medida que as sucesivas ampliacións de capital), nunha dinámica similar á desenvolvida previamente tanto por FENOSA como por Unión Eléctrica no pasado, se ben as cifras aumentan a maior velocidade. Para facernos unha idea do incremento, no ano 1982 emitíronse obrigas por valor total de 42,5 mil millóns de pesetas e no ano 1985 esta cifra, sumando obrigas e bonos, acadou os 85 mil millóns, exactamente o dobre. Ao mesmo tempo, diversifícanse os instrumentos empregados para a obtención de financiamento, inicialmente só mediante obrigas, para posteriormente empregar tamén bonos e pagarés.

d) As débedas internacionais continúan aumentando, nunha situación que xa coñecían FENOSA e Unión Eléctrica pero que se amplifica unha vez realizada a fusión de ambas empresas. Entre os anos 1982 e 1985 a débeda con entidades estranxeiras aumenta nun 78,5%.

Neste proceso de crecente endebedamento financeiro Unión Fenosa tamén diversifica as fontes de obtención de recursos, mantendo tamén a relación cas entidades cas que tradicionalmente xa viña traballando: cara o exterior cas entidades alemás cas que xa existían créditos subscritos para facer fronte ás centrais de Trillo, La Robla e Narcea (lembremos, de tecnoloxía alemá), e outras entidades cas que xa existían experiencias previas (como o Bank of Montreal).

Ao mesmo tempo diversificaranse as entidades cas que se subscriben estes créditos, ca entrada de bancos como o Orion Royal Bank ou o Credit Lyonnais.

Outro elemento para a diversificación é a cesta de moedas, mantendo as tradicionais empregadas (dólar estadounidense, marco alemán e yen) e sumándolle outras novas como o franco suízo, a libra esterlina ou os dereitos especiais de xiro.

Por último, tamén se diversifican os mecanismos para a obtención de recursos alleos no exterior, a través da colocación privada ou da emisión pública de bonos nos Estados Unidos e Alemaña, respectivamente.

Table 41: Novos créditos asinados por Unión Fenosa. 1982 - 1985

Ano	Valor	Entidade principal	Tipo
1982	100.000.000 Dereitos Especiais de Xiro	Orion Royal Bank	Exterior
1982	30.000.000 libras esterlinas	Banco Urquijo Hispano Americano	Estatal
1982	10.000.000 marcos	Credit Lyonnais	Exterior
1982	916.000.000 francos suízos	Credit Lyonnais	Exterior
1983	250 millóns US$	Bank of America	Exterior
1983	50 millóns US$	Gulf International Bank	Exterior
1983	35 millóns de libras esterlinas	Allied Irish Banks	Exterior
1983	50 millóns US$	First Interstate Bank of California	Exterior
1983	20.000 millóns ptas	Caja de Ahorros y Monte de Piedad de Madrid & Banco Hispano Americano	Estatal
1983	8.500 millóns ptas	Banco Central	Estatal
1984	11.000 millóns ptas	Banco Central	Estatal
1984	1.063 millóns ptas – Finalización Anllares	Banco de Crédito Industrial	Público
1984	909,2 millóns de ptas – conversión parcial a hulla Meirama	Banco de Crédito Industrial	Público

1984	1.044,1 millóns de ptas – financiamento stocks carbón	Banco de Crédito Industrial	Público
1984	125 millóns marcos	Kreditandstalt für Wiederaufbau	Exterior
1984	125 millóns marcos	Westdeutsche Landersbank Girozentrale	Exterior
1984	420 millóns US$ (subscrito en yens)	Orient Leasing & Crown Leasing	Exterior
1984	50 millóns $ canadiano	Bank of Montreal	Exterior
1984	40 millóns US$	Merrill Lynch	Colocación privada exterior
1984	10.000 millóns yens	Sanwa Bank	Exterior
1984	15.000 millóns yens	Industrial Bank of Japan	Exterior
1984	100 millóns de marcos	Westdeutsche Landersbank Girozentrale	Emisión pública de bonos
1985	33.000 millóns de ptas	Banco Hispano Americano	Estatal

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1986).

Rómpese neste período a tradicional regra de ouro dos tres terzos para o financiamento no sector eléctrico (de Isusi, 1988): un terzo mediante recursos propios, outro terzo mediante autofinanciamento e o terzo restante mediante recursos alleos[240]. Polo tanto, o deterioro da situación financeira vai ser evidente unha vez se agravan as necesidades de financiamento alleo.

Hai que ter en conta, ademais, que este endebedamento se produce nun contexto preocupante dada as evolucións monetaria e cambiaria:

a) As condicións monetarias do período son moi desfavorables ao sector. Así, dun custo medio dos investimentos no sector do 6% no ano 1975 chégase a cifras superiores ao 15% até o ano 1985 (Jiménez, 2006a; San Pedro, 1986). Por primeira vez dende 1973 os tipos de xuro reais son positivos, ao situarse o tipo nominal por riba da inflación, a partir do ano 1987. Para o ano 1984 o dividendo situouse no 8%, mentres a emisión de bonos se realizaba cun retorno do 13,75% anual e os créditos públicos para o plan de expansión térmica se situaban entre o 10 e o 15% segundo a central a financiar. Polo tanto, a ausencia de capitalización da compañía

[240] Unha situación que se produce no conxunto do sector, non soamente en Unión Fenosa.

levou a asumir os mecanismos de financiamento máis onerosos á súa disposición.

b) A necesidade de financiamento exterior pola situación bancaria española determinou un grande risco cambiario polo proceso inflacionario que vivía a economía española e, ao mesmo tempo, sufriu os efectos da apreciación do dólar sobre a peseta, sendo a principal moeda na que se subscribían os créditos no exterior. Hai que ter en conta que o tipo de cambio da peseta co $ deteriorouse até un 100% neste período, cun valor inicial de 96 pesetas o dólar e acadando un máximo de 192 pesetas o dólar, practicamente duplicando o valor a mediados do ano 1985, e cun incremento promedio no período do 59,3%.

   Se ben os créditos subscritos neste período non o foron maioritariamente en dólares (esta moeda só representou o 22% dos novos créditos), o certo é que a peseta viviu un proceso de deterioro respecto ao conxunto de cesta de moedas que foron empregadas no financiamento exterior (marco alemán, dólar estadounidense, yen, franco suízo, libra esterlina, dólar canadiense e dereitos especiais de xiro).

   Como consecuencia desta situación foron realizadas previsións para a diferenza de cambio por valor de máis de 35.000 millóns de pesetas no ano 1985 no marco do plan de axuste desenvolvido como esixencia do goberno[241].

Ante esta situación o ratio de gastos financeiros dispárase nos primeiros anos de vida da compañía. Dun valor de 0,08 (lembremos, por riba de 0,05 este indicador amosa riscos financeiros) no ano 1982 chegamos a un moi preocupante 0,23 no ano 1984. Esta situación producese nun contexto de contención das compras de materias primas (que mesmo se reducen case nun 10% nestes anos despois dun pico no ano 1983) e un forte incremento de vendas, que aumentan nun 70%.

Table 42: Ratio de Gastos Financeiros. 1982 - 1984

1982	1983	1984
0,08	0,13	0,23

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1984).

Ao mesmo tempo, a situación do pasivo sufría un progresivo deterioro, cun forte incremento do peso da débeda (tanto a longo como a curto prazo) mentres se reducían os recursos propios da compañía. Aínda tendo en conta a importancia das regularizacións e actualizacións dos valores dos activos, o incremento de reservas non é quen de compensar o crecemento da débeda no período 1982 – 1985. Así, o capital social da compañía sitúase nun escaso 7,67%, cando ao inicio

[241] Para facernos unha idea da importancia das mudanzas de tipo de cambio: as previsións en 1985 equivalían ao 6,7% dos préstamos totais da compañía.

do período se situaba en case o 11,5%, un valor xa moi escaso en comparación á do conxunto das empresas españolas, que para o ano 1985 case triplica o valor de Unión Fenosa (19,8%).

Dada esta situación, é lóxico pensar que o peso da débeda será superior ao do conxunto das empresas españolas, como así acontece: no ano 1985 o endebedamento a longo prazo de Unión Fenosa é máis de 12 puntos superior ao do conxunto de empresas españolas (non só eléctricas).

Ademais, resulta aínda máis preocupante que o endebedamento continúe a medrar entre os anos 1982 e 1985 tendo en conta o importante aumento do valor das actualizacións realizadas neste período, que si que provocara un descenso do endebedamento global para as empresas españolas.

Ademais, existe outro factor que engade complexidade, que é o descenso da calidade da débeda, ao incrementarse de xeito importante o endebedamento a curto prazo, aumentando o seu peso no balance un 25% en tan só catro anos, chegando case ao 9% do total.

Este deterioro prodúcese nun contexto onde as empresas españolas viñan reducindo o seu endebedamento a curto prazo de xeito notable (se no ano 1980 o endebedamento a curto prazo representaba o 22,34% do pasivo, no ano 1985 só representaba o 8,31%), polo que Unión Fenosa inverte a súa tradicional posición de mellor calidade da débeda que o conxunto de empresas españolas até situarse por debaixo das mesmas.

Table 43: Evolución do pasivo de Unión Fenosa e relación ca media das empresas españolas. 1982 - 1985

	Unión Fenosa				Empresas españolas
	1982	1983	1984	1985	1985
Capital e reservas	**38,32%**	**39,51%**	**36,86%**	**29,68%**	**45,10%**
Capital Social	11,48%	7,91%	8,32%	7,67%	19,80%
Regularización e actualizacións	11,55%	21,09%	18,84%	17,17%	14,80%
Débedas a longo prazo	**57,56%**	**52,36%**	**57,27%**	**58,67%**	**46,59%**
Obrigas e bonos	17,99%	13,69%	14,66%	18,58%	9,10%
Préstamos	38,40%	37,67%	42,12%	39,69%	27,69%
Débedas a curto prazo	**6,86%**	**7,38%**	**6,02%**	**8,79%**	**8,31%**

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1986) e de Cuervo (1988).

Por outra banda, a tendencia amosada nos anos 1982 – 1985 por Unión Fenosa non era extraordinaria no sector. En todos os valores a compañía mantén un

comportamento similar ao global, como podemos ver comparando o balance consolidado das empresas privadas integradas en UNESA.

Table 44: Comparativa principais partidas do Pasivo de Unión Fenosa e UNESA. 1982 - 1985

	1982		1983		1984		1985	
	UF	UNESA	**UF**	UNESA	**UF**	UNESA	**UF**	UNESA
Capital e Reservas	**38,32%**	42,25%	**39,51%**	42,60%	**36,86%**	38,93%	**29,68%**	35,33%
Capital Social	**11,48%**	14,73%	**7,91%**	10,90%	**8,32%**	11,01%	**7,67%**	11,39%
Regularización e actualizacións	**11,55%**	19,14%	**21,09%**	24,21%	**18,84%**	21,02%	**17,17%**	13,80%
Previsións	**0,00%**	0,07%	**0%**	0,09%	**0%**	0,10%	**3,42%**	1,06%
Débeda total	**64,42%**	54,78%	**59,74%**	55,01%	**63,29%**	58,45%	**67,45%**	61,02%
Perdas e ganancias	**1,35%**	1,72%	**0,77%**	1,32%	**0,71%**	1,21%	**0,46%**	1,09%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1986) e a Memoria Estadística de la Industria Eléctrica de UNESA (1981 – 1986).

Así, as empresas eléctricas no seu conxunto amosan un inferior peso do capital e reservas que o do total das empresas españolas, debido en particular a un menor peso do capital social e a unha inferior utilización das regularizacións e actualizacións aprobadas polo goberno a finais dos anos 70 e comezos dos anos 80. Hai que ter en conta que esta situación vén dada porque existe un importantísimo incremento do valor total da débeda, o que reduce o peso relativo dos recursos propios.

Polo tanto, as empresas non eran capaces de ampliar os seus recursos propios ao mesmo ritmo que aumentaba a débeda. Unión Fenosa mantén esta mesma tendencia, se ben de xeito máis acusado que o sector. A compañía nace cun menor peso de recursos propios que a media do sector (case 4 puntos por debaixo), pero o deterioro deste valor chega a ser de 9 puntos, mentres no sector só cae en 7.

Asumindo que para unha correcta situación do balance os capitais propios deben representar entre un 40 e un 50% do total do pasivo (Amat, 1993), prodúcese un deterioro dos balances das empresas eléctricas españolas preocupante, en particular a partir do ano 1983, cando os capitais propios baixan do 40%, acusando aínda máis esta situación no ano 1985. Se a situación é complexa para o conxunto do sector, a posición de Unión Fenosa amósase aínda peor, dado que o pasivo se deteriora progresivamente até caer por debaixo do 30% no ano 1985.

Do mesmo xeito, existe un progresivo devalo das perdas e ganancias, tanto en termos relativos como absolutos, para o conxunto de UNESA e en particular para Unión Fenosa. Mentres o conxunto de UNESA mantén relativamente estables os seus beneficios (que en termos absolutos descenden un 2%), Unión Fenosa

perde un 40% dos seus beneficios en tan só catro anos, pasando de 10.000 a 6.000 millóns de pesetas. Polo tanto, a tendencia xeral é de estancamento do crecemento do sector, mentres a posición de Unión Fenosa é claramente de maior deterioro que o do conxunto das empresas eléctricas.

5.1.2.4. Un fortísimo incremento dos gastos financeiros

Como era de agardar, esta situación vén dada por unha negativa evolución da conta de resultados. Se ben a evolución das vendas é á alza, dado o positivo crecemento das tarifas e un incremento do parque xerador, o incremento dos custos laborais e o descontrol dos gastos financeiros repercutirá moi negativamente na compañía. No aspecto positivo, contrólanse os custos de compras nas materias primas, derivado da evolución dos prezos internacionais e, sobre todo, pola progresiva substitución do parque de fuel-oil por outras tecnoloxías.

Table 45: Análise Horizontal da Conta de Resultados de Unión Fenosa. Valores correntes. 1982 - 1985

	1982	1983	1984	1985
Compras	100	108	96	94
Gastos de persoal	100	142	154	166
Gastos financeiros	100	196	432	593
Amortización	100	123	220	176
Vendas	100	125	153	169

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1986).

Así, mentres os gastos en compras mesmo se reducen nun 5,5% entre os anos 1982 e 1985, os gastos de persoal aumentan un 66% e os gastos financeiros case nun 500%. Mentres tanto, as amortizacións aumentan nun 77%, unha situación lóxica co paso do tempo e o incremento do parque xerador, e que se ben nestes momentos non supón un elemento relevante de análise, a medio prazo implicará un moi elevado cash-flow na compañía, que caracterizará a súa toma de decisións empresarial na década de 1990.

A análise da conta de resultados amosa claramente o papel que supoñen os crecentes gastos financeiros para a viabilidade da compañía, provocando un incremento continuo dos gastos totais. Se no ano 1982 os gastos financeiros equivalían a menos do 13% dos gastos por compras de materias primas, no ano 1985 xa equivale ao 80,75%, representando xa o segundo gasto de maior importancia.

Por outra banda, se ben os gastos de persoal aumentan en termos absolutos, en termos relativos manteñen unha proporción constante entre o 15 e o 18% do conxunto de principais gastos. Se ben a súa importancia é menor á de outras

cifras, os gastos de persoal non estarán exentos dun plan de axuste a partir do ano 1985[242].

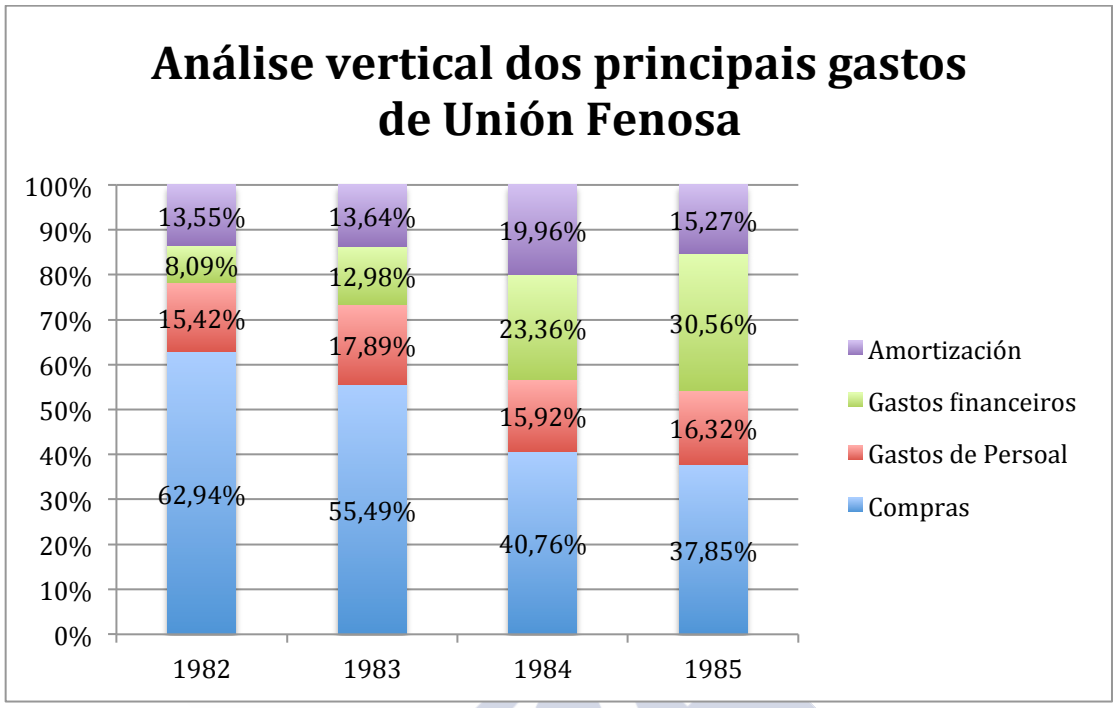


Figure 26: Análise vertical dos principais gastos de Unión Fenosa. 1982 - 1985

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1985).

5.1.2.5. Un elevado dividendo que impulsaba ao alza o pay-out da compañía

Sen embargo, un elemento que se sitúa invariable até o ano 1982, cando xa se fan evidentes estas tensións, é que os dividendos se mantiveron estables nun 10%, repartindo un beneficio que realmente non existía e reducindo a capacidade de autofinanciamento da empresa (Sánchez-Real, Mestre & Gallego Málaga, 1980). Así, existía unha forte inelasticidade na evolución dos dividendos en base á evolución da rendibilidade real da compañía.

Como se indica nunha entrevista a Honorato López Isla, Conselleiro Delegado de Unión Fenosa na década dos 2000:

"*la comunidad financiera aceptaba como un hecho cierto que las compañías eléctricas confeccionaban sus cuentas de resultados empezando por el epígrafe final. Es decir, establecida la cantidad necesaria para satisfacer el dividendo a los accionistas, pagar los correspondientes impuestos y en el mejor de los casos*

[242] O Plan Fénix, do que falaremos posteriormente.

realizar unas magras dotaciones reales a reservas se desarrollaba el resto de la cascada" (citado en Humanes & Alba, 2004).

O certo é que esta política de dividendos tiña lóxica dende a óptica de facilitar ampliacións de capital outorgando unha rendibilidade (variable) pero asumida como fixa en igualdade de condicións ás emisións de obrigas/bonos realizadas pola compañía de cara a evitar que o peso relativo dos recursos propios continuara descendendo.

Por outra banda, o efecto da inflación presionaba a manter valores de rendibilidade tan elevados. De tódolos xeitos, as ampliacións de capital durante os primeiros anos de Unión Fenosa foron escasas, limitándose a unha no ano 1984. A visión empresarial pode atoparse en Bernal (1994), que falando do caso de Sevillana de Electricidad indica "*la necesidad de forzar los dividendos para hacer posible las apliaciones de capital*".

Esta situación pode caracterizarse como o tradicional problema de axencia (Stiglitz, 2010), polo que existe unha importante presión cara o rendemento ao curto prazo por parte dos inversores, mentres a presión bursátil e os mecanismos de incentivos xerenciais non fomentan a visión de longo prazo.

A consecuencia do mantemento desta política é a forte limitación do autofinanciamento para a compañía a través dos recursos creados pola mesma. Como exemplo, no ano 1984, cun dividendo bruto do 8% e uns beneficios de 8.666 millóns de pesetas, foron repartidos como dividendo un total de 8.489 millóns, polo que o remanente se situou nuns escasos 177 millóns de pesetas, é dicir, un pay-out do 98%.

A análise de Berges (1985) para a política de dividendos das empresas eléctricas en relación ao sector chega tamén á conclusión de que o sector eléctrico está outorgando uns dividendos desproporcionadamente altos en relación á tendencia económica estatal, polo que esta situación non é característica de Unión Fenosa, senón do conxunto de empresas eléctricas privadas. A evolución bursátil tamén parece confirmar esta tendencia.

Os datos para outras empresas do sector confirman esta tendencia, como Iberduero, que chega a un pay-out próximo ao 100% a comezos dos anos 70 (Sudriá, 2006b) ou Hidrola (Gómez Mendoza, 2006), que mantén un dividendo líquido do 10% a comezos dos anos 70, e mesmo superior no período final dos anos 60.

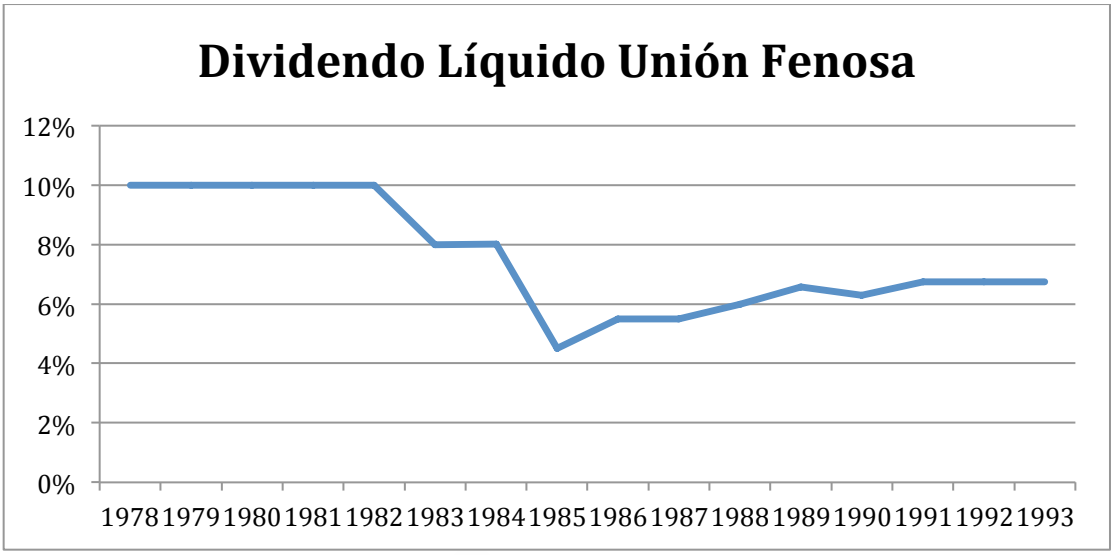


Figure 27: Dividendo líquido de Unión Fenosa. 1978 - 1993

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1993) e das Memorias de Unión Eléctrica (1977 – 1981).
Nota: Os valores previos a 1982 son para Unión Eléctrica.

Así, a política de dividendos de Unión Fenosa pode definirse como de *Maximization of Shareholder Value*, MSV, onde a política da compañía pasa por manter os dividendos nas maiores cifras posibles, substituíndo o proceso de *creación de valor* polo de *extracción de valor* (Lazonick, 2014).

Se ben a análise de Lazonick (2014) está orientada a analizar a escaseza de recursos propios no curto prazo que poden ser adicados a políticas de I+D e a unha crecente inestabilidade laboral pola necesidade de redución de custos na forza de traballo, Unión Fenosa desenvolve un proceso similar pero nunha situación máis grave: impide a obtención de recursos propios de cara a cubrir os seus propios custos. Esta situación só comeza a mudar a partir do ano 1985, cando a regulación obrigará a limitar os dividendos, como veremos a continuación.

Table 46: Pay-out de Unión Fenosa

1982	1983	1984	1985	1986
96,11%	96,80%	94,94%	84,66%	67,94%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1985, 1989).

5.1.3. Mudanzas reguladoras

Dada esta situación, comeza a facerse evidente a necesidade de políticas públicas que poidan salvagardar ás compañías eléctricas dunha treboada perfecta, que se estaba xestando sobre o incumprimento da evolución da demanda agardada, o retraso na posta en funcionamento de novas centrais, a activación progresiva de gastos financeiros sobre centrais sen finalizar, as tensións nos tipos de cambio

que xogan en contra das débedas españolas con entidades no estranxeiro e un modelo tarifario esgotado.

Para o desenvolvemento dunha nova política enerxética amósase fundamental o cambio de goberno a favor do Partido Socialista no ano 1982, e que modificará substancialmente o tradicional método de organización do sector, en primeiro lugar mediante a aprobación dun novo Plan Enerxético Nacional que amosa bases máis realistas en canto ao incremento da demanda no medio prazo e, polo tanto, arrefría as necesidades de nova potencia instalada no sector eléctrico español. Ante esa diagnose, a moratoria nuclear é a consecuencia lóxica, paralizando tamén varias centrais que iniciaran a súa construción: Lemóniz I e II, Valdecaballeros I e II e Trillo II (Alcaide, 1994).

En materia reguladora, xa no ano 1983 se comezan a desenvolver determinadas modificacións na regulación española de cara ao saneamento financeiro das compañías eléctricas, materializado en diversos decretos e ordes ministeriais para a realización dun *Programa Financeiro* que permita a supervivencia das empresas eléctricas privadas.

Este programa financeiro terá como piar a obtención de fondos mediante as vendas (chegando a representar o 3,4% da recadación por venda no ano 1985)[243], polo que en última instancia serán consumidores e empresas os principais afectados polo seu desenvolvemento[244]. Estes fondos serán empregados en cinco elementos (Ontiveros & Valero, 1985):

a) Incremento das porcentaxes de amortización do inmobilizado en explotación.
b) Diminución dos gastos financeiros capitalizados.
c) Redución das diferenzas de cambio activadas.
d) Diminución doutros gastos do exercicio incorporados ao inmobilizado en curso
e) Dotación á provisión por diferenzas de cambio.

Do mesmo xeito, o programa tamén obriga a certos requisitos ás empresas, sobre a necesidade de control da súa situación por parte das institucións públicas para evitar que se continúe o seu deterioro, materializándose en certas obrigas relativas a investimentos, endebedamento e acceso a información:

[243] Nuns valores de 1,5% para 1983, 2,8% para 1984, do 3,4% para 1985 e que para o ano 1986 será do 3% (Real Decreto 441/1986).
[244] E que será suprimido no ano 1987, a través do Real Decreto 162/1987, que solicita ao goberno a redacción dunhas bases para un novo mecanismo de fixación de tarifas, iniciando o trámite que desembocará na creación do Marco Legal Estable.

a) O investimento realizado no exercicio debe ser maior ou igual ao endebedamento neto do mesmo.
b) Os fondos netos desembolsados e ingresados efectivamente mediante ampliacións de capital teñen que ser, cando menos, iguais aos dividendos distribuídos.
c) O dividendo neto non poderá superar o 8% e, no caso de non cumprirse as condicións mínimas do saneamento, o dividendo neto non poderá superar o 5%.

Se ben a importancia do Programa Financeiro foi relativa en relación ao conxunto de medidas desenvolvidas a partir do ano 1985, tivo un importante éxito controlando os excesivos dividendos que as compañías estaban repartindo anualmente e sentando determinadas bases para o control do endebedamento e os gastos financeiros empregados, ao mesmo tempo que limitaba a autorregulación empresarial e fomentaba a transparencia na información contable das compañías. A obriga de realizar auditorías externas, sumado ao control dos plans de axuste das compañías como mecanismo para o reparto da recadación do 3% retido ás empresas son exemplos desta situación.

A efectos prácticos, este momento significa o fin da autorregulación empresarial como tradicional mecanismo de organización do sector no Estado. É rechamante a escasa resistencia amosada por parte das empresas, que aceptaron o novo marco e asumiron a crecente intervención pública, co visto bo do sector bancario, con fortes ramificacións no sector.

Este novo consenso iníciase coa sinatura do Protocolo de Acordo entre Goberno e empresas eléctricas do 6 de Maio de 1983, se ben xa se adiantaban determinadas medidas coa aprobación do PEN de 1983.

Esta situación explícase pola situación de crise bancaria que impide ao sector bancario apoiar de xeito decidido as posicións financeiras deterioradas no sector, polo que a solución lóxica, implicitamente aceptada polo capital bancario e o sector eléctrico, pasaba por un novo consenso creado cas institucións públicas de cara á subsistencia do sector, onde se compartía o marco xeral e as empresas mantiñan diferenzas cas institucións en menor escala, como nos indica o Presidente de Unión Fenosa, Julián Trincado (1988): o tratamento das novas grandes centrais postas en funcionamento, o trato de favor ao sector público en relación ao privado, o financiamento dos activos en moratoria, a taxa de retribución dos activos e a necesidade de definir e negociar a fixación da taxa de retribución como base para o cálculo de desviacións.

Polo tanto, estamos falando dunha serie de políticas públicas orientadas, dunha banda, ao incremento da participación pública en materia reguladora e

consolidando as empresas públicas do sector, pero tamén centradas na subsistencia do sector privado mediante a intervención, e non a busca dunha maior intervención de cara a lastrar a actividade privada valorando unha posible nacionalización do sector, algo que tanto institucións públicas como empresas non valoraban. Como indica o Protocolo de Acordo do Goberno-Sector Eléctrico:

> [a nacionalización da rede de alta tensión], *la única programada en dicho sector, quedando garantizada a las actuales empresas la propiedad y la gestión del resto del mismo*".

Do mesmo xeito, non deixa de ser curioso que a posición pública das empresas centrara exclusivamente a análise da situación eléctrica do momento sobre o deterioro do contexto económico (San Pedro, 1986), baseado no incremento dos prezos dos produtos enerxéticos, a elevada inflación, a falta de liquidez e o incremento dos custos financeiros, o estancamento da demanda eléctrica e a falta de harmonización entre tarifas e custos.

Polo tanto, limitábase o impacto dunha política de sobreinvestimentos que, en última instancia, era a causa dun incremento dos custos financeiros e da existencia dun crecente sobreequipamento eléctrico global que limitaba a eficiencia do sector[245]. Tamén José Garrido (1988), na altura Director Xeral de Iberduero, fai fincapé na necesidade de internalizar na tarifa eléctrica as diferenzas cambiarias, mentres Emilio Zurutuza Reigosa (1988), Conselleiro Delegado de Sevillana de Electricidad, fala de *insuficiencia tarifaria*.

5.1.4. Conclusións

Os primeiros anos de vida de Unión Fenosa supoñen posiblemente os de maior importancia ao longo de toda a vida da empresa. En tan só cinco anos unha serie de elementos farán un reto a propia subsistencia da compañía, nun contexto preocupante para o conxunto do sector eléctrico e unhas condicións económicas complexas, que determinarán o futuro e papel da compañía durante a década seguinte. Podemos caracterizar os elementos fundamentais deste período do seguinte xeito:

a) Inicio dunha transformación reguladora que significará o fin da autorregulación empresarial no sector eléctrico. As transformacións levadas a cabo nestes anos sentarán as bases futuras do Marco Legal

[245] Como indica San Pedro (1986), a existencia do sobreequipamento causa uns sobrecustos que roldan o 4% do total da facturación eléctrica. De tódolos xeitos, unha parte relevante do sobreequipamento vén dado pola necesidade de substitución do parque de fueloil, o que en termos de custos de produción significa un descenso de custos globais.

Estable, co obxectivo fundamental de sanear a situación do sector eléctrico privado.

b) Consolidación do ciclo inversor en centrais térmicas de carbón e centrais nucleares e posta en funcionamento dalgunhas das centrais proxectadas ao longo dos anos 70. Esta situación permite á compañía aumentar a súa produción total e aumentar os seus ingresos por vendas, reducindo o inmobilizado en curso.
    a. Do mesmo xeito, por fin pode afrontarse a substitución da produción mediante fuel-oil, cuns custos desorbitados de materias primas derivado da evolución do prezo do petróleo, por outras tecnoloxías cun mellor comportamento.

c) Crecemento descontrolado da débeda, particularmente externa, xerando importantes problemas financeiros derivados de múltiples factores: evolución negativa dos tipos de cambio cas moedas nas que a débeda está subscrita, evolución negativa dos tipos de xuro, elevada inflación e constantes retrasos na posta en funcionamento das novas centrais que impide aumentar os ingresos por vendas mentres se teñen que afrontar crecentes custos financeiros.
    a. Incapacidade do sector bancario español de dar resposta a esta situación e participar do proceso de endebedamento das empresas eléctricas.
    b. Dificultade de autofinanciamento, o que deteriora a relación entre capital social e débeda.

d) Evolución negativa da conta de resultados, limitando os beneficios da compañía ao longo do período. Se ben o apartado de ingresos mellora substancialmente derivado das melloras tarifarias e o incremento bruto da produción, o apartado de custos sufre un importante deterioro dado o enorme incremento de custos financeiros que ten que afrontar a compañía, sumado ao progresivo incremento dos custos laborais. Se ben o comportamento das compras de materias primas é positivo, non o é o suficiente como para compensar o desequilibrio das outras dúas partidas.
    a. Crecemento do peso das amortizacións, iniciándose un proceso que terá unha importancia fundamental para entender a toma de decisións da compañía nos anos 90 ante un importante cash-flow.

e) Política de dividendos excesivos nun contexto de necesidade de obtención de recursos propios con escasa capacidade de autofinanciamento, polo que se perdía este recurso para facer fronte aos crecentes custos.

f) Inicio dun tímido proceso de diversificación, esencialmente orientado ao control de novas fases da cadea de valor no sector enerxético, pero que senta as bases dun proceso que se dará con enorme intensidade no futuro.

5.2. A ampla intervención pública no sector e a consolidación da compañía. 1986 – 1993

O ano 1985 amósase fundamental, ante unha situación claramente preocupante en termos mesmo de risco para a economía española: en Decembro de 1985 a débeda eléctrica exterior representaba o 72% do conxunto da débeda externa privada (Ontiveros, 1986), que podería ter sido moito máis dramática de non terse producido cinco situacións:

a) Unha primeira ligada á estratexia de crecemento do pasado: a rectificación nos plans de expansión de FENOSA e Unión Eléctrica a finais dos anos 70, e que comezaron a dar os seus resultados no ano 1981 en diante co incremento da potencia dispoñible de carbón, a completa activación de Almaraz a partir do ano 1983 e en 1985 ca completa activación de La Robla II e Narcea III.
   O resultado desta política é un progresivo incremento das vendas, o que unido a unha favorable situación tarifaria, permitiu un incremento progresivo dos ingresos[246].
b) Unha serie de actuacións públicas orientadas ao control dos gastos financeiros, que ameazaban con facer quebrar ás empresas privadas do sector derivado do sobreinvestimento en novo parque, especialmente nuclear. En primeiro lugar, mediante a aprobación da Moratoria Nuclear, que paralizaba a construción de varias centrais e evitaba o inicio da construción de outras[247].
c) A nacionalización da rede de alta tensión, que diminuía o inmobilizado material para aumentar o inmobilizado financeiro mentres xeraba unha serie de ingresos financeiros nas compañías. Para Unión Fenosa, as liñas de transporte supoñían un inmobilizado por valor de 48.198 millóns de pesetas, o que supoñía o 5,34% do inmobilizado material total da empresa no ano 1984.
   A Lei que desenvolvía esta medida, a 49/1984, foi aproveitada nas súas Disposicións Adicionais para desenvolver o marco do intercambio de activos e as súas reducións fiscais.
d) Dous intercambios de activos entre empresas (en 1985 e 1993), que mediante a enaxenación de parte dos activos das empresas buscaba

[246] O incremento acumulado das vendas no período 1982 – 1996 foi do 217,5%, sendo nese período a inflación do 157,8%, polo que tanto en valores correntes como constantes os ingresos aumentaron progresivamente.
[247] Unha medida que tivo un impacto menor en Unión Fenosa en relación a outras compañías, pero que aínda así ten que considerarse pola súa importancia financeira e enerxética para o conxunto do sector español. Para Unión Fenosa esta política non tivo unha grande importancia por só afectar a unha central (Trillo II) e que no momento de aprobación da moratoria prácticamente non tiña iniciado o seu desenvolvemento, polo que os custes afundidos foron escasos.

mellorar a situación económico-financeira daquelas compañías cunha situación máis complexa[248] e tamén, indirectamente, do sector no seu conxunto.

A transferencia de recursos, calculada nuns 600.000 millóns de pesetas, permitiu ás empresas en maiores problemas facer fronte a pagos financeiros e realizar prepagos daquelas débedas con peores condicións mentres as empresas compradoras obtiveron estes recursos nun novo contexto financeiro con tipos de xuro máis baixo e maior capacidade de financiamento das entidades españolas, polo que a efectos prácticos se realizou unha redistribución empresarial dos custos financeiros e a débeda global do sector mellorará as súas condicións para o pago (San Pedro, 1986).

Ao mesmo tempo, mantíñase un fondo sobre un 3% da recadación de todas as empresas de UNESA para apoiar no proceso de recuperación financeira no que estaban inmersas as empresas do sector[249], en consonancia co Programa Financeiro iniciado no ano 1983.

No caso de Unión Fenosa, prodúcese unha enaxenación por valor de 276.064 millóns de pesetas. O intercambio de activos[250] supuxo unhas plusvalías por valor de 19.834 millóns de pesetas que non son contabilizadas como beneficio do exercicio senón como reservas (por imperativo legal, Lei 49/1984).

Polo tanto, o peso do inmobilizado material vese reducido tamén de xeito relevante, nun 8,3% sobre o do ano anterior, ou o que é o mesmo, 180.000 millóns de pesetas.

Do mesmo xeito, as actuacións públicas non se limitaron ao realizado no ano 1985. Será no 1988 cando por fin se modifique o sistema tarifario, unha vella reivindicación do sector, de cara a suprimir as Tarifas Tope Unificadas, en vigor dende o ano 1951 (aínda que modificadas polas tarifas binomias nos anos 70), que serán substituídas polo Marco Legal Estable.

---

[248] Outro obxectivo dos intercambios de activos era harmonizar a capacidade instalada entre as diversas compañías para reducir as diferenzas do mix e os custos eléctricos, de cara a facilitar a aplicación do Marco Legal Estable como mecanismo de fixación de prezos, aprobado a finais do ano 1987, dous anos despois do primeiro intercambio de activos, e que emprega un sistema de compensación de custos entre empresas.

[249] A redacción do Decreto 441/1986 amosa claramente cales eran os temores que dende o regulador se amosaban para a viabilidade empresarial no sector: "*sobreactivaciones de gastos financieros y de personal, menores amortizaciones, diferencias de valoracion de prestamos en moneda extranjera y otros conceptos ajustables*." (Artigo 3.a. do Decreto 441/1986 de 28 de Febrero, por el que se establecen nuevas tarifas eléctricas).

[250] O intercambio de activos contaba cun importante incentivo á súa posta en práctica mediante beneficios fiscais indicados na Lei 49/1984 sobre explotación unificada do sistema eléctrico nacional.

A partir do ano 1985 as mudanzas tarifarias foron claramente beneficiosas para as compañías, tendo en conta que aumentaron mesmo por riba do IPC nun contexto de redución dos custos de combustible. A crise de FECSA no ano 1987 retornou unha enorme presión ao sector polo que se fixo palpable a necesidade de profundizar nesta reforma tarifaria materializada no Real Decreto 1538/1987, que sentaba as bases dun novo marco tarifario.

En canto á evolución empresarial, este período significará o da consolidación da concentración empresarial do sector eléctrico, creándose dous grandes grupos, un ao redor de ENDESA, que concentra o conxunto do sector eléctrico público e absorbe diversas empresas de tamaño medio e grande; e outro ao redor de Iberdrola, unha vez realizada a fusión entre Iberduero e Hidrola. Así, Unión Fenosa sitúase como terceira empresa do sector pero xa a unha importante distancia destas dúas[251].

Tamén este período acontecen diversas mudanzas accionariais na compañía, que se ben non modifican substancialmente os accionistas de referencia, si producen pequenos cambios. Unha vez absorbido o Urquijo polo Hispano Americano no ano 1983, esta entidade pasará a controlar as participacións da primeira. Así, unha das entidades con máis historia no desenvolvemento eléctrico español e principal impulsora de Unión Eléctrica desaparece do mapa eléctrico.

Posteriormente, no ano 1988, o Hispano despréndese da marca Urquijo, vendida á Banca March, pero mantendo as súas participacións industriais, polo que a substitución do Urquijo polo Hispano no accionariado é total. Neste mesmo ano Banesto, coincidindo co ascenso de Mario Conde á dirección da entidade, comeza a tomar posicións no sector eléctrico, mercando un 4% das accións de Unión Fenosa, o que o convertía nun dos novos accionistas de referencia.

Así, o sector bancario mantiña importantes posicións na empresa a través do Pastor, o Hispano, o Central e Banesto. Do mesmo xeito, diversas Caixas de Aforro mantiñan unha pequena participación na compañía.

Por último, na estratexia de crecemento de ENDESA, no ano 1991 realiza unha importante operación para adquirir os activos financeiros que posuía o Banco Santander, facéndose co control de Viesgo, pero tamén obtendo unha nova

[251] Se ben a comezos da década de 1990 unha posible fusión entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico chegou a estar sobre a mesa de cara á creación dunha terceira gran empresa eléctrica, esta proposta non chegou a fructificar, sendo un rumor constante no sector até o ano 2000, cando finalmente Unión Fenosa decidiu impulsar unha opa sobre a compañía asturiana, que tampouco chegou a materializarse.

participación do 1,2% en Unión Fenosa[252]. Así, ENDESA convértese no máximo accionista chegando a controlar un 8,15% de Unión Fenosa, por riba do Pastor e o resto de entidades bancarias.

Este mesmo ano, despois da fusión dos bancos Central e Hispano, a nova entidade converterase no banco de referencia da compañía, por riba do Pastor, controlando un 7,5% do capital. Esta unión terá unha importancia fundamental para a compañía, ao desembocar en 1993 nunha nova presidencia en Unión Fenosa, a de José María Amusátegui, ao mesmo tempo presidente do novo Banco Central Hispano.

5.2.1. Unha decepcionante evolución da potencia instalada causada pola negativa situación financeira

A análise en termos de produción eléctrica neste período pode definirse por tres cuestións: o primeiro intercambio de activos en 1985, cunha importante redución do parque xerador; o fin do ciclo inversor no ano 1988 ca posta en funcionamento da Central Nuclear de Trillo, que supón a práctica desaparición de investimentos en nova potencia (e a total desaparición de proxectos de gran tamaño)[253] e o segundo intercambio de activos en 1993, dun menor impacto ao do ano 1985, pero que supón un punto de inflexión non só en termos de propiedade de centrais e produción eléctrica, senón tamén en canto a evolución financeira e de transformación da estratexia empresarial. Do mesmo xeito, as mudanzas provocadas no sector mediante o intercambio de activos configurarán o panorama empresarial eléctrico dos seguintes quince anos.

Como contexto a estes elementos, o novo Plan Enerxético Nacional de 1991 non aspira a grandes incrementos de potencia instalada no sector eléctrico español dado un contexto de sobrecapacidade e menor crecemento da demanda no pasado. Soamente se preparan investimentos de relevancia ligados ás enerxías renovables na segunda metade da década.

Este PEN é revisado no ano 1995, onde se recoñece que as previsións de incremento da demanda foran excesivas (dunha estimación do 2.1% só se chegou ao 1,6% en promedio anual no lustro previo), polo que a ralentización do crecemento da demanda de electricidade en relación ás dúas décadas previas faise evidente (Cuerdo, 1996).

[252] E un 2,1% en FECSA, ampliando progresiva unha participación que levaría finalmente a ENDESA á abosrción da compañía.

[253] Só mantidos polo desenvolvemento de pequenas centrais hidroeléctricas, cunha escasa incidencia no total da capacidade instalada. O esgotamento do desenvolvemento hidroeléctrico xa era unha constante para o conxunto do sector neste período. Outras empresas, como Sevillana de Electricidad (Bernal, 1994), viviron unha situación similar en relación a esta tecnoloxía no mesmo período.

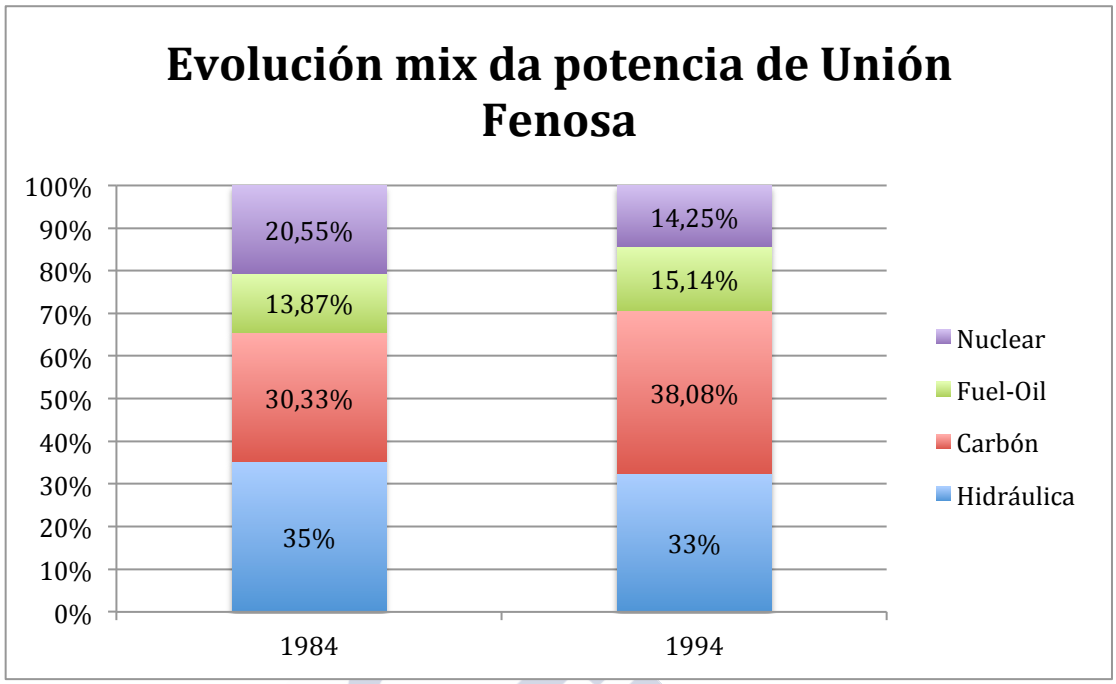


Figure 28: Evolución do mix da potencia de Unión Fenosa. 1984, 1994

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1984 – 1995).

Así, a potencia instalada propiedade de Unión Fenosa redúcese no ano 1986 nun 13,25%, unha cifra considerable e que devolvía á compañía a niveis do ano 1981. En termos de mix, a compañía remata por perder parte da súa capacidade hidroeléctrica e nuclear. Especialmente nesta última tecnoloxía se provoca un descenso elevado, precisamente onde a compañía fora moi activa dende os anos 70.

Así, os plans de desenvolvemento nuclear serán moito máis limitados do proxectado inicialmente. Como contrapartida dáse unha pequena evolución positiva do fuel-oil (simplemente polo efecto estatístico de que mantén a potencia instalada pero o total é inferior) e o groso do aumento asúmeo o carbón, que pasa a ser a principal tecnoloxía empregada pola compañía aumentando o seu papel en case 8 puntos na década.

Ao mesmo tempo, a produción víase reducida aínda en maior medida, case nun 20%. Se ben esta situación non vén dada exclusivamente pola perda de potencia (dependencia da hidraulicidade, paradas técnicas en diversas centrais...) o elemento central para este descenso pasa por ver reducida a capacidade instalada da compañía.

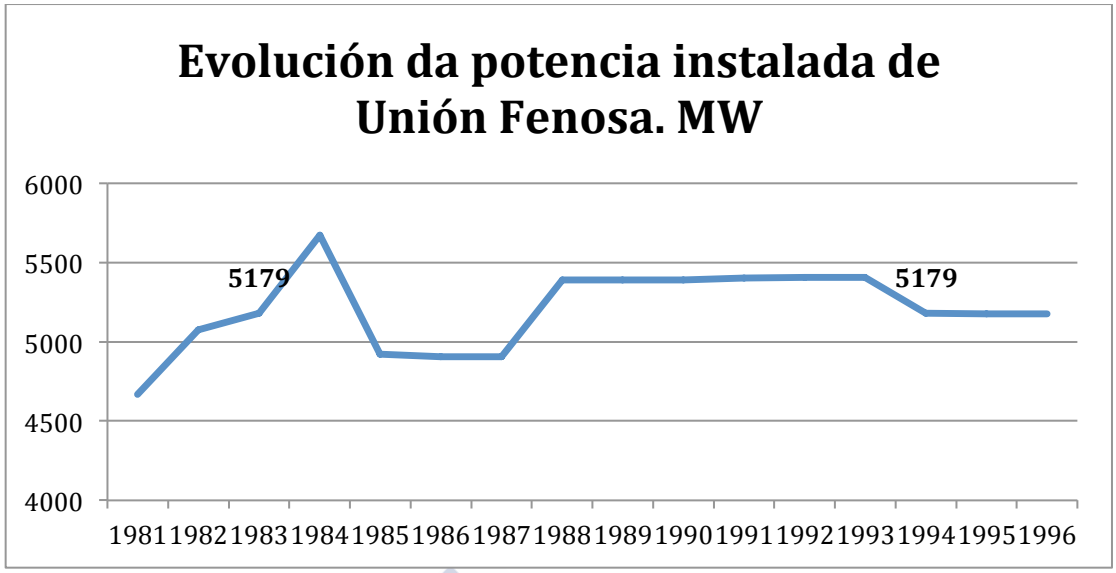


Figure 29: Evolución da potencia instalada de Unión Fenosa. MW. 1981 - 1996

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1996) e Anuario Estatístico de UNESA (1981 – 1996).

A evolución da potencia e a produción non é exactamente similar. Mentres a potencia instalada só aumenta de xeito considerable no ano 1988 despois da posta en funcionamento da central nuclear de Trillo para despois manterse conxelada até o segundo intercambio de activos e sen chegar a superar os valores máximos de 1984, a produción ten un comportamento máis favorable, superando os mellores datos históricos a partir do ano 1989.

Se ben é unha realidade que en termos absolutos a capacidade instalada non muda, tamén é preciso realizar unha mención a que o mix tecnolóxico da compañía é totalmente diferente ao existente a comezos da década de 1980. De terse mantido o parque inicial a viabilidade da compañía tería sido moito máis complexa, dados os crecentes incrementos dos custos derivados das centrais de fuel-oil.

Do mesmo xeito, o factor de carga das centrais nucleares e a boa disposición das novas centrais térmicas de carbón permitiron a Unión Fenosa incrementar progresivamente as súas vendas, polo que se a potencia instalada remata por manterse estable, a produción total non ten esta mesma evolución.

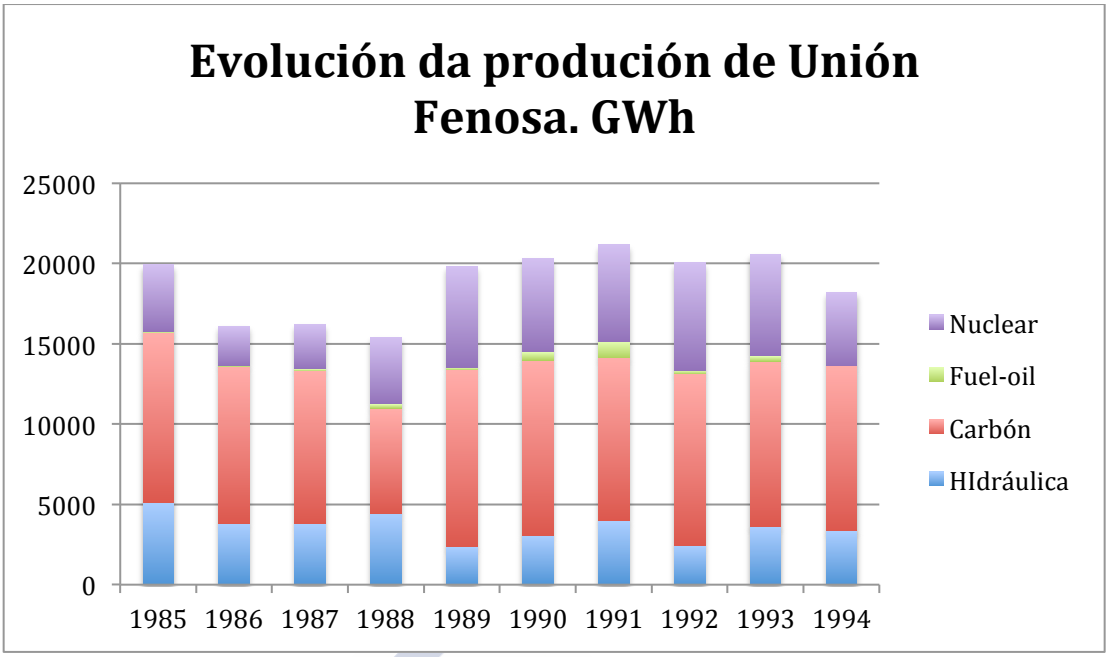


Figure 30: Evolución da produción de Unión Fenosa. GWh. 1985 - 1994

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1985 – 1995).

Esta evolución ten que ser matizada por dúas situacións: a total infrautilización das centrais térmicas de fuel-oil en case todo o período e a volatilidade da produción hidroeléctrica, moi dependente das condicións climatolóxicas anuais e que non sempre mantén un mesmo patrón no seu uso.

Do mesmo xeito, o mercado de Unión Fenosa sofre variacións no emprego da enerxía subministrada, cun importante avance da electricidade subministrada en baixa tensión, particularmente a dos consumos domésticos. Sen embargo, o crecemento da demanda en alta tensión ten un crecemento moi inferior.

Esta situación vén determinada porque os grandes consumidores industriais aos que Unión Fenosa está vendendo electricidade xa estaban asentados no ano 1982, polo que a marxe de crecemento é escaso a non ser que novas empresas electro-intensivas se sitúen no territorio ou as xa existentes amplíen a súa capacidade produtiva, algo que non aconteceu.

Table 47: Evolución do mercado de Unión Fenosa. GWh. 1984 - 1994

	1984	1994	Variación
Usos Domésticos	2.586	4.672	80,67%
Resto Baixa Tensión	2.159	3.880	79,71%
Alta tensión	10.348	12.149	17,40%
Enerxía facturada	15.093	20.701	37,16%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1984, 1994 – 1995).

Neste sentido, Unión Fenosa representa unha empresa cun maior mercado en alta tensión que a media do sector durante todo o período, superando claramente os valores de UNESA neste segmento do mercado. Do mesmo xeito, a evolución temporal do mercado de Unión Fenosa é moi similar ao do conxunto do mercado eléctrico, cun progresivo incremento das vendas en baixa tensión que reduce progresivamente o peso dos consumos industriais.

Table 48: Comparativa mercado Unión Fenosa e UNESA. 1988 - 1994

Comparativa mercado Unión Fenosa e UNESA				
	1988*		1994	
	Unión Fenosa	UNESA	Unión Fenosa	UNESA
Baixa Tensión	37,90%	43,40%	41,31%	47,70%
Alta Tensión	62,10%	56,70%	58,69%	52,50%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1988, 1994) e Memorias de UNESA (1994).
*A comparativa realízase a partir do ano 1988 porque é o primeiro ano con datos agregados para UNESA.

Así, Unión Fenosa vive unha realidade particular nun contexto xeral onde o sistema eléctrico evoluciona até unha situación de sobrecapacidade. Se ben a empresa tamén realizou uns fortes investimentos contribuíndo a esta situación, o certo é que a perda de potencia instalada polos intercambios de activos fixo que o seu papel no sector non aumentase e, polo tanto, non ampliara o seu mercado tanto como o contexto podería ter suposto.

De tódolos xeitos, permítese observar unha mellor utilización da potencia instalada ao final do período en relación ao comezo, derivado basicamente da incorporación da central nuclear de Trillo ao parque da empresa, cun elevado factor de operación, aínda tendo en conta que os 784 MW de potencia nas centrais de fuel-oil (o 14,5% da potencia total instalada pola compañía) están practicamente sen utilización. A evolución, inicialmente desfavorable, indica que a perda de potencia derivada do intercambio de activos afectou a centrais con maior capacidade de produción por MW instalado.

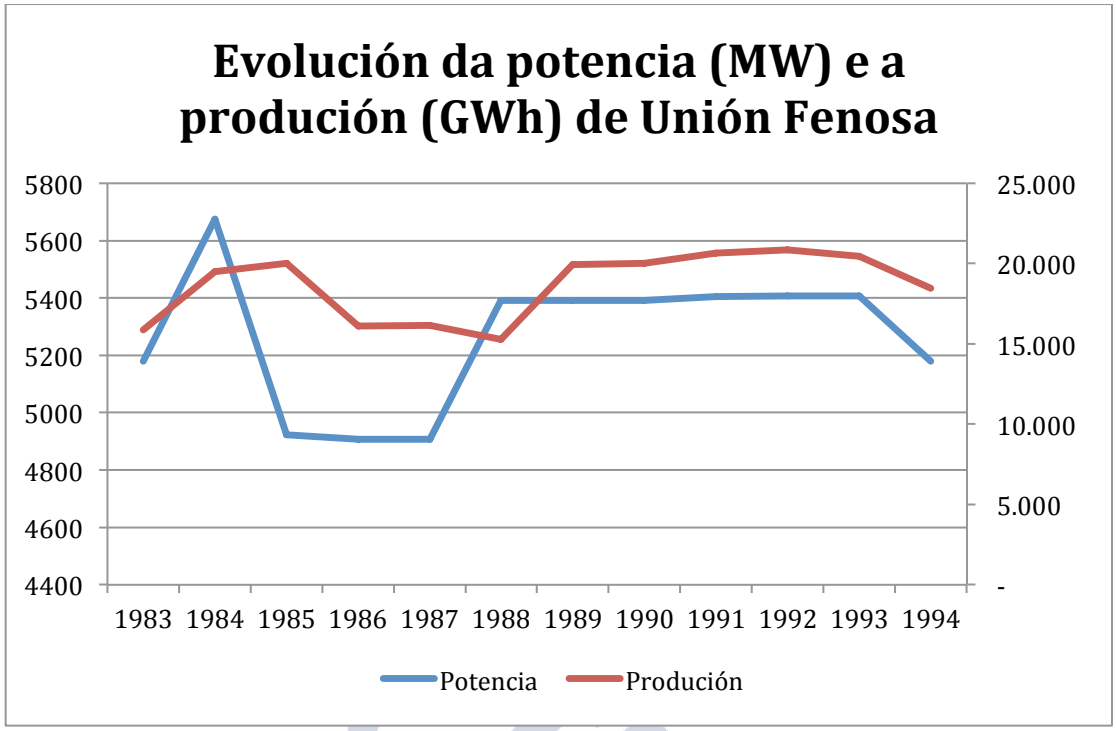


Figure 31: Evolución da potencia (MW) e a produción (GWh) de Unión Fenosa. 1983 - 1994

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1983 – 1994) e Estadística de la industria de energía eléctrica (1983 – 1994).

5.2.2. O primeiro intercambio de activos, a moratoria nuclear e a nacionalización da rede de alta tensión

Dada a situación financeira do sector eléctrico, o goberno do PSOE decide tomar unha serie de medidas de maior calado que as desenvolvidas até o momento dende a súa chegada ao poder no ano 1982, que terán enormes efectos sobre o inmobilizado do conxunto do sector.

En primeiro lugar, unha moratoria nuclear que paralizaba temporalmente (e que nos anos 90 se tornaría definitiva) a construción de novas centrais nucleares, nun contexto de forte debate social e oposición a esta tecnoloxía, e que no terreo económico ameazaba a viabilidade empresarial dados os seus custos financeiros e prazos de construción. É importante subliñar que os custos da moratoria non foron sufragados polas propias compañías ou a administración, senón que se integrou un novo concepto na factura eléctrica que permitira unha maior marxe de ingresos na venda de enerxía para facerlle fronte, inicialmente do 3,9%.

O impacto para Unión Fenosa foi menor en relación a outras compañías, dado que Trillo I quedou excluída da moratoria, polo que puido iniciar o seu funcionamento, mentres que Trillo II, que si formou parte da moratoria, practicamente non tiña iniciado os investimentos precisos para o seu

desenvolvemento[254]. Así a moratoria nuclear fixo que Unión Fenosa recibira 483 millóns de pesetas no ano 1985, o que reduciu en practicamente dous terzos a activación de custos financeiros dese ano.

Por outra banda, a decisión de nacionalizar a rede de alta tensión, de cara a unificar o transporte do conxunto do sistema eléctrico, até o momento moi rexionalizado nas áreas de influencia de cada empresa, e que obrigaba ao Estado a un forte desembolso que repercutirá positivamente nas empresas de cara á obtención de recursos para afrontar a súa situación financeira.

O impacto desta medida non foi menor para Unión Fenosa, xa que supuxo desfacerse de activos por valor de 12.894 millóns de pesetas. Como consecuencia desta enaxenación de activos a compañía recibe un 6,37% do capital social da recén creada Red Eléctrica Española S.A., por un valor de 2.872 millóns de pesetas e unha débeda avalada polo Estado por valor de 7.488 millóns de pesetas[255]. A diminución patrimonial resultante, de 2.534 millóns de pesetas, será cargada nunha das contas de actualización (a de 1983) no pasivo, polo que se reduce o valor das reservas.

Do mesmo xeito, o resultado deste proceso será un incremento dos ingresos financeiros en 743 millóns de pesetas para o ano 1985, que se incorporan de xeito extraordinario ao exercicio. Se ben esta cifra non é especialmente relevante se a comparamos co conxunto de ingresos da compañía, representa máis do 12% do beneficio para este ano, crítico en canto á situación financeira.

Por último, o intercambio de activos impulsado polo goberno, asinado o 31 de Decembro de 1985 entre as diversas empresas eléctricas, tivo importantes repercusións para os activos do conxunto do sector, non só na produción, senón tamén na distribución eléctrica.

As consecuencias para Unión Fenosa non foron menores, afectando tanto á produción como á distribución pero tamén á participación noutras compañías (nomeadamente Saltos del Guadiana), polo que existe tamén un impacto na consolidación do holding que a empresa viña ampliando nos anos anteriores. Cúmprese no caso de Unión Fenosa un elemento analizado por Porter (1989) e comentado no apartado 1.3.3: posteriormente ao proceso de fusión, é habitual que as empresas rematen por desprenderse de activos.

[254] A finais do ano 1985 o custo do Grupo II de Trillo era máis de 20 veces inferior ao custo que representaba o Grupo I.
[255] A amortizar en 17 anos, o que garante un incremento dos ingresos financeiros durante este período.

Table 49: Enaxenacións polo intercambio de activos de 1985

Produción			
Central	**Cantidade enaxenada**	**Empresa receptora**	**Prezo de Venda estimado (Mill ptas)**
CN de Almaraz	16,67%	Iberduero	77.146
CN de Trillo*	33,50%	Iberduero	91.713
CT Anllares	33,33%	ENDESA	14.965
S Hidráulico Bibei-Xares	167 MW	ENDESA	25.011
S Hidráulico Eume	54,5 MW	ENDESA	13.002
CN Almaraz	2,69%	Hidrola	14.330
CN Almaraz	2,69%	Sevillana de Electricidad	14.330
Distribución			
Área Xeográfica	**Cantidade enaxenada**	**Empresa Receptora**	**Prezo de Venda estimado**
Ávila	-	Iberduero	9.934
Suroeste de Madrid	-	Iberduero	
Asturias	1.100 GWh	Hidroeléctrica del Cantábrico	13.328
Accións noutras compañías			
Compañía	**Accións**	**Empresa Receptora**	
Saltos del Guadiana	475.000 accións (25% do capital social)	Sevillana de Elecricidad	

Fonte: Elaboración propia a partir da Auditoría de contas de Unión Fenosa, Arthur Andersen (1985).
*En construción.

Como consecuencia da perda de parte da distribución, no ano 1985 o número de clientes descende en 117.000, case un 5% do total en 1984. En termos territoriais, Unión Fenosa perde parte dos seus mercados tradicionais: no noroeste[256], mercado inicial de FENOSA, e no centro-norte, mercado inicial de Unión Eléctrica en Castela, en concreto coas perdas da provincia de Ávila e unha parte dun mercado de relevancia como é Madrid, con importantes taxas de crecemento de consumo e un volume importante de negocio para a empresa.

En canto á xeración, a perda de parte da propiedade dáse en varios eidos: dunha banda unha importante perda en potencia hidroeléctrica, o que permite ademais que ENDESA se introduza na área tradicional de influencia de Unión Fenosa (territorio galego). Por outra banda, no descenso da propiedade na central térmica de carbón de Anllares tamén en favor de ENDESA.

[256] Xa tradicionalmente afectado polo pacto dos anos 40 entre FENOSA e Viesgo para a zona da cidade de Lugo e a Mariña.

Por último, perdendo unha parte importante da potencia nuclear, gran aposta tecnolóxica de Unión Eléctrica nos anos 70, e sobre a que se baseara boa parte do crecemento da compañía, non só no momento do intercambio de activos na Central Nuclear de Almaraz, senón tamén reducindo dun xeito importante a participación da empresa na futura central de Trillo[257]. A perda de potencia instalada entre os anos 1984 e 1985 representa o 13,2% do total da compañía, reducida do seguinte xeito[258]:

Table 50: Evolución da potencia instalada de Unión Fenosa. 1983 - 1985

Tecnoloxía	**Potencia Instalada**		
	1983	**1984**	**1985**
Hidráulica	2.016	2.021	1.796
Térmica	2.173	2.873	2.756
Nuclear	780	780	370

Fonte: Elaboración propia a partir de datos da Información Económico-Financiera de Unión Fenosa (1985).

Do outro lado, as beneficiarias do intercambio de activo son esencialmente dúas: dunha banda ENDESA, que a mediados dos anos 80 comezaba un forte desenvolvemento como empresa pública que aspira a constituírse como campión nacional no sector eléctrico, de xeito similar á situación doutros estados europeos (como EdP en Portugal, EDF en Francia ou ENEL en Italia), nunha boa posición de solvencia que lle permitirá aumentar o seu tamaño mediante o intercambio de activos mais tamén mediante a absorción de empresas privadas cunha mala situación financeira[259].

Por outra banda sitúase Iberduero, que no momento xa era unha das grandes empresas do sector pero que durante a segunda metade dos anos 80 e, sobre todo, a partir do ano 1992 coa súa fusión con Hidrola para a constitución de Iberdrola remata por constituírse como a segunda empresa eléctrica española e a primeira entre as empresas privadas. Por último, Hidroeléctrica del Cantábrico recibe parte do mercado de distribución de Unión Fenosa, o que a reforza na súa área xeográfica de influencia.

[257] No caso concreto de Trillo, supón un fiasco sobre as previsións iniciais durante a época de febre nuclear nos anos 70: dunha participación do 60% en até cinco grupos de 1000 MW, é dicir, unha potencia a cargo de Unión Fenosa de 3.000 MW, chegarase ao control dun escaso 40% en tan só un grupo, o que supón a pouco máis de 400 MW.

[258] E tendo en conta que no ano 1985 iniciaron a súa explotación o Grupo II de La Robla e o Grupo III de Narcea.

[259] Concretamente no intercambio de activos de Unión Fenosa participa como receptora Sevillana de Electricidad, empresa que finalmente rematará sendo propiedade de ENDESA.

Todos estes elementos modificaron radicalmente a evolución das contas de Unión Fenosa. O conxunto da enaxenación de activos realizouse cun prezo de venda de 276.064 millóns de pesetas, unha cantidade que claramente amosa a importancia deste proceso. Ao mesmo tempo, provocou unhas plusvalías por valor de 19.834 millóns de pesetas, que ademais foron incorporadas ao balance como reservas e non á conta de resultados como beneficio do exercicio[260], polo que os efectos fiscais resultaron máis favorables para a compañía.

A consecuencia deste paquete de medidas foi conseguir controlar os gastos financeiros no medio prazo e evitar un progresivo deterioro como o vivido no trienio previo:

Table 51: Evolución da ratio de gastos financeiros. 1985 - 1989

	1985	1986	1987	1988	1989
Ratio de gastos financeiros	0,291	0,238	0,193	0,248	0,261

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Fenosa (1985, 1989).

Aínda así, o ratio de gastos financeiros continúa sendo moi perigoso, en valores que superan entre catro e seis veces os valores considerados como perigosos para a compañía. Se ben a actuación do ano 1985 inicia unha senda de recuperación, a partir do ano 1988, ante a progresiva activación de novos gastos diferidos, a situación volve empeorar.

Polo tanto, as medidas levadas a cabo permitiron salvar á empresa nun momento crítico, pero non resolver de xeito definitivo as dificultades que estaba vivindo. No ano 1989 o ratio de gastos financeiros multiplicaba por cinco o ratio normal, e por máis de tres o ratio do ano 1982.

No ano 1985 ademais desenvólvense partidas específicas no balance como previsión ante mudanzas de valoración de activos e modificacións no tipo de cambio a cargo a reservas da compañía (Arthur Andersen, 1986), polo que tamén se introduce un novo elemento no balance ante os elevados problemas derivados da volatilidade do tipo de cambio internacional, que no caso de Unión Fenosa afectaba por ter débedas subscritas en dólares estadounidenses, marcos alemáns e yens xaponeses.

5.2.3. O segundo intercambio de activos

A evolución financeira do sector eléctrico a partir do ano 1985 mellora substancialmente debido ás diferentes medidas levadas a cabo polo goberno e a

[260] Como indica a Lei 49/1984, se ben a auditora independente de Unión Fenosa (Arthur Andersen, 1986) recoñece que económicamente teríalle correspondido ser incorporadas como beneficio.

aplicación dos plans de axuste nas propias empresas. De tódolos xeitos, a evolución financeira non se resolve, senón que se vivirá unha situación de estancamento nos anos posteriores, tanto en termos de débeda como en relación aos gastos financeiros.

Con esta situación chégase á década de 1990, na que se vivirán novas tensións derivadas dun baixo incremento da demanda eléctrica agravada pola crise económica que sacudirá Europa nos anos 1991 e 1992, por novas devaluacións da peseta, especialmente fronte ao dólar e o yen, que volverá ameazar con descadrar as previsións de custos no sector eléctrico[261] e por ser uns anos de escasa hidraulicidade, o que obriga a aumentar a produción térmica e, polo tanto, aumentar os gastos en materias primas (carbón e, en menor medida polo seu escaso uso, fuel-oil).

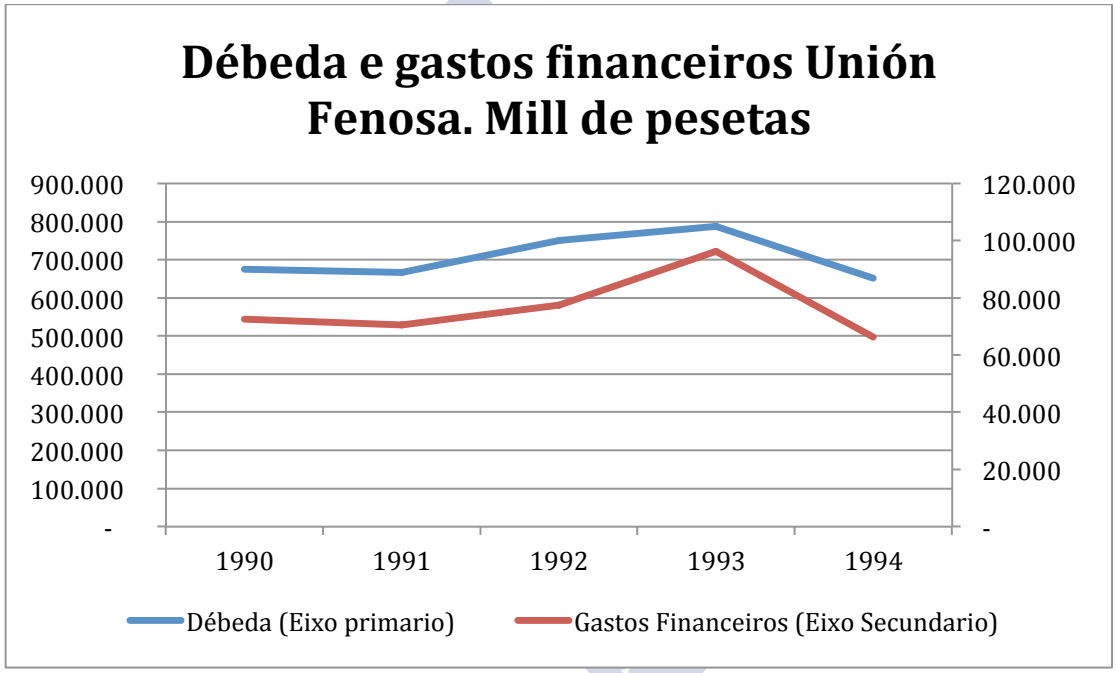


Figure 32: Débeda e gastos financeiros Unión Fenosa. Mill de pesetas. 1990 - 1994

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1994).

Unión Fenosa, que mantiña aínda no ano 1991 un elevado grao de endebedamento e cuxos custos financeiros volvían aumentar, será das empresas que unha vez máis terán que desprenderse de parte do seu inmobilizado neste intercambio de activos. En termos de produción a empresa perderá 227 MW de potencia, o que representa o 4,9% da potencia total da compañía, véndose

[261] Se ben a exposición de Unión Fenosa ao US$ non era tan relevante como para outras empresas do sector, o descenso combinado do tipo de cambio co US$ e o yen si que supoñía un problema para a compañía. En contrapartida, a elevada exposición a determinadas moedas europeas (en particular o marco alemán) axudaba a mitigar este efecto.

afectada novamente a capacidade hidráulica na rexión Noroeste coa perda das centrais no río Narcea, e vendo reducida (unha vez máis) a participación da compañía no capital de Trillo.

Ao mesmo tempo, a compañía tamén se desfai dunha participación do 37,48% de Saltos del Nansa e abandona a participación que se mantiña en Hidrocantábrico[262], mentres remata por transferir activos de transporte de electricidade a Red Eléctrica de España.

Unha vez máis, as empresas beneficiadas son ENDESA e Iberdrola, que recibirán estes activos de Unión Fenosa, xunto con Hidrocantábrico, que será quen reciba a participación que Unión Fenosa tiña na compañía, por valor do 7,58% do total do capital da compañía.

Se ben o impacto do intercambio de activos non será tan relevante como o realizado en 1985, suporá uns importantes ingresos para a compañía. Como indica José María Amusátegui, Presidente de Unión Fenosa, na Memoria de 1993:

> "*los ingresos por la venta de activos –que superan los 112.000 millones de pesetas- permitirán reducir en aproximadamente el 17% nuestra deuda financiera, con un impacto positivo sobre la cuenta de resultados al disminuir en mayor medida los gastos financieros que los ingresos correspondientes a los activos intercambiados.*"

Finalmente, as contas do 1994 amosan unha redución do inmobilizado dun 7%, mentres que a débeda total se reduce nunha cifra mesmo superior á indicada polo Presidente, un 19,7%, situándose en mínimos dende a fundación da compañía.

De tódolos xeitos, as consecuencias para a compañía en termos de mercado son relevantes: a perda das centrais hidroeléctricas implica a desaparición da compañía no mercado cantábrico: desprenderse das accións de Saltos del Nansa implicaba que a produción na provincia de Cantabria que tiña Unión Fenosa pasaría á empresa dominante na rexión, Viesgo, naquela altura filial de ENDESA.

En paralelo, desprendíase dos activos hidroeléctricos no río Narcea, o que implicaba a saída do mercado asturiano, en favor da empresa da rexión, Hidrocantábrico. Do mesmo xeito, a venda da participación que Unión Fenosa mantiña en Hidrocantábrico, alonxaba a posibilidade de materializar unha fusión entre ambas compañías que conformaran unha terceira pata do sector.

[262] Se ben o saldo final do intercambio é a perda de máis de 220 MW de potencia, a empresa califica na Memoria de 1993 o resultado do proceso como que "*ha permitido a nuestra sociedad consolidar su posición como tercer grupo eléctrico español*".

Así, se en termos de potencia total as mudanzas para a compañía eran menores, en termos de presenza en diferentes mercados a realidade era outra, concentrando a actividade nas áreas tradicionais: Rexión Noroeste (Galiza e as provincias de León e Zamora) e Rexión Centro (Madrid e provincias limítrofes de ambas Castelas).

Se facemos unha comparativa da década, o resultado do período é que Unión Fenosa é propietaria dos mesmos MW en 1994 que no ano 1983. Polo tanto, se ben os grandes investimentos prometían multiplicar a capacidade produtiva total, os problemas financeiros determinaron uns resultados ben máis modestos. Polo tanto, pode considerarse unha década perdida en termos de nova capacidade.

Table 52: Enaxenacións polo intercambio de activos de 1993

Produción					
Central	**Cantidade Enaxenada**	**Empresa Receptora**	**Potencia perdida**	**Valor en libros (Mill Pesetas)**	**Valor de venda (Mill Pesetas)**
CN Trillo	8,5%	Hidrocantábrico	128 MW	38.951	51437,5
CN Trillo	2,5%	Iberdrola		11.456,2	15.128,7
CN Trillo	1%	ENDESA		4.582,5	6.051
CH La Barca	100%	Hidrocantábrico	99 MW	2974,3	11.697,8
CH La Florida	100%	Hidrocantábrico		758,6	1.855,6
CH Ribadelago	100%	ENDESA		3,128	8.735
Accións doutras compañías					
Empresa	**Cantidade Enaxenada**	**Empresa Receptora**		**Valor en libros (Mill Pesetas)**	**Valor de venda (Mill Pesetas)**
Hidrocantábrico	7,58%	Hidrocantábrico		5.761,8	10.000
Saltos del Nansa	37,48%	ENDESA		2.530	2530
		TOTAL		67.018	107.436

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1994) e o Rexistro de Feitos Relevantes da CNMC.

5.2.4. Un punto de inflexión: o control da débeda e os gastos financeiros

5.2.4.1. Activo

En canto á evolución do activo, tendo en conta estas circunstancias, prodúcese o agardado: dun progresivo incremento derivado do crecente inmobilizado material a unha caída polo alleamento de parte dos activos para a produción eléctrica. Se ben no ano 1985 se acada un máximo en canto ao tamaño do activo, débese puramente ao efecto contable do incremento dos debedores por terse asinado o intercambio de activos ao final do ano, cando o inmobilizado material xa viña reducindo o seu peso.

Nos anos posteriores, coa desaparición deste efecto, as únicas mudanzas significativas son o descenso até case desaparecer do inmobilizado en curso unha vez finalizadas as obras en Trillo e un pequeno descenso do inmobilizado material polo aumento das amortizacións, que non son compensadas polos pequenos incrementos da potencia instalada mediante centrais hidroeléctricas que se veñen poñendo en funcionamento nestes anos, de pequeno impacto na potencia total da compañía. Así, chegamos a un momento de estancamento no inmobilizado de Unión Fenosa, que perdurará case sen variacións até o ano 1993.

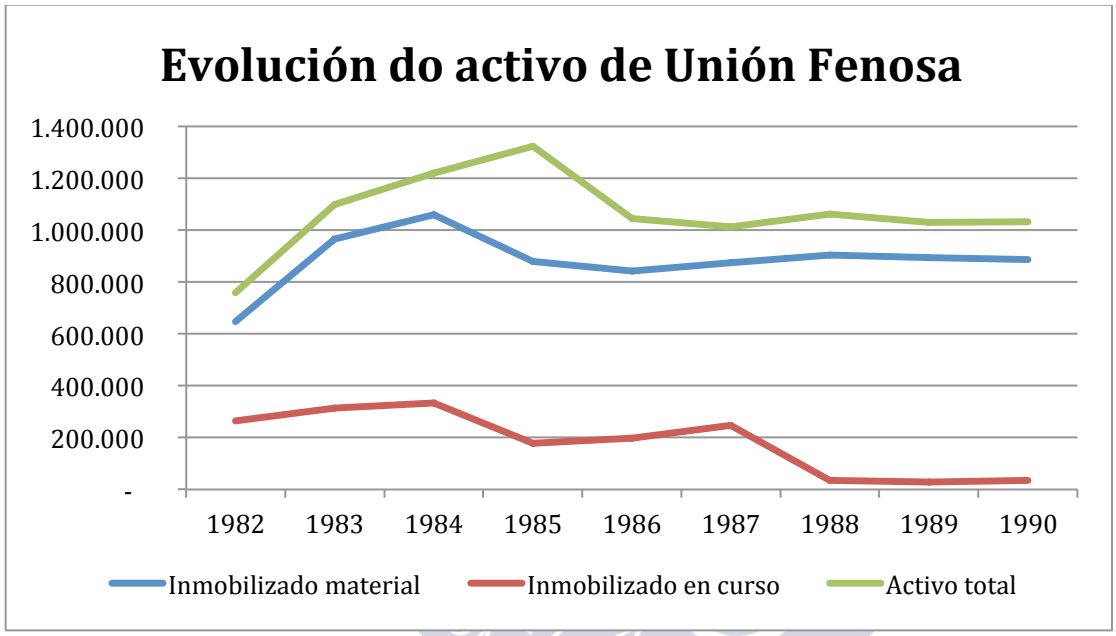


Figure 33: Evolución do activo de Unión Fenosa. 1982 – 1990

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1990).

Sen embargo, si que debemos facer notar unha serie de elementos de relevancia a partir do ano 1988. En primeiro lugar, o progresivo incremento do inmobilizado inmaterial (que multiplica por 6,5 o seu valor entre os anos 1989 e 1996), o que denota unha cada vez maior importancia dos intanxibles dentro da compañía.

En segundo lugar, o crecente peso do inmobilizado financeiro, que tradicionalmente supuxera unha moi pequena parte do activo. Esta situación vén dada por dous elementos: o crecemento do grupo empresarial que rodea a Unión Fenosa, polo que os activos financeiros aumentan; e a política, iniciada no ano 1993, de investimento en instrumentos da administración pública, que de non existir no ano 1991 pasan a representar até un 5,3% do activo total da compañía.

Por outra banda, a amortización acumulada continúa o seu crecemento de forma cada vez máis intensa, multiplicando o seu valor por 5,81 entre os anos 1982 e 1996. O efecto das crecentes amortizacións é claro se analizamos o cash-flow, que non deixa de aumentar ao longo do período independentemente da situación financeira da compañía.

Así, desenvólvese un importante proceso de *free cash-flow* (Jensen, 1986), que a compañía ten que administrar dalgún xeito para evitar manter recursos ociosos. Despois do segundo intercambio de activos no ano 1993, ante a redución da débeda total e cunha baixa perspectiva do mercado interno, este efecto dará como resultado unha mudanza na política empresarial en dous aspectos, profundando as estratexias de diversificación e de internacionalización da compañía.

Mentres moitos dos indicadores económicos durante o período manteñen unha evolución errática (beneficios, grao de endebedamento) o cash-flow mantén unha importante tendencia ascendente, aumentando nun 168% entre os anos 1983 e 1993, mentres os beneficios teñen un aumento no mesmo período dun escaso 16%.

5.2.4.2. Un progresivo control da débeda

O ano 1985 supuxo un punto de inflexión para o pasivo, con importantes consecuencias en diversos eidos. Por unha banda, as reservas sufriron un importante descenso, valorado en 74.031 millóns de pesetas, derivado de incorporar partidas previsionais sobre a evolución dos tipos de cambio (por valor de 41.000 millóns de pesetas), a creación dun fondo de pensións (valor de 16.231 millóns) e pola actualización do balance de situación a novos criterios contables.

Ao mesmo tempo, en relación ao pasivo, unha importante parte dos recursos propios veñen dados polas actualizacións e regularizacións realizadas dende mediados dos anos 70, progresivamente convertidas en reservas, polo que a conta de capital ten un peso relativo moi limitado[263]. Ao mesmo tempo, a capacidade de captación de recursos propios é escasa, o que agrava as necesidades de fondos alleos[264]. Aínda facilitándose a captación de capital propio mediante a transformación das actualizacións en reservas que poden ser empregadas para obter capital, o crecemento será inferior ao da débeda.

[263] E, ademais, cunhas funcións e unhas asignacións discutibles (Ontiveros, 1986).
[264] España segundo país de Europa, tras Portugal, onde os recursos propios representan menos na relación recursos propios/pasivo cun 14,4% en 1987 (Zurutuza Reigosa, 1988).

A situación no ano 1985 amosaba o grao de dependencia do financiamento alleo, xa que a débeda representaba o 61,02% do total do pasivo de Unión Fenosa.

O intercambio de activos de 1985 supuxo un punto de inflexión que permitiu cancelar importantes partidas de débeda que ameazaban a viabilidade de Unión Fenosa, pero non foi quen de resolver o problema estrutural de elevado apalancamento.

Así, prodúcese un cese do incremento da débeda para retornar ás cifras de 1983 e manter un estancamento pero non unha redución da débeda total máis alá da provocada polos instrumentos públicos. A partir do ano 1990 volveremos ver un repunte de débeda que ten que ser aplacado co segundo intercambio de activos, iniciando a partir do ano 1993 un progresivo descenso que permite sinalar unha nova etapa na vida da compañía en termos financeiros.

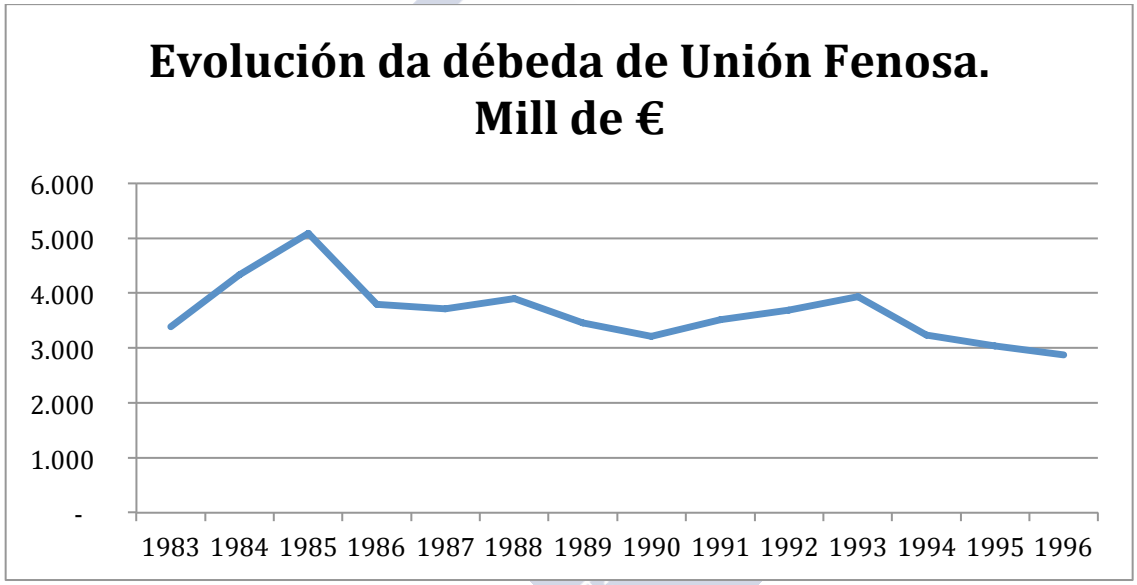


Figure 34: Evolución da débeda de Unión Fenosa. Mill. de €. 1983 - 1996

Fonte: Memorias de Unión Fenosa (1983 - 1996).

Se ben o descenso da débeda en termos absolutos parece claro, especialmente no período 1985 – 1990 e a partir de 1993, o certo é que a evolución do conxunto do pasivo amosa unha escasa capacidade de obtención de recursos propios. Entre os anos 1985 e 1993 os recursos propios aumentaron a súa participación no conxunto do pasivo do 29,68% até o 31,94%, unha cifra positiva pero aínda insuficiente para retornar á cifra do 33% que presenta de Isusi (1988) como regra de ouro do financiamento para os investimentos da compañía.

Mentres tanto, o conxunto da débeda descende pero tamén deteriora a súa calidade, xa que a débeda a curto prazo representaba o 8,79% do pasivo no ano 1985 pero no ano 1993 supera o 18,8%, o que pode xerar problemas de liquidez para afrontar esta débeda.

Unión Fenosa, ao igual que o conxunto de empresas eléctricas, mantiña unha elevada exposición á débeda externa. Como xa indicamos, no momento de subscribir a maioría de novos créditos a partir da década de 1970 o sistema bancario español non foi capaz de absorber o volume de crédito que o sector eléctrico reclamaba, nin tampouco competir cas condicións que a banca internacional ofertaba. No caso de Unión Fenosa, o tipo de xuro para o crédito español oscilaba entre o 10 e o 19,25%, mentres no crédito internacional esta cifra variaba entre o 7% e o 14,5%, o que representa aforros de até o 30% en xuros.

De tódolos xeitos, Unión Fenosa mantivo unha diferenza en relación ao sector, e foi o elevado grao de diversificación en moeda dos créditos subscritos, no que é un positivo mecanismo de minimización de riscos ante a volatilidade do tipo de cambio. De non terse producido unha devaluación tan forte da peseta en relación á cesta internacional de moedas, esta política podería ter significado unha importante contención de custos.

Tanto é así que a principal moeda nas amortizacións pendentes de pago no ano 1985 era o marco alemán (e non o US$, como acontecía na maioría do sector), representando un 27,25% do total[265].

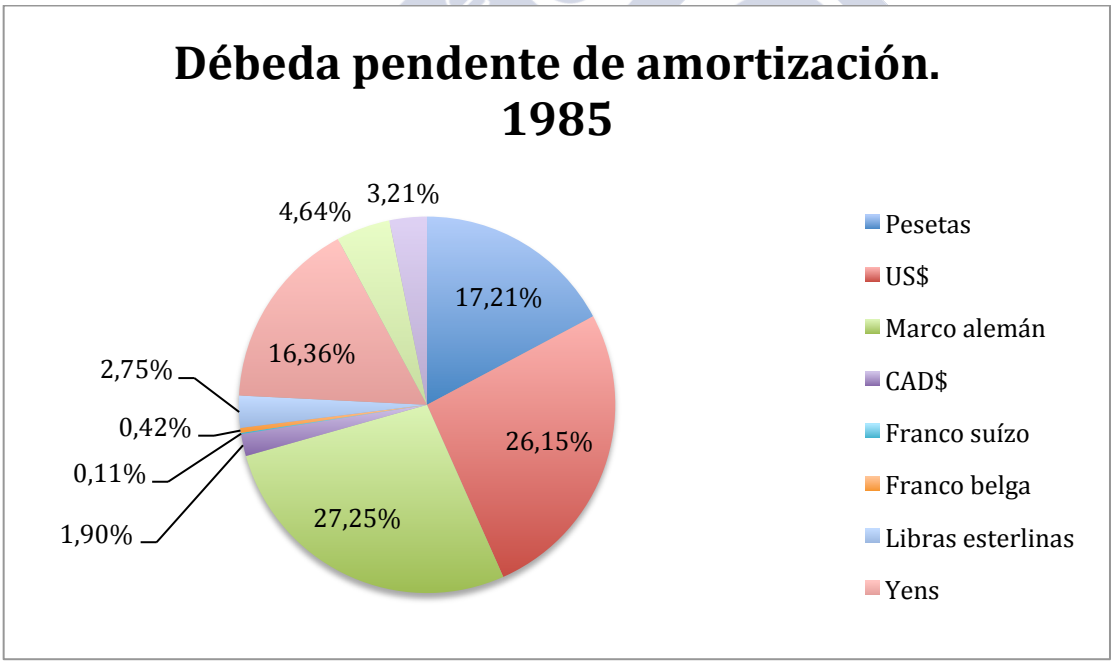


Figure 35: Débeda pendente de amortización. 1985

Fonte: Arthur Andersen (1986).

[265] Debemos lembrar que este papel do marco alemán derívase da tradicional relación ca industria alemana, fornecedora de tecnoloxía para as centrais térmicas de carbón e nucleares.

Outro elemento a considerar é a evolución interna da débeda. Dunha situación claramente orientada cara o crédito exterior para financiar os grandes investimentos en nova capacidade instalada, a empresa comeza a reorientar as débedas cara o financiamento estatal e a emisión de obrigas e bonos. Así, dende o máximo de 1984, no que a débeda exterior supoñía o 62,3% do total da débeda, chégase ao ano 1995 por debaixo dun 20% do total.

Este elemento é importante porque se minimizará o impacto das variacións de tipo de cambio a medida que os créditos subscritos en divisa se vaian cancelando, polo que as perturbacións monetarias de inicios da década dos 90 terán unha repercusión moi inferior ás de mediados dos 80.

Así, amosouse acertada a decisión empresarial de apostar por cancelar mesmo anticipadamente débeda exterior, que fora asinada facía anos e con condicións máis onerosas ás ofertadas polo sistema financeiro nestes anos, dándose o paradoxo que entre os anos 1990 e 1994 a débeda global descendera nun 10%, pero cunha evolución interna claramente dispar: as obrigas e bonos caen nun 14%, a débeda externa cae por riba do 50% e a débeda estatal aumenta nun 50%. Polo tanto, faise evidente que o novo mecanismo preferido pola compañía para a obtención de recursos alleos será mediante débeda estatal na busca de reducir os importantes gastos financeiros.

5.2.4.3. Unha clara mellora de ingresos

A evolución dos ingresos por vendas é claramente positiva ao longo do período. Así, entre os anos 1983 e 1993 os ingresos por vendas aumentan un 150% debido a unha favorable evolución tarifaria, un incremento da produción que permite aumentar as cantidades postas no mercado e un favorable comportamento dos ingresos percibidos polos mecanismos de redistribución a través do OFILE.

Así, a relación vendas-compras mellora dada a modificación do mix para a produción eléctrica, limitando o impacto do fuel-oil, xa que os gastos por compras aumentan nun 85%, pouco máis da metade que os ingresos de vendas.

De tódolos xeitos, debido da evolución doutros gastos (particularmente os gastos financeiros), no ano crítico de 1985 empregáronse diversos mecanismos de enxeñería contable que finalmente outorgaron un beneficio positivo. Como indica a auditoría externa ás contas de 1985 (Arthur Andersen, 1986):

> "*dichos criterios [económicos e contables], si bien estaban amparados de alguna manera por diferentes interpretraciones legales y fiscales, no se*

ajustan en su totalidad a principios de contabilidad generalmente aceptados."

No caso das amortizacións de inmobilizado material, modifícase o criterio de cálculo de amortización precisamente neste ano, reducindo a amortización do inmobilizado en explotación en 4.948 millóns de pesetas (un 19% do total para o ano).

Esta actuación implicou reducir gastos na conta de resultados por valor do 80% do beneficio total da compañía, mentres as mudanzas de criterio en relación ás subvencións percibidas (derivadas do Plan Nacional de Electrificación Rural) evitou un descenso de 1.600 millóns de pesetas nos ingresos.

Unha vez superado o ano crítico de 1985, a evolución será constante e favorable, cun ano en particular que amosa unha mellora significativa das vendas, 1989, primeiro ano de completa explotación na central nuclear de Trillo e tamén primeiro ano de aplicación do Marco Legal Estable, polo que os ingresos por vendas aumentan nun 22% en relación ao ano anterior.

Do mesmo xeito, tamén se visibiliza un incremento progresivo de outros ingresos, o que denota o crecente impacto da diversificación que vén realizando a empresa máis alá da produción e venda de electricidade. Así, entre os anos 1985 e 1994 estes ingresos aumentan nun 120%[266].

5.2.4.4. O control dos gastos

A estrutura de gastos pode analizarse, basicamente, en base a tres elementos: compras de materias primas, gastos de persoal e gastos financeiros. En canto aos gastos financeiros, chegan a un máximo no ano 1985 e outro no ano 1993, como era de agardar, anos de intercambio de activos. De tódolos xeitos, as cifras de gastos financeiros teñen que ser matizadas ao empregarse a figura dos intereses intercalarios, polo que contablemente parte destes gastos son incorporados ao valor dos activos e non como gastos para a conta de resultados. No ano 1985 os intereses intercalarios chegaron a representar máis do 45% dos gastos financeiros totais para a compañía, nunha situación que téndose contabilizado doutro xeito podería ter significado unha importante entrada en perdas.

Se ben o intercambio de activos mellora a situación financeira, non a resolve: despois dunha leve recuperación até o ano 1990 os gastos volven aumentar, debido a dous elementos: nova depreciación monetaria a comezos da década que claramente é desfavorable ás empresas eléctricas con débedas subscritas en

[266] Ao que hai que engadir uns ingresos extraordinarios no ano 1993 debido ao intercambio de activos.

moeda estranxeira e progresiva activación de custos financeiros diferidos, o que incrementa progresivamente as amortizacións.

Un elemento de relevancia para o desenvolvemento do Marco Legal Estable foi a posibilidade de diferir custos financeiros de instalacións complexas especializadas até cinco anos despois da súa posta en funcionamento, polo que se limitaba o impacto financeiro dos investimentos no curto prazo, a través do Real Decreto 1538/1987 e o seu desenvolvemento posterior na Orde Ministerial que o desenvolve, do 30 de Decembro de 1987.

Esta situación favoreceu ás compañías mentres activaron estes novos activos, pero no medio prazo obrigaba a afrontar esta situación, de xeito que os custos de amortización máis que se triplicaron entre os anos 1983 e 1993, superando os gastos de persoal dende o ano 1986.

Como resultado desta situación, a transformación da estrutura de custos caracterízase por unha importante redución do peso dos gastos de persoal, mentres se conseguen controlar os gastos financeiros, o custo de compras e outros gastos. Por outra banda, as amortizacións obteñen unha importancia crecente até chegar ao 14% dos gastos totais, o que claramente repercutirá na evolución do cash flow da compañía.

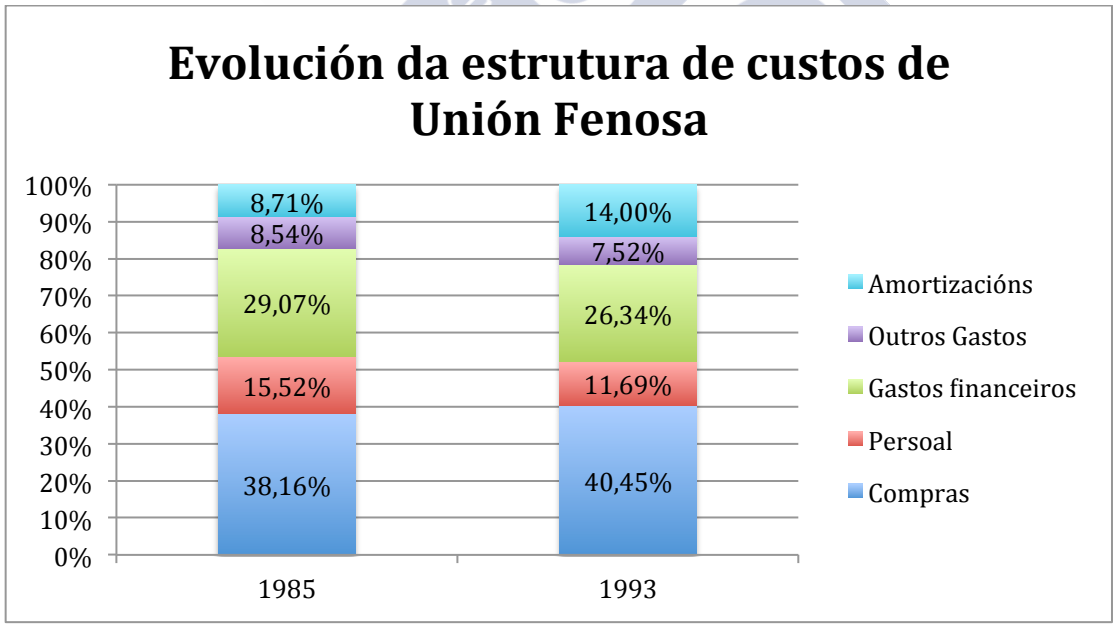


Figure 36: Evolución da estrutura de custos de Unión Fenosa. 1985, 1993

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (diversos anos).
*Incorporado aos gastos financeiros con signo positivo os intereses intercalarios e outras activacións.
**Incorporado ás amortizacións con signo positivo a incorporación ao activo de gastos amortizables.

Un elemento de relevancia para entender estas modificacións dos gastos totais pasa por entender a forte política de Unión Fenosa de cara a reducir os gastos financeiros. Nun contexto complexo, especialmente a comezos dos anos 90, priorizáronse os cancelamentos anticipados de créditos en moeda estranxeira, mentres a débeda era renegociada para adaptar a súa situación aos novos criterios de mercado, máis favorables que cando foran asinados. Por último, tamén se levaron a cabo aseguramentos de cara a protexerse ante futuras depreciacións da peseta fronte outras moedas. Así, os problemas derivados do deterioro do tipo de cambio tiveron un menor impacto nos anos 1991 – 1994 que no período 1982 – 1986.

5.2.4.4.1. Gastos de Persoal

Por outra banda, prodúcese unha reestruturación interna da compañía a través do Proxecto Fénix sobre Recursos Humanos, que reduciu o emprego en 466 persoas no ano 1985, encadrado na reorganización da compañía despois do proceso de fusión e de cara a un funcionamento con maior grao de informatización que permita desenvolver tarefas rutineiras na empresa (Unión Fenosa, 1985).

Este programa desenvólvese pola obrigatoriedade reguladora derivado do novo marco eléctrico impulsado a partir do ano 1983, xa que para a recepción do fondo tarifario era necesario realizar plans de axuste sobre os custos de produción, onde os custos de persoal supoñían un elemento fundamental.

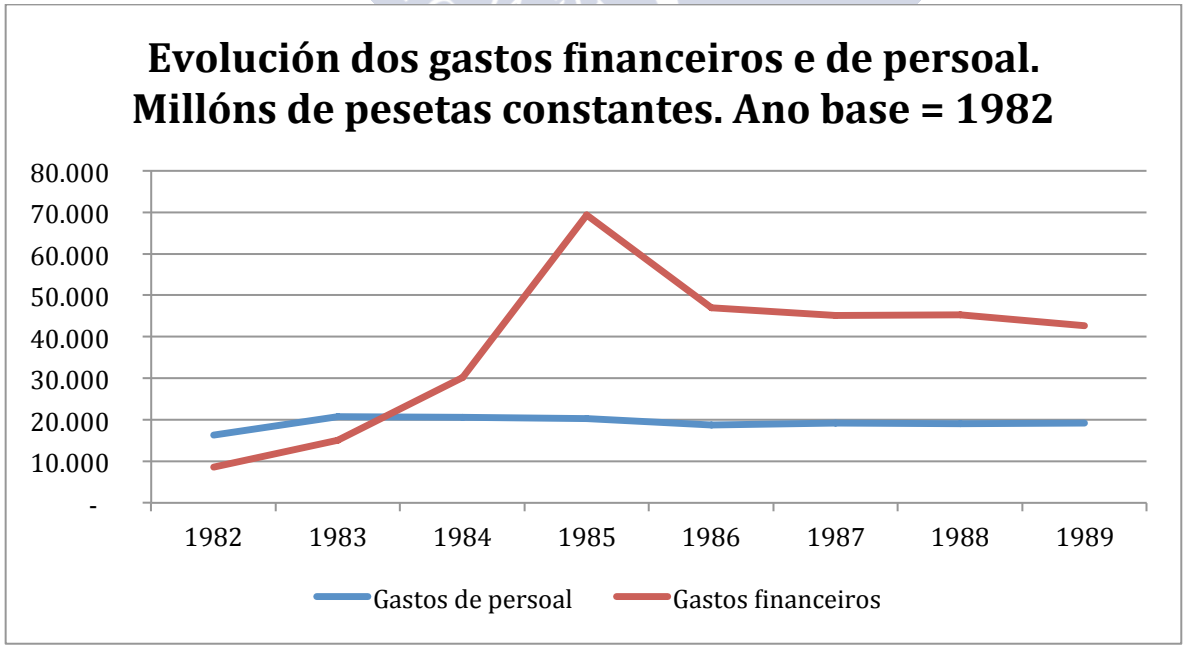


Figure 37: Evolución dos gastos financeiros e de persoal. Mill de pesetas constantes. Ano base = 1982. 1982 - 1989

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1990).
Deflactor elaborado mediante datos do INE.

Ao mesmo tempo, como en moitas outras grandes empresas durante esta época, lévanse a cabo intensas medidas de cara a informatizar procesos, co desenvolvemento do Sistema de Información Económica, o Sistema de Xestión Comercial, o Sistema Informático de Redes de Distribución ou o Sistema de Xestión de Aprovisionamentos, entre outros.

Polo tanto, desenvólvese unha busca activa de substitución da forza de traballo, cun notable éxito, conseguindo reducir de xeito considerable a evolución dos custos de persoal dos primeiros anos posteriores á fusión, mantendo unha lixeira tendencia á baixa en termos reais ao longo da década de 1980.

En termos de emprego neto, a tendencia é claramente decrecente, cun descenso do 16% do cadro de persoal entres os anos 1983 e 1987, como se pode ver na gráfica seguinte, rompéndose a tendencia do mantemento de emprego que se visibilizara na década anterior. No caso concreto de FENOSA o persoal mesmo aumentara en 224 persoas entre os anos 1976 e 1980.

O incremento de gastos de persoal mentres o cadro de persoal mantén unha tendencia á baixa vén dado basicamente pola incorporación aos gastos do plan de pensións de persoal. Polo tanto, é un efecto relativo en maior medida á incorporación de novos gastos de persoal e non polo incremento salarial das persoas traballadoras.

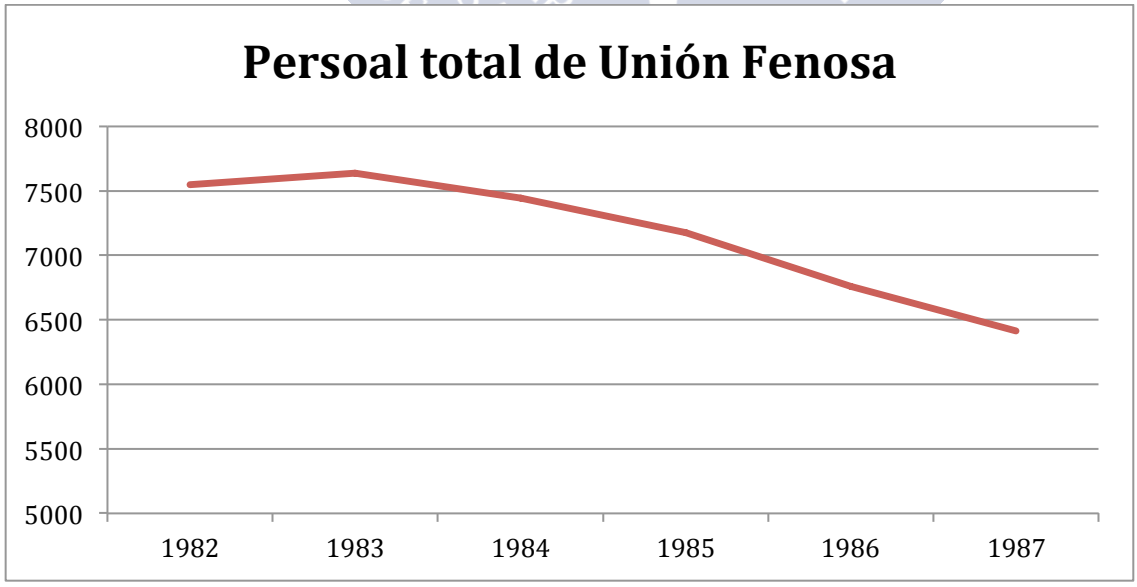


Figure 38: Persoal total de Unión Fenosa. 1982 - 1987

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1983 – 1987).

En termos de produtividade do traballo, a evolución é favorable para a compañía, cun continuo incremento da mesma até o ano 1993. Se ben a produtividade se ve

deteriorada unha vez realizada a fusión, o certo é que o desenvolvemento do Plan Fénix, unido á estratexia de informatización da compañía amosa resultados positivos. En particular, hai que ter en conta que aínda producíndose o intercambio de activos de 1985 a produtividade laboral continúa medrando, o que amosa a intensidade do plan de reconfiguración de persoal. Este programa tivo forte incidencia no cadro de persoal da compañía, que progresivamente viu reducido o seu número total, o que provoca unha evolución positiva da produtividade.

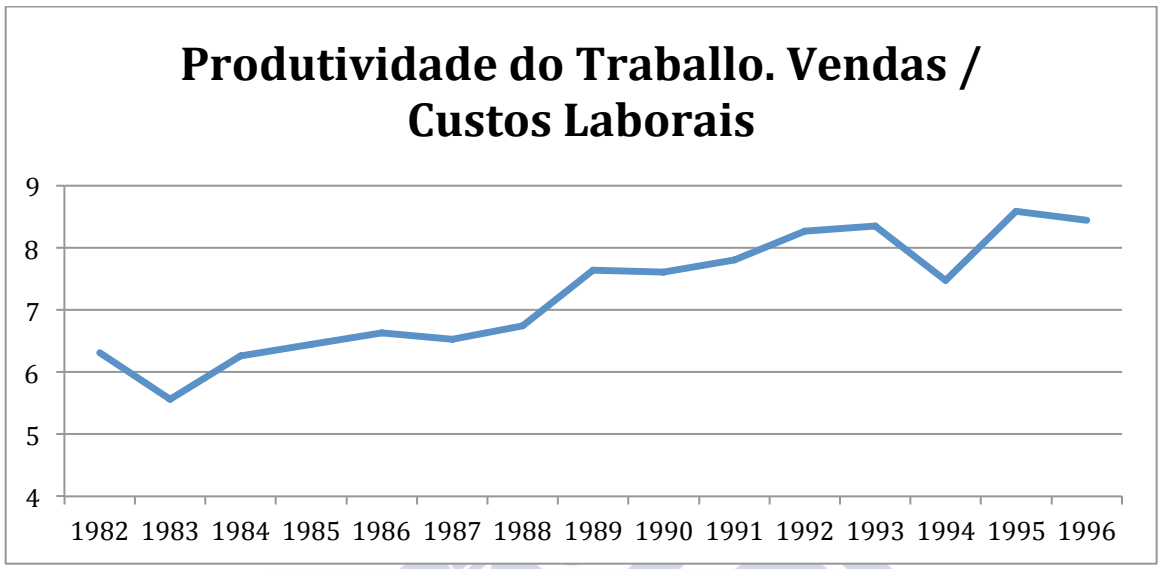


Figure 39: Produtividade do traballo. Vendas / Custos laborais. 1982 - 1996

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1982 – 1995).

A partir do ano 1988, ca posta en marcha da central de Trillo e o incremento da capacidade de produción e, por tanto, tamén da electricidade vendida, a produtividade volve incrementarse de xeito notable. Será na década dos 90 cando se comezan a dar síntomas de esgotamento da mellora da produtividade laboral, sendo un punto de inflexión o segundo intercambio de activos, que reduce os ingresos de explotación mentres os custos laborais continúan a súa tendencia.

Como podemos ver, prodúcese tamén unha nova estratexia laboral no propio ano 1993 para acompasar o cadro de persoal da compañía á venda de activos eléctricos, polo que os custos laborais descenden mesmo en termos absolutos entre os anos 1994 e 1996, unha situación inédita na compañía dende o ano 1986.

Non é casual, polo tanto, que o cadro de persoal da compañía se reduza nun 7,1% no ano 1994 en relación ao ano anterior, o valor máximo para a compañía en máis dunha década, e equiparando o período 1994 – 1996 en intensidade de destrución de emprego ao período 1985 – 1990, os peores anos en canto á

situación económica da compañía. Cúmprese así por parte de Unión Fenosa o comentado no capítulo 1 en relación á evolución da produtividade do traballo e a destrución do emprego, respaldando os comentarios de Thomas (2006).

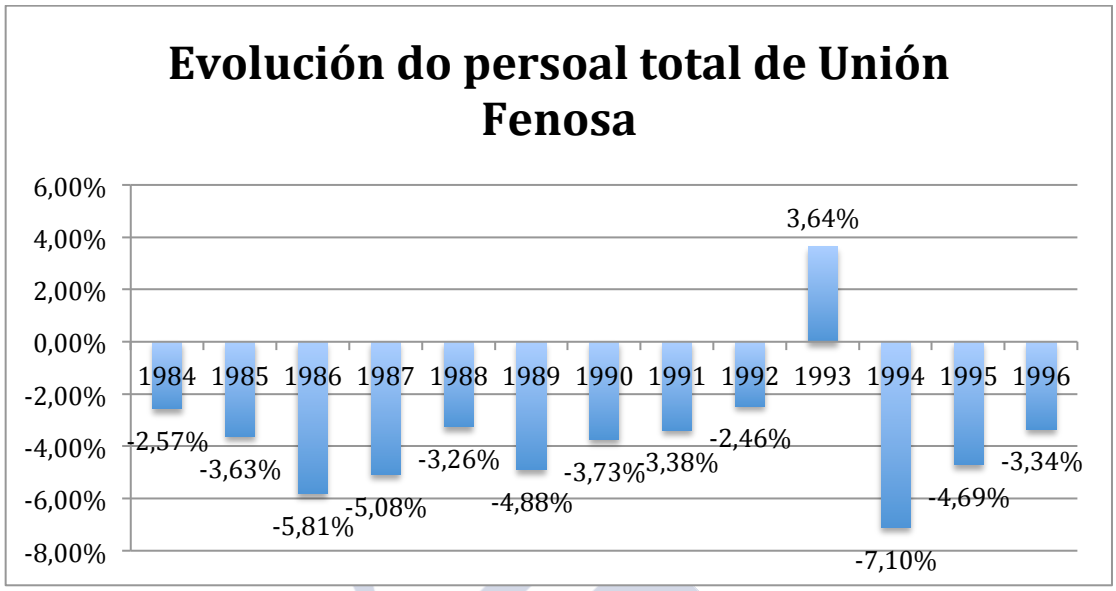


Figure 40: Evolución do persoal total de Unión Fenosa. 1984 - 1996

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1984 – 1996).

Se analizamos a evolución das vendas da compañía, a tendencia é claramente positiva, cun incremento das vendas do 61% en prezos constantes no período 1983 – 1996, mentres a produción total só o fixo nun 12,9%.

Table 53: Variacións en vendas e produción. 1982 - 1996

Aumento das vendas, prezos correntes	153,10%
Inflación	126,90%
Aumento das vendas, prezos constantes	60,80%
Aumento da produción total	12,90%

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Fenosa (1983 – 1996) e INE.

Tendo en conta este dato, a variación continúa sendo netamente positiva en relación ao incremento da produción total da compañía, o que indica o éxito da política tarifaria gobernamental para aumentar os ingresos das empresas eléctricas e poder afrontar os seus crecentes custos financeiros.

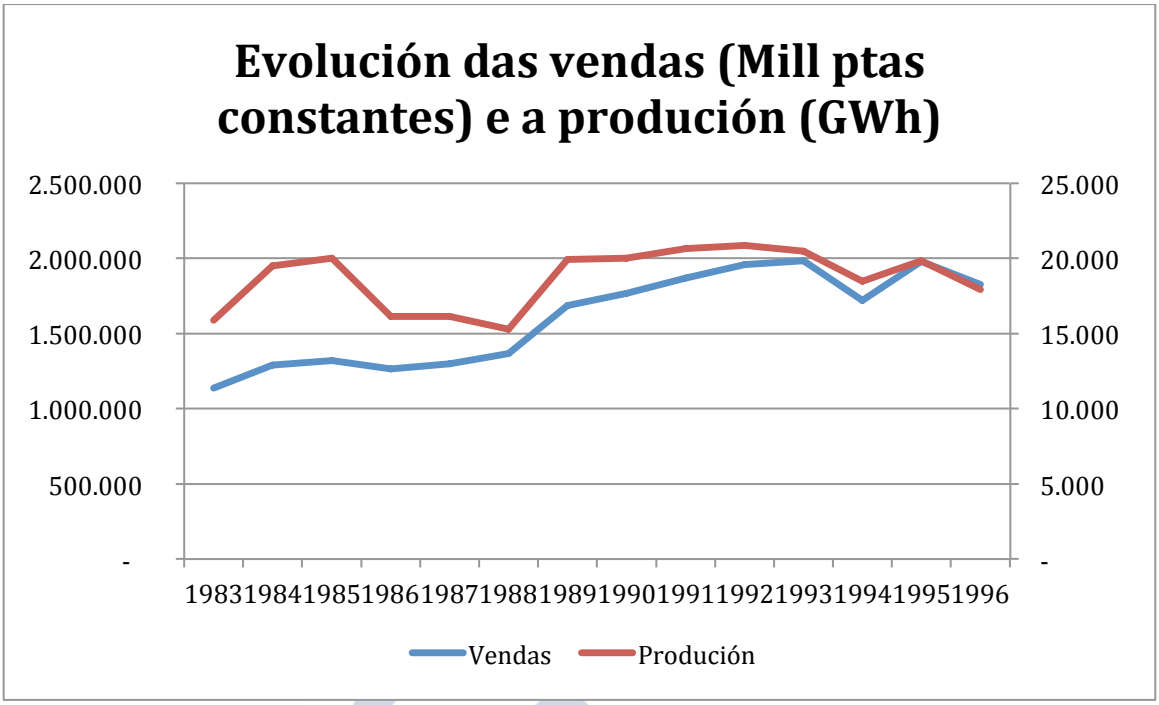


Figure 41: Evolución das vendas (Mill ptas constantes) e a produción (GWh). 1983 – 1996

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Fenosa (1983 – 1996) e INE.

5.2.5. As novas actividades da compañía

A partir do ano 1986 comeza un novo período encamiñado a consolidar a situación da compañía, aínda lastrada polos elevados custos financeiros e uns menores mercado e capacidade de produción derivado do intercambio de activos, de cara a iniciar un novo período de crecemento en todos os eidos.

Así, iníciase xa a finais dos anos 80 un proceso de crecente diversificación en diversos eidos, mediante a constitución de Servinor S.A. (sobre técnicas e traballos relacionados co Medio Ambiente) e Norconsult S.A. (organización e consultoría sobre recursos humanos). No ano 1989 Unión Fenosa constitúe Unión Fenosa Ingeniería[267], adicada a contratos públicos e privados para o desenvolvemento de proxectos de enxeñería civil e industrial, con 100 traballadores e capital social de 20 millóns de pesetas, contando tamén con Norsistemas, cun capital social doutros 20 millóns de pesetas, onde Unión Fenosa ten unha participación do 51%, nun claro intento de ensanchar o control do conxunto da cadea de valor do sector, ante un contexto de escasos investimentos en nova capacidade instalada.

Esta nova situación de alongamento do Grupo Unión Fenosa prodúcese despois de que durante os anos 80 se realizaran importantes esforzos para mellorar as

[267] E que no seu primeiro ano de vida, 1990, levou a cabo as obras de ampliación e reforma do aeroporto de Lavacolla, en Santiago de Compostela.

estratexias de xestión e informatización de procesos, o que permitiu unha aprendizaxe que facía da compañía unha empresa punteira ofertando este tipo de servizos.

A nova estratexia empresarial de Unión Fenosa comeza a visibilizarse no final da década dos 80 e inicios da década dos 90, baseada en tres elementos: diversificación, internacionalización e enerxías renovables. Dous elementos fundamentais permiten esta mudanza de estratexia: o fin do ciclo de investimentos cun relativo esgotamento do mercado e a actividade tradicional (especialmente polas previsións de escaso incremento de demanda eléctrica no marco dun exceso de capacidade instalada) e a crecente capacidade de autofinanciamento da empresa (cun importante aumento do cash-flow) nun contexto de progresivo control dos gastos financeiros e de persoal.

É importante sinalar que o proceso de diversificación da compañía orientado cara a consultoría e os sistemas realízase mesmo antes que o das empresas líderes do sector (Endesa e Iberdrola), constituíndo unha serie de filiais líderes no sector. Non será así noutro tipo de actividades (como as renovables) onde empresas como Iberdrola priorizarán a súa actividade con maior intensidade que Unión Fenosa.

En canto á estratexia de diversificación, poden atoparse dúas vertentes: o alongamento vertical a través de novas actividades enerxéticas e a introdución en novos sectores. En contraposición á evolución doutras empresas, Unión Fenosa centrou este alongamento vertical esencialmente cara actividades que xeraran valor engadido pero con escaso peso industrial, polo que non se xeraron novas actividades nesta dirección como si se creou noutros territorios do Estado: en concreto, a actividade de Iberdrola rematou formando parte dun importante cluster relativo ás enerxías renovables (Elola, Parrilli & Rabellotti, 2013).

Posteriormente creará o Grupo de Filiais, do que no ano 1993 formarán parte UFISA (Unión Fenosa Ingeniería), Norcontrol, Norconsult, Norsistemas, GHESA e Tecnatom[268]. Por outra banda, iníciase a incursión no tratamento de Residuos Sólidos Urbanos en Madrid, mediante TIRMADRID, e en Galiza, a través do desenvolvemento da planta de SOGAMA.

Por outra banda, desenvolverase SERVINOR, empresa orientada a desenvolver proxectos relacionados co medio ambiente, tendo un papel relevante na limpeza das zonas contaminadas polo Mar Egeo.

[268] Unión Fenosa contaba con certa estratexia diversificadora dende o nacemento da compañía. Xa no ano 1981 FENOSA tiña constituído Norcontrol S.A., a primeira empresa creada de cara a diversificar actividades, neste caso ligadas á consultoría (Fernández, 2003).

Por último, é importante mencionar o crecente interese no sector das telecomunicacións, onde boa parte do sector eléctrico mantivo un forte interese na década dos 90. No caso de Unión Fenosa, creará SISTELCOM, a primeira incursión da compañía no sector, que a longo prazo terá unha importancia fundamental na estratexia de investimento e diversificación.

Se ben o grupo de filiais de Unión Fenosa non fai máis que desenvolver a estratexia de alongamento vertical da compañía no sector eléctrico, en boa medida a través de prover servizos enerxéticos (como consultoría e xestión de sistemas), da externalización de actividades da empresa cara o grupo (no ano 1992 máis da metade da facturación de Unión Fenosa Ingeniería será realizada para Unión Fenosa, por exemplo) ou de explorar novas tecnoloxías ligadas indirectamente ao sector enerxético (como a xestión de residuos sólidos urbanos), o crecente interese polo sector das telecomunicacións supón un cambio de paradigma nesta estratexia, ao enfrascarse nunha aventura ligada a unha industria de rede pero sen relación co sector eléctrico.

En paralelo, este proceso de diversificación vén acompañado da internacionalización destas actividades. Como actividades que precisan escasos investimentos e xeran un valor engadido relativamente elevado, supoñen un bo punto de partida de cara a internacionalizar a súa participación no sector eléctrico sen precisar de grandes desembolsos iniciais. Esta estratexia é similar á doutras eléctricas, que xa viñan realizando este proceso nos anos anteriores[269].

Como o resto de compañías, partían da base de asentar socios locais antes de introducirse en actividades máis custosas, como a produción e/ou distribución de electricidade[270], seguindo unha estratexia acumulativa como a presentada pola Escola de Uppsala (Johanson & Wiedershein-Paul, 1975). Do mesmo xeito, o mercado fundamental para esta internacionalización sitúase en América Latina, sobre a base dunha maior proximidade cultural e a xa asentada relación da banca española coa rexión, que ademais mantiña importante participación no sector eléctrico español[271].

[269] En concreto Endesa fora a pioneira nesta estratexia, polo que Unión Fenosa pode considerarse unha empresa follower desta dinámica.
[270] Se ben Endesa e Iberdrola inician esta incursión antes que Unión Fenosa, asentándose no negocio da distribución eléctrica en Arxentina xa no ano 1992.
[271] Polo tanto, aprovéitanse os socios locais do sector bancario para desenvolver unha serie de alianzas no sector eléctrico que servirán como cabeza de praia para unha posterior expansión.

Ao mesmo tempo, o desenvolvemento de políticas liberalizadoras no conxunto do continente, encadradas no Consenso de Washington [272], favorecerá a implantación de empresas estranxeiras en moitos países da rexión (Dios, 2018), tendo ademais taxas de incremento de demanda eléctrica elevadas.

En menor medida, esta orientación tamén se realizará cara Europa, se ben non será un mercado de relevancia para o sector eléctrico español durante os anos 90, nun momento no que existen tres mercados potenciais de moito interese: América Latina, as Economías en Transición do Leste de Europa e o Sudeste Asiático.

Neste sentido, moitas empresas europeas están orientando a súa estratexia empresarial cara a internacionalización, en particular dado o colapso do Bloque Socialista e o inicio de fortes plans de axuste nas economías en transición. Dada esta situación existe un certo reparto xeográfico na actuación perante esta situación que determina que moitas empresas da Europa Occidental accedan a estes mercados, mentres o sector español orienta a súa internacionalización cara América Latina, onde a competencia cas empresas europeas será escasa, polo que a excepción das empresas estadounidenses existirán poucas competidoras reais para a súa internacionalización.

No ano 1993 Unión Fenosa xa realizaba labores de consultoría e implantación de sistemas de xestión en diversos países latinoamericanos como Uruguai, Venezuela, República Dominicana, Arxentina e El Salvador; mentres tanto, en Europa tamén se realizaban traballos en Portugal, República Checa e Eslovaquia.

Por último, Unión Fenosa mantiña certo interese polo desenvolvemento de novas tecnoloxías renovables para a produción eléctrica, que progresivamente irán cobrando importancia nos anos 90 a medida que as súas curvas de aprendizaxe se achegan á viabilidade comercial. En certo sentido, o impulso das enerxías renovables non deixa de ser un intento de alongamento vertical en actividades ligadas ao sector eléctrico, é dicir, un xeito de diversificación.

A crecente preocupación social en materia medioambiental, unido a unha maior regulación nesta materia potenciaba esta estratexia, polo que a creación de Servinor e o desenvolvemento de proxectos de xeración renovable se encadra nesta lóxica. A inicios de década esta actividade empresarial terá un exclusivo carácter experimental orientado a diversas tecnoloxías, como a eólica, a solar e a mareomotriz, se ben a orientación comercial reducirase á actividade eólica e á biomasa (Piñeiro & Romero, 2001).

[272] Cuxas ideas principais foron formuladas por Williamson (1990).

No ano 1994 a empresa constituirá Unión Fenosa Energías Especiales (UFEE), o que será o paso definitivo de cara a potenciar este tipo de tecnoloxías e introducirse nun novo mercado enerxético, cun potencial de crecemento moi superior ao tradicional.

O contexto de mediados dos 90 é favorable ao seu desenvolvemento: un PEN que recoñece a sobrecapacidade do sector e indica maiores necesidades no desenvolvemento renovable que de tecnoloxías tradicionais, escaso incremento da demanda eléctrica, redución progresiva de gastos financeiros, menor tamaño de investimentos por central en relación aos grandes proxectos da década anterior e crecente cash-flow que permite desenvolver os proxectos con certa capacidade de autofinanciamento.

5.3. Conclusións

a) Unha vez transcorridos dez anos dende a constitución de Unión Fenosa, o resultado da fusión pode considerarse un éxito relativo, en primeiro lugar dada a supervivencia da empresa no sector, evitando dúas situacións: unha absorción por parte doutra compañía de maior tamaño (nomeadamente Endesa, que nesta época iniciaba o seu crecemento de cara á consolidación dun campión nacional) e a posible suspensión de pagos derivada da elevada débeda mantida pola compañía (nunha situación que rematou acontecendo a outra empresa do sector de importante tamaño, como era FECSA).
    a. A fusión permitiu, do mesmo xeito, afrontar as necesidades de financiamento para o agresivo programa de investimentos programados por ambas compañías, centrados na tecnoloxía nuclear e o carbón.
    b. Do mesmo xeito, a fusión permitiu equilibrar o mix eléctrico de ambas compañías, o que favorecía a súa participación no novo marco regulador creado a partir do ano 1982 co cambio de goberno, en particular coa posta en marcha do Marco Legal Estable.
    c. A nova empresa creada conseguiu consolidarse como unha das de maior tamaño do sector, cunha participación no mercado eléctrico español do 13,21% no ano 1992, só por detrás da grande empresa pública Endesa e da recén creada Iberdrola[273].
    d. Polo tanto, Unión Fenosa xoga un papel fundamental como empresa allea ao proceso de concentración do sector posterior ao

[273] Se ben Iberduero e Hidroeléctrica Española xa representaban en solitario tamén unha maior cota de mercado que Unión Fenosa, chegando ao 17,9% do total no ano 1991 para a primeira empresa (Garrués Irurzun, 2006a) e o 18% para a segunda (Garrués Irurzun, 2006b).

ano 1985 e que se vivirá con especial intensidade ao longo dos anos 90.

b) En contrapartida, os esforzos realizados pola compañía para afrontar esta situación derivaron nun menor peso no sector eléctrico estatal. Dunha banda, pola perda de parte da súa capacidade instalada, con especial incidencia na menor participación nuclear unha vez realizados moitos esforzos financeiros para conseguir a posta en funcionamento de novas centrais con esta tecnoloxía. Por outra banda, pola perda de mercados xeográficos periféricos ao núcleo da empresa, como a produción de Asturias e Cantabria, ou mesmo centrais, como parte da distribución no sur de Madrid.
    a. Así, a nova Unión Fenosa mantería unha forte posición en dous mercados: o eixo Galiza-León-Zamora e o mercado centro, pivotando sobre o Sur de Madrid e varias provincias de ambas Castelas, pero cunha menor participación noutras rexións.
c) Neste período remata o ciclo de investimentos de Unión Fenosa coa posta en funcionamento da Central Nuclear de Trillo no ano 1988, iniciándose unha fase de estancamento da potencia instalada só modificada mediante os intercambios de activos.
d) A situación da débeda mellora en relación ao ano 1985 pero mantense en niveis perigosos para a viabilidade da compañía, polo que se desenvolven diversas actuacións tanto públicas como dende a compañía de cara a controlar estes gastos, que teñen como punto de inflexión o segundo intercambio de activos, no marco dun programa de renegociacións da débeda e cancelamentos anticipados da débeda en divisa. Polo tanto, posibilítase unha redución da débeda global, esencialmente mediante a redución da débeda exterior.
e) En consonancia co anterior, os gastos financeiros deixan de verse incrementados ao ritmo de inicios da década de 1980, se ben a súa situación continúa sendo preocupante ao non reducirse de xeito notable, o que supón un lastre á conta de resultados da compañía até o ano 1994.
f) Prodúcese un descenso progresivo do cadro de persoal ao mesmo tempo que existe unha importante contención dos gastos de persoal, polo que os custos relativos á forza de traballo terán un peso cada vez menor na conta de resultados.
g) O cash-flow da compañía aumenta de xeito considerable e constante, polo que se comezará a producir unha situación de free cash-flow que ao longo dos anos 90 impulsará unha serie de transformacións na estratexia da compañía ante a ausencia de investimentos na actividade tradicional da empresa.
h) Como consecuencia do anterior, acentúase o proceso de diversificación de actividades, e por primeira vez comezan a realizarse investimentos máis alá de actividades relativas ao sector enerxético. Se no período anterior

comeza a abandonarse a exclusiva actuación no *core* da compañía, durante estes anos inícianse as primeiras experiencias fóra do sector, en particular nas telecomunicacións.

   a. En paralelo, desenvólvense os primeiros procesos experimentais de cara ao desenvolvemento renovable, área de negocio fundamental de cara ao futuro.

i) Ao mesmo tempo, iníciase un proceso de internacionalización en actividades relativas ao sector pero sen participación na produción ou distribución eléctrica, basicamente ligadas a actividades de xestión, consultoría e sistemas.

j) O obxectivo da nova regulación é facer pervivir o sector eléctrico privado. A actuación pública pasa dunha serie de reformas reguladoras con actuacións en múltiples eidos: en materia reguladora (fin da autorregulación empresarial), tarifaria (Marco Legal Estable), produtiva (novo Plan Enerxético Nacional), tecnolóxica (paralización nuclear), financeira (intercambios de activos) ou contable (modificacións reguladoras).

   a. O primeiro intercambio de activos realízase para garantir o saneamento do sector mais o segundo intercambio ten como fin fomentar a competitividade empresarial, polo que a situación sectorial claramente mellora do punto de partida até o final do período.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

6. Da empresa eléctrica tradicional á grande empresa transnacional multiservizos. 1993 – 2000

Unión Fenosa recoñece o ano 1994 como un punto de inflexión para a compañía sobre a idea de que o intercambio de activos de 1993 supón unha mellora financeira que permite abrir un novo camiño:

> "*por un reforzamiento de la capacidad de generación de fondos que, además de financiar las inversiones previstas, permitirá reducir el endeudamiento*" (Unión Fenosa, 1993).

Este ano será particularmente relevante por producirse unha importante remuda no Consello de Administración da compañía, coa saída de Julián Trincado en favor de Amusátegui de la Cierva, presidente do Banco Hispano-Americano, que se convirte no principal accionista da compañía. É relevante entender que as modificacións no sector bancario teñen consecuencias tamén no sector eléctrico, dadas as estreitas relacións entre ambos sectores.

Neste caso, a fusión dos bancos Central e Hispano a inicios da década de 1990 converteron a esta nova entidade no principal accionista da compañía, cunha participación no capital superior ao 7%, superando a ENDESA e o Banco Pastor, maiores accionistas por riba do Central e o Hispano (por separado) até o momento da súa fusión.

O contexto para a empresa a partir do ano 1994 varía enormemente en relación ao vivido na súa primeira década de existencia. O incremento da demanda eléctrica é escaso, a sobrecapacidade existente no sistema (recoñecido polo PEN) indica a falta de necesidade de novos investimentos, o progresivo incremento de ingresos fronte á contención do gasto, particularmente financeiro, e a crecente existencia dun elevado cash-flow que permite o autofinanciamento por parte da compañía son elementos moi favorables de cara á década posterior. Así, o beneficio bruto multiplicouse por 4,3 tan só no período 1993 – 2000, mentres o cash-flow aumentou nun 50%.

No mercado tradicional a tendencia a partir de 1996 será moi favorable á compañía ao unirse unha serie de elementos que favorecerán o incremento dos beneficios:

a) Continuo repunte da demanda eléctrica, que permite ampliar o tamaño do mercado. Se o primeiro trienio da década de 1990 tivo un crecemento medio inferior ao 2%, no ano 1998 o incremento da demanda eléctrica foi do 6,5%.
b) Importantes reducións de custos, especialmente financeiros.

c) Ao mesmo tempo, un sector bancario cada vez máis forte e uns baixos tipos de xuro descoñecidos na historia económica española favorecen a capacidade de obtención de financiamento alleo, impulsando, ao mesmo tempo, á baixa a evolución dos custos financeiros.
d) Un progresivo descenso da tarifa eléctrica (situación que non é novidosa na década de 1990), pero que é compensada pola contención de gastos e o incremento da demanda.

Polo tanto, Unión Fenosa terá unha crecente presión de cara a realizar investimentos mentres a súa participación no seu sector tradicional, moi maduro, non os pide. Ante esta situación orientará a nova estratexia empresarial nas tres direccións xa anunciadas a comezos dos anos 90: a diversificación empresarial, a internacionalización das súas actividades e o desenvolvemento de proxectos renovables, como recoñece o propio presidente, José María Amusátegui, como estratexia de éxito:

> "*La consolidación del proyecto empresarial de Unión Fenosa se pone de manifiesto, de manera especial, en la actividad de nuestra Sociedad como un amplio Grupo de Empresas que alcanza crecientes cotas de diversificación y proyección internacional*." (Memoria Unión Fenosa, 1994).

Do mesmo xeito, as mudanzas reguladoras iniciadas coa LOSEN e finalmente materializadas na LOSE a partir do ano 1996 modifican o paradigma organizativo do sector, cun proceso de liberalización que determinará a creación dun mercado de cara á fixación de tarifas, no que significa a maior transformación no sector eléctrico dende a transición.

A aprobación da Directiva 96/92/CE abriu unha nova folla de ruta no marco regulador eléctrico europeo abandonando a idea de monopolio baixo control público, que o Estado Español seguiu mesmo con maior intensidade da proposta na nova regulación europea, converténdose nun dos primeiros Estados europeos en poñer en marcha un mercado eléctrico.

Ao mesmo tempo, a regulación impedirá que a mesma empresa participe a un tempo das actividades liberalizadas (xeración e comercialización) e as non liberalizadas (distribución e transporte), polo que a partir do ano 1998 o Grupo Unión Fenosa creará dúas novas empresas ás que transferirá os seus activos de xeración (Unión Fenosa Generación S.A.) e de distribución (Unión Fenosa Distribución S.A.), aproveitando ao mesmo tempo para unha reestruturación do grupo en base a seis grandes Divisións: Xeración, Distribución, Servizos Profesionais (creando unha nova compañía, Soluziona S.A.), Investimentos Internacionais, Telecomunicacións e Industria, Minería e Inmobiliaria. Este organigrama interno amosa claramente as prioridades da compañía e as súas

novas áreas de negocio.

De tódolos xeitos, tampouco se perde a perspectiva da importancia do core empresarial, sendo curioso, ademais, que xa a comezos de década se recoñezan as centrais de ciclo combinado como unha posible tecnoloxía para o futuro (Maestre Miranda, 1992), especialmente por manter uns custos unitarios por potencia instalada inferiores aos doutras tecnoloxías, mentres dende os reguladores tan só uns anos antes esta opción nin se presentaba como válida (Huidobro, 1988).

No ano 1997 a empresa xa constituíra unha filial adicada ao gas natural mentres realizaba estudos de cara á construción de centrais de ciclo combinado, e no ano 1998 un dos elementos fundamentais para a selección de National Power como socio estratéxico pasaba polo seu coñecemento da tecnoloxía ligada aos ciclos combinados e a súa experiencia deste tipo de plantas, aspirando no ano 1998 á construción de cinco CTCC cunha potencia total de 2.000 MW na década dos 2000 (Memoria Unión Fenosa 1998), que tan só dous anos despois serán sete grupos cun total de 2.800 MW instalados.

As centrais térmicas de ciclo combinado supuxeron unha nova posibilidade na produción de electricidade mediante combustibles fósiles, empregando dúas turbinas, na que se aproveita a combustión do gas e tamén o vapor a altas temperaturas xerado. A primeira central deste tipo foi posta en funcionamento no Xapón no ano 1984 (Ishikawa, Terauchi, Komori & Yasuraoka, 2008), iniciándose rapidamente un desenvolvemento destas centrais en todo o mundo, e potenciando o gas como materia prima para a produción eléctrica. Do mesmo xeito, unha menor emisión de CO_2 á atmosfera supoñía unha nova vantaxe comparativa contra o resto de centrais térmicas convencionais (Sánchez, Garduño & Chávez, 2001).

Ademais, esta estratexia entraba en consonancia co desenvolvemento do mercado do gas levado a cabo no conxunto do Estado, que vive un fito de relevancia ao abrirse no ano 1996 o gasoducto do Magreb, e que segundo a propia Unión Fenosa "*permitirá la gasificación a gran escala de la península*" (Unión Fenosa, 1997), facilitando a entrada de gas para as centrais de ciclo combinado.

Sen dúbida, a compañía entendera os custos de desenvolver un parque eléctrico excesivamente intensivo en capital e con longos períodos de posta en funcionamento. Aínda así, o exceso de potencia instalada no mercado español convida a realizar programas conservadores en termos de novas centrais, polo que esta época caracterízase pola falta de investimentos en activos eléctricos para a produción, situación que só mudará a partir da entrada da nova década

dos anos 2000, se ben a compañía xa se irá preparando para esta situación dende mediados dos anos 90.

O período 1993 – 2000 é tamén o período de mudanzas na estrutura empresarial de cara á consolidación de dúas grandes patas do sector. En primeiro lugar, pola fusión de Hidrola e Iberduero, creando un grande grupo empresarial e, pola outra, dado o crecente tamaño de Endesa, que nestes anos é capaz de absorber o conxunto do mercado catalán[274] e andaluz (coa absorción de Sevillana de Electricidad), ao mesmo tempo que amplía o seu mercado na cornisa cantábrica coa compra de Viesgo.

Unión Fenosa vive este proceso de reestruturación empresarial sen grandes mudanzas, tendo en conta o *terremoto* no sector na segunda metade dos anos 90. Así, ENDESA finaliza os procesos de absorción de FECSA e Sevillana, polo que se converterá na empresa eléctrica de dúas rexións de enorme importancia por consumo eléctrico, Cataluña e Andalucía.

Do mesmo xeito estas absorcións aumentan a súa cota de mercado de xeito substancial até converter á empresa pública na maior empresa española, xerando un campión nacional en condicións de competir ca grande empresa privada do sector, Iberdrola. Como contrapartida a estas absorcións, ENDESA deberá desprenderse de diversos activos, como Viesgo e Saltos del Nansa (que no seu momento fora propiedade de Unión Fenosa até o segundo intercambio de activos) e, tamén, da participación que ENDESA mantiña en Unión Fenosa.

Por último, ENDESA será privatizada no ano 1999, polo que a estratexia de creación dun campión nacional no sector eléctrico español remata sendo a creación dun campión nacional en mans privadas, e finalmente baixo propiedade pública estranxeira (ao ser mercada por ENEL, empresa pública italiana)

Como consecuencia da saída de ENDESA do accionariado de Unión Fenosa no 1998, a nova estrutura do capital muda e o resto de accionistas de relevancia absorben as accións vendidas por ENDESA. Como consecuencia, no ano 1998 o Banco Central Hispano acada o 10% da propiedade, mentres Caixa Galicia acada unha participación do 5%, igualando as cifras que mantén o Banco Pastor. Neste período a casa bancaria coruñesa continúa perdendo importancia entre o accionariado, contando no ano 2000 só co 4,2% das accións, mentres o Central

[274] Ao integrar ENHER, previamente empresa pública independente, como filial da compañía, a compra de FECSA (que no período 1987 – 1989 vivira unha situación crítica, suspensión de cotización incluída) e finalmente a absorción de Hidruña, filial de Iberdrola para a área catalana.

Hispano e Caixa Galicia se consolidan como accionistas de referencia (cun 11,8% e un 6,6% respectivamente).

6.1. Potencia e produción no mercado estatal

Como era de agardar ante o contexto presentado, as mudanzas en termos de potencia e produción, unha vez realizado o intercambio de activos do ano 1993, son escasas. A potencia instalada non recuperará valores do ano 1992 até o ano 2000, mesmo existindo un trienio (1994 – 1996) onde non se producen incrementos de potencia.

Esta situación dáse nun contexto de sobrecapacidade do sistema e sobre uns incrementos moderados da demanda eléctrica, nunha tendencia que comezará a mudar a partir do ano 1995. Así, se no primeiro lustro da década os incrementos anuais apenas chegaban ao 2%, o incremento acumulado da demanda eléctrica no período 1996 – 2001 é do 32%, cun valor medio superior ao 5% anual. Polo tanto, ante un incremento da demanda as vendas tamén aumentarán, creándose un favorable contexto para incrementar os ingresos da compañía.

Mentres tanto, a produción mantén unha maior volatilidade, pero até o ano 1998 tampouco consigue superar o récord de produción conseguido no ano 1992. No ano 2000 a produción aumentara en relación a 1993 nun 18,4%, mentres a potencia só o fixo nun 1,78%, unha cifra ínfima, o que amosa unha mellor utilización dos factores por parte de Unión Fenosa ao longo do tempo, que limitou o impacto do segundo intercambio de activos realizado a comezo do período.

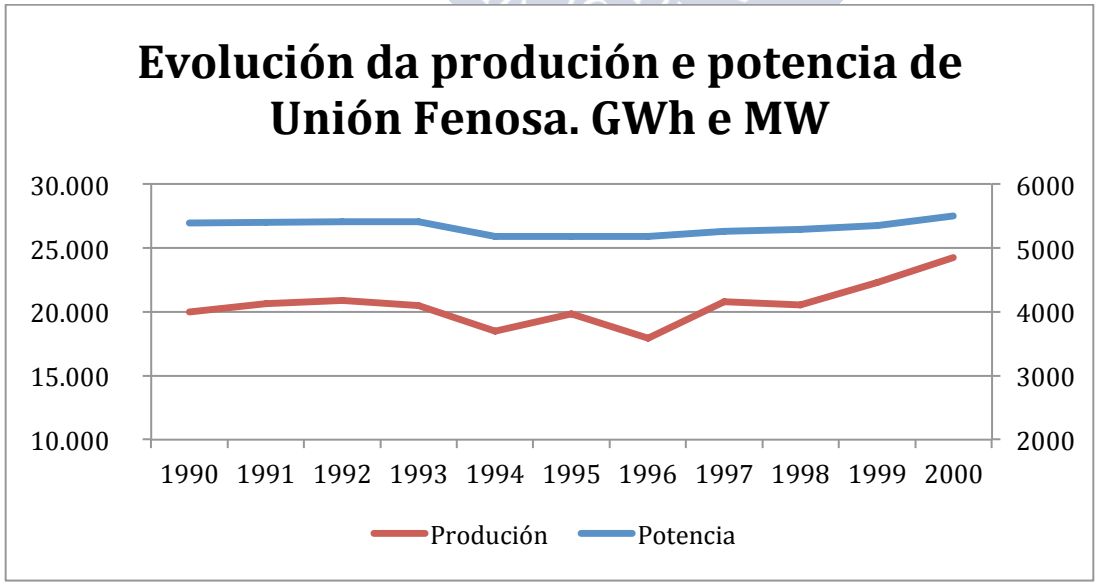


Figure 42: Evolución da produción (GWh) e a potencia (MW) de Unión Fenosa. 1990 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1990 – 2001).

En relación á produción por tecnoloxía, como era de agardar, as transformacións son escasas. O carbón mantense claramente como primeira tecnoloxía no mix de xeración de Unión Fenosa, cunha produción media por riba do 50% anual da compañía.

A enerxía nuclear representa entre un 25 e un 30% da produción anual, mentres a hidráulica mantén a súa tradicional volatilidade representando cifras que se achegan ao 20%. Por último, o fuel-oil continúa empregándose de xeito escaso, nunca superando un 5% da produción total e con anos nos que non chega a representar nin o 1% da electricidade producida.

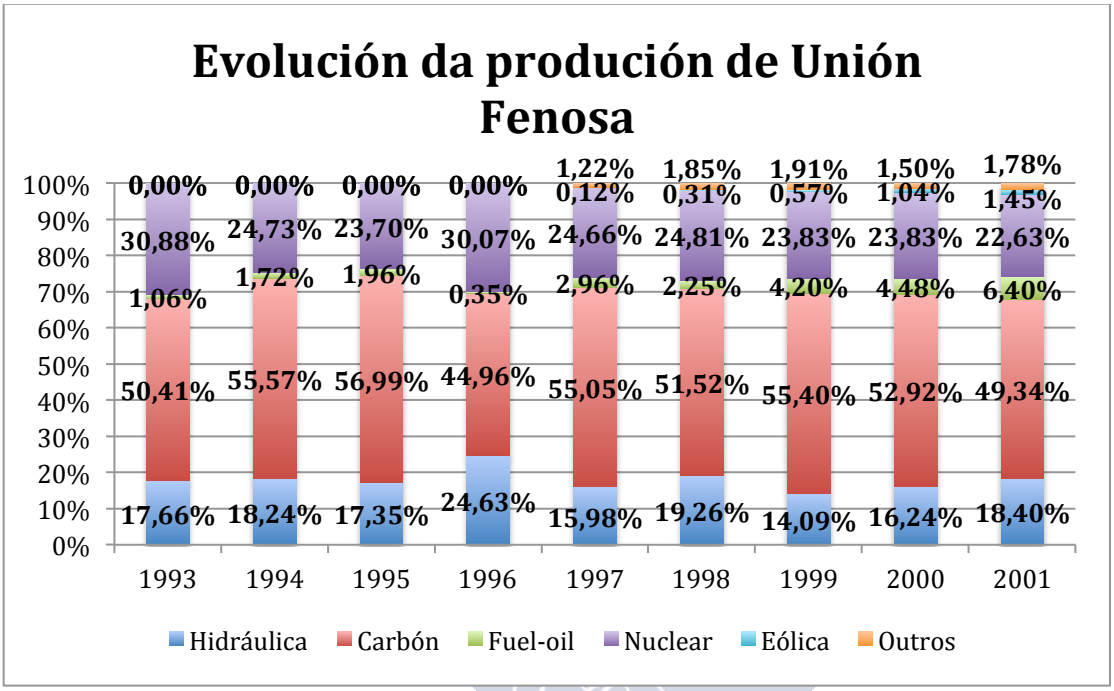


Figure 43: Evolución da produción de Unión Fenosa. 1993 - 2001

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1993 – 2001).
*Outros: Coxeración, RSU, Biomasa e Minihidráulica.

Do mesmo xeito, é importante subliñar que no final do período diversas tecnoloxías comezan a aparecer no mix de xeración de Unión Fenosa, se ben cun papel aínda moi secundario: a suma da produción eólica, coxeración, RSU, biomasa e minihidráulica acada o 2,5% do total da compañía no ano 2000. Se ben nesta altura os cambios son escasos, supoñen o inicio dunha tendencia interesante en termos de modificación do patrón de investimentos por tecnoloxía.

En relación ao Estado, Unión Fenosa mantén relativamente constante a súa participación na produción total entre os anos 1993 e 2000. Se no ano 1984 chegara a representar máis do 16% da produción total, a tendencia é claramente

decrecente nos dez anos posteriores, como é obvio dada a participación nos intercambios de activos e o descenso en investimentos para nova potencia.

Así, no ano 1994 a súa produción xa só representaba o 11% do total, mantendo durante todo o lustro posterior unha posición de entre o 10 e o 12%, segundo o ano. Con estas cifras Unión Fenosa mantén a súa posición de terceira produtora eléctrica no mercado español, se ben continúa a unha importante distancia das dúas empresas líderes, ENDESA e Iberdrola.

Por tecnoloxía, o mix de Unión Fenosa mantén unha evolución relativamente similar á do conxunto do sector, se ben con algunhas diferenzas: Unión Fenosa é unha empresa máis intensiva en carbón que o conxunto do sector, elemento que se compensa por un menor peso nuclear na empresa. Por último, a utilización de fuel-oil é lixeiramente inferior á global, nunha clara estratexia de evitar incrementar custos en tecnoloxías menos eficientes.

É importante destacar tamén a evolución da demanda de electricidade. Se ben a primeira metade da década se caracterizaba por baixos incrementos de demanda, a tendencia muda a partir do ano 1996, con incrementos sostidos na demanda eléctrica de entre o 5,5% e o 7%[275]. Polo tanto, se a comezos de década a situación de sobrecapacidade era aceptada polo conxunto de actores do sector, a finais da mesma a situación é diferente ante novas posibilidades de negocio no mercado tradicional.

Estas novas oportunidades supoñen unha ruptura co paradigma tecnolóxico asentado no sector eléctrico español dos anteriores trinta anos, a través da aposta polas centrais térmicas de ciclo combinado (CTCC) e as enerxías renovables, tendo en conta que o obxectivo de Unión Fenosa pasa por "*incrementar la cuota de mercado"* (Memoria Unión Fenosa, 2000), non simplemente ampliar a capacidade instalada.

Se ben a compañía pon en valor os avances renovables, de cara a incrementar a produción de forma substancial a aposta fundamental pasa polas CCTC, polo que a estratexia empresarial pasa pola construción de sete centrais no horizonte 2003 – 2005, que sumarán unha potencia total de 2.800 MW. Unha vez máis, e reproducindo a situación dos anos 80, a tecnoloxía será subministrada por Siemens e General Electric.

O plan de investimentos nestas centrais supón aumentar a potencia instalada nun 50% en tan só cinco anos só mediante esta tecnoloxía, no que supón un

[275] Cando o PEN-92 calculaba un crecemento medio anual na década do 3,5% da demanda eléctrica (Maestre Miranda, 1992).

programa de investimentos equiparable ao realizado nos anos 70 e inicios dos 80, pero realizado por unha compañía xa non estatal e centrada na produción e distribución de electricidade, senón por un gran grupo transnacional con actividade en máis de 20 países e unha importante estratexia de diversificación con fortes investimentos en curso noutras actividades.

Así, xa no ano 1999 comezan a subscribirse os primeiros acordos para o desenvolvemento destas centrais, concretamente de dous grupos en San Roque (Cádiz) en colaboración con CEPSA e doutros dous en Aceca (Toledo), conxuntamente con Iberdrola.

6.2. A crecente importancia dos novos negocios

Este período supón unha mudanza radical na situación económica da empresa, cuns incrementos na actividade nunca vistos previamente. Se ben o inicio do período amosa unha evolución moderada, dado o inicio das novas estratexias empresariais e un esgotamento das posibilidades de crecemento nas actividades tradicionais, a segunda metade da década de 1990 dispara a cifra de negocios de Unión Fenosa.

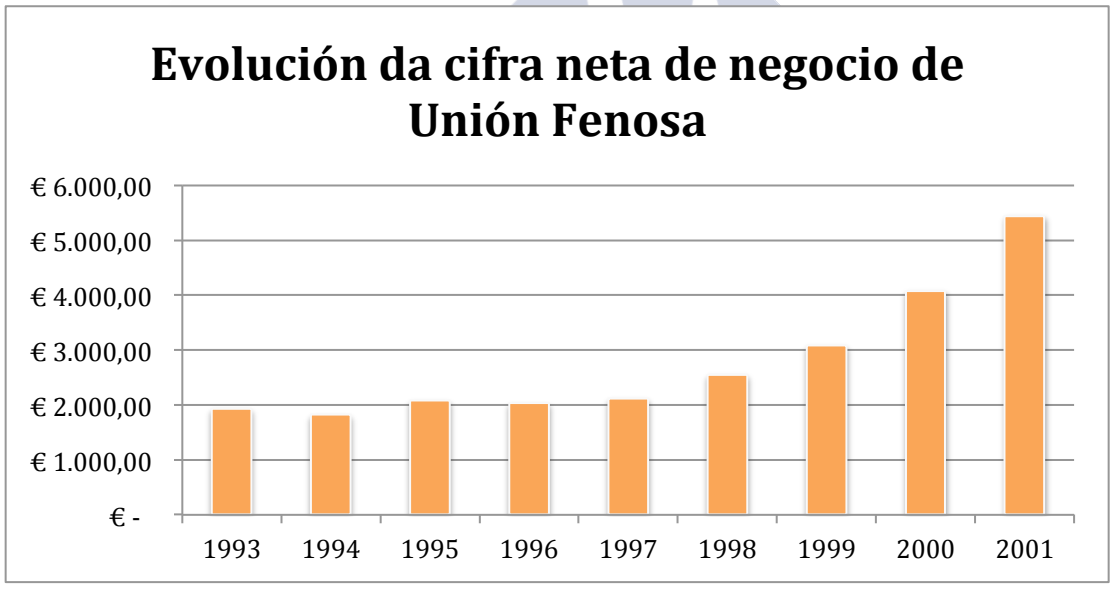


Figure 44: Evolución da cifra neta de negocio de Unión Fenosa. 1993 - 2001

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1993 – 2002).

Se o crecemento da cifra de negocio entre os anos 1993 e 1996 é inferior ao 5,5%, a evolución entre os anos 1997 e 2001 será dun incremento do 156,8%, claramente revolucionando a situación previa da compañía. Como era de agardar, este crecemento vén dado por unha crecente importancia das novas actividades realizadas pola compañía, relegando ás dúas grandes actividades tradicionais (produción e distribución de electricidade) até un 62% da cifra de

negocio da compañía, cando só uns anos antes representaban a práctica totalidade da actividades.

Do mesmo xeito, tamén son de relevancia os ingresos producidos polas modificacións reguladoras no sector no Estado, polo que Unión Fenosa comeza a ingresar os Custos de Transición á Competencia. Só no ano 1999 os ingresos por CTCs supuxeron 134,01 millóns de €, equivalente ao 4,3% da cifra de negocio da compañía.

6.2.1. A internacionalización da compañía

6.2.1.1. Cuestións previas sobre a teoría da internacionalización

Chandler (1996), imputa á capacidade de obter economías de escala e diversificación como as forzas principais para a posibilidade de ampliar mercados exteriores e conseguir produtos para novos mercados rendibles. A entrada en mercados exteriores realízase para continuar explotando as vantaxes competitivas baseadas nas capacidades organizativas derivadas das súas economías de escala; mentres tanto, o aproveitamento dos recursos materiais e persoais da empresa (tamén relativos á investigación) son os que permiten a diversificación cara novos produtos. Estas dúas situacións son as que, no fundamental, permiten o crecemento da empresa industrial moderna.

Polo tanto, os motivos para o investimento estranxeiro directo son similares aos motivos de crecemento no mercado interno: aumentar cota de mercado, busca de escalas mínimas eficientes na produción para adaptarse á demanda, reducións de custos de transporte e mellora na dispoñibilidade de recursos, tanto materiais primas como forza de traballo.

Sen embargo, a existencia de aranceis ou algún tipo de política de protección do mercado interno no país de destino é un aliciente á internacionalización, xa que a produción en destino permite evitar este tipo de custos para a introdución de novos mercados. Do mesmo xeito, este proceso pode servir como mecanismo para anticiparse ás empresas competidoras en novos mercados ou tamén como estratexia puramente defensiva: a necesidade de asegurar aprovisionamentos[276].

Sen ben esta segunda consideración é de relevancia para o mercado eléctrico, hai que ter en conta que ao estar falando da venda dun fluxo, a existencia de

[276] Este tipo de estratexias son típicas de mercados enerxéticos (Chandler, 1996). Exemplos claros son a expansión no control de pozos petrolíferos. No caso eléctrico pode citarse a expansión de Unión Fenosa cara o Norte de África e Oriente Medio para garantir a subministración de gas empregado nas novas centrais de ciclo combinado na península.

exportación de electricidade a longas distancias é simplemente inviable por cuestións técnicas.

En canto ao marco teórico para a análise da internacionalización, a teoría clásica en relación ao comercio internacional ten pouco percorrido analizando o sector eléctrico por tratarse dun ben dificilmente almacenable e que precisa dunha rede específica para o seu transporte, o que dificulta a especialización internacional.

Polo tanto, é preciso atopar outro tipo de explicación ás necesidades de internacionalización empresarial máis alá das vantaxes absolutas teorizadas por Adam Smith e as vantaxes comparativas teorizadas por David Ricardo, e posteriormente refinadas por diversos autores da escola clásica (Cardozo, Chavarro & Ariel, 2013).

Seguindo o paradigma ecléctico desenvolto por Dunning (2000), tamén coñecido como OLI, podemos atopar diversas motivos para a internacionalización, baseados en tres elementos:

a) Ownership: baseado nas vantaxes competitivas das empresas internacionais sobre as empresas locais ou radicadas no territorio. Cunhas maiores vantaxes comparativas maior interese no investimento exterior maior será o investimento estranxeiro directo realizado.
b) Localization: aqueles territorios que amosen unha maior dotación de recursos, unido ás vantaxes competitivas da empresa, favorecerá que unha empresa se localice nun territorio e non noutro.
c) Internalization: Baseada en que en función dos maiores beneficios netos a lograr se tomarán decisións para incrementar o investimento estranxeiro directo ou simplemente se realizará compra-venda nos mercados internacionais.

Dadas as especiais características do sector eléctrico (elevados custos fixos, produción dun ben non almacenable nin transportable sen unha rede específica, practicamente nula diferenciación de produto, etc.), o proceso de internacionalización non pode manter as mesmas pautas que as habituais: as estratexias de internacionalización xeralmente pasan por uns primeiros pasos de exportación directa ou indirecta antes de iniciar a produción local, aumentando progresivamente o control (Alonso, 1992) e ao mesmo tempo limitando os riscos (Dunning, 1998) até que a empresa acada maiores niveis de coñecemento e experiencia nos novos mercados.

Con estas características será moi difícil reproducir este esquema, polo que as empresas eléctricas substituirán estes primeiros pasos pola incorporación a novos mercados mediante actividades ligadas ao sector pero non de transporte e

xeración de electricidade, senón de servizos profesionais, como mecanismo para establecerse en novas rexións antes de comprometer elevadas cantidades de recursos en investimentos que comportan un maior risco. Do mesmo xeito, as vantaxes de internalización subliñadas por Dunning no sector eléctrico son obvias: unha empresa só pode participar dun mercado exterior se realiza IED nese país, dada a escasa capacidade de interconexión entre mercados eléctricos[277].

Esta estratexia encádrase de xeito coherente cas estratexias de internacionalización, que entenden un proceso acumulativo que acada progresivamente maior nivel de complexidade (Welch & Luostarinen, 1988), como desenvolve no modelo escandinavo de Uppsala (Johanson & Wiedersheim-Paul, 1975).

Neste sentido, o proceso acumulativo avanza en diversas fases, dende as máis simples de exportación directa ou indirecta até a creación de filiais (de propiedade parcial ou total), a absorción de empresas locais ou a sinatura de alianzas estratéxicas no exterior (Fernández, 1994). Dadas as peculiaridades do sector, as primeiras fases son substituídas por outro mecanismo de entrada con escaso risco, a oferta de servizos asociados ao sector, xeralmente de consultoría.

Dáse, polo tanto, un proceso acumulativo, que progresivamente acada novos chanzos, sobre a base dunha *traxectoria da internacionalización* (Alonso, 1993), polo que a toma de decisións vai descartando outras liñas de actuación. O caso de Unión Fenosa é paradigmático neste sentido, porque precisamente nos países onde se orienta de xeito prioritario a actividade de Unión Fenosa Acción Exterior (ACEX) durante os anos 90 será onde rematen por realizarse investimentos de maior tamaño orientados ao negocio da xeración e distribución de electricidade ou á diversificación noutras industrias de rede. Así, as áreas destacadas pola compañía na Revista de Unión Fenosa (nº62) de 1995 en canto a actividade de consultoría no exterior serán precisamente aquelas onde se realizarán investimentos en xeración e distribución no seguinte lustro.

As motivacións de cara ao investimento no sector eléctrico en América Latina son diversas, e poden dividirse en dous ámbitos, os condicionantes da rexión e as vantaxes comparativas das propias empresas eléctricas para apostar por esta rexión. En canto ás primeiras, podemos sinalar o incremento da demanda

[277] Se ben esta reflexión pode ser matizada para rexións económicas moi integradas económicamente, desenvolvidas e con elevado grao de interconexión (como certos países de Europa Occidental), supón un elemento clave no caso da internacionalización cara mercados periféricos como o latinoamericano, africano ou do Sudeste Asiático

eléctrica, os importantes proceso de liberalización e privatización[278] que se están levando a cabo no marco do Consenso de Washington[279], a facilitación da entrada da IED na rexión[280] (Ocampo, 1998) e as dificultades financeiras das empresas rexionais de cara á obtención de capitais para realizar novos investimentos (tanto mediante as institucións financeiras nacionais como mediante organismos multilaterais) e que limitan a competencia local (Sánchez & Altomonte, 1997), un elemento que claramente pode identificarse como unha vantaxe de propiedade (Dunning, 1988) pola capacidade das empresas españolas de obter capital en condicións vantaxosas en relación ás súas competidoras locais (Giráldez, 2002; García & Sánchez, 2003).

Por outra banda, as empresas eléctricas españolas contan con varios elementos ao seu favor de cara á súa entrada na rexión. En primeiro lugar, unha vantaxe cultural obvia en relación ás empresas europeas ou estadounidenses. Por outra banda, as empresas eléctricas xa mantiñan actividade propia na rexión en materia de servizos profesionais, o que lles garantía certo coñecemento do sector.

Por último, existe outro elemento de relevancia: o sistema bancario español iniciara o seu proceso de internacionalización de xeito previo ao sector eléctrico, orientando unha parte importante do seu crecemento cara América Latina xa a finais dos anos 80[281]. A proximidade do sector bancario e eléctrico español (lembremos, moitas entidades bancarias mantiñan representantes nos consellos de administración das empresas eléctricas) facilitaba a incorporación das empresas eléctricas á rexión, garantindo aliados locais (Dios, 2015).

Se ben este contexto é verdadeiramente favorable para as transnacionais da electricidade, é preciso facer unha reflexión sobre o impacto deste proceso nas economías locais. Os procesos de liberalización e privatización tiveron dúas

[278] E que non son únicos de América Latina. As economías en transición do Leste de Europa viven un proceso similar trala caída do Muro de Berlín (Fernández de Lis, 1992), dando lugar a importantes privatizacións das que o sector eléctrico europeo tamén participará.

[279] Neste contexto tamén é relevante sinalar que as políticas de privatización e liberalización son realizadas ante urxencias por tensións na débeda pública, polo que a necesidade de realizar vendas rápidas de activos facilitaba que as empresas eléctricas puideran realizar ofertas subvaluadas (Ariño, 2007).

[280] Un elemento relevante na reforma reguladora pasaba polo consenso gubernamental rexional sobre os beneficios do investimento estranxeiro no seu territorio (Thwaites Rey, 2003).

[281] No período 1987 – 1991 a IED destinada a institucións financeiras, seguros, servizos prestados a empresas e alugueiros supuxo sempre máis do 50% do total da IED española por sectores, mentres o segmento enerxía e auga roldaba o 5 – 6% (Cristino, 1992), tendo en conta que no período 1979 – 1992 o sector financiero representou o 55% da IED total española (Serrano, 2013).

motivacións fundamentais: unha ideolóxica, no marco dun proceso de liberalización económica xeral asentado na necesidade de desenvolver políticas neoliberais na rexión outorgando un papel subsidiario ao Estado (Rudnick & Montero, 2002) e outra macroeconómica (na busca de aliviar os desequilibrios en materia de débeda e de balanza de pagos), que pouco teñen que ver co bo funcionamento do sector, polo que as transformacións globais do sector serán realizadas a moita velocidade e na busca de obxectivos que se alonxan do tradicional de garantir a subministración eléctrica ao menor prezo e coa maior seguridade posible, provocando disfuncións a medio prazo no sector (Rozas, 2009).

En moitas ocasións, o proceso de transformación no sector tiña unha pura motivación recadatoria e non unha mellora reguladora (Ariño, 2007). Exemplos desta situación poden ser o caso do Brasil (Watts & Aritzia, 2002) ou Arxentina (Thwaites Rey, 2003).

Como indica a propia Thwaites Rey (2003) para o caso arxentino:

> "*Este cambio* [profundización no plan privatizador] *no se debió a revisiones ideológicas, sino a perentorias urgencias de caja y a la necesidad de satisfacer las requisitorias demandas de los negociadores de la deuda externa: era necesario apuntalar la recaudación fiscal*", xa no ano 1986.

Este tipo de motivacións son recoñecidas polas propias empresas como condicionantes que favorecen o proceso de internacionalización (Rodríguez, 1994). Hai que ter en conta, ademais, que os procesos de internacionalización non sempre (ou exclusivamente) teñen efectos positivos sobre o territorio e a poboación local. Os efectos sobre o medio e a desestruturación das comunidades existentes poden ter efectos moi negativos, con particular incidencia sobre as mulleres (García-Torres, 2018).

Para facernos unha idea da velocidade e importancia do proceso, se no ano 1992 só o 0,2% da electricidade en América Latina era producida por empresas privadas, no ano 2000 esta cifra xa chegaba ao 35% (Sánchez, 2002). Mentres o proceso de liberalización en España viviu un proceso de transformación que durou oito anos, en moitos países latinoamericanos todo o proceso de liberalización e privatización durou dous, incumpríndose as fases que a literatura especializada recomenda ante este tipo de procesos (Newbery, 2004).

Ademais, os procesos de liberalización teñen que atender á realidade concreta de cada mercado, sendo América Latina unha rexión particular por dous motivos: un baixo grao de interconexión entre mercados e a existencia de mercados nacionais de pequeno tamaño onde o tamaño mínimo eficiente das centrais pode

levar a problemas na creación de competencia. Como recoñece Paz (2004):

> *"[o proceso de liberalización] ha llevado a las principales empresas transnacionales que han invertido en el país a poner en práctica distintas estrategias orientadas al ejercicio del poder de mercado".*

Do mesmo xeito, hai que ter en conta tamén que a importante diversificación das compañías eléctricas permítelles realizar actividades auxiliares nos mercados nos que se van introducindo, o que supón uns maiores beneficios para as transnacionais pero pode expulsar a empresas locais dos seus tradicionais mercados, como a enxeñería civil ou determinados servizos asociados.

Como xa temos indicado, a competencia pode producirse de diversos xeitos. Se ben a competencia máis saudable para o mercado eléctrico é a competencia de produto, en América Latina estase producindo unha situación de competencia polos activos, polo que en boa medida o investimento eléctrico no exterior terá unha importante compoñente de transferencia de propiedade pero non de creación de novas centrais para a produción eléctrica (Jabasb, 2006), nunha situación inversa á que acontece noutra das áreas fundamentais de investimentos neste período, o sudeste asiático[282]:

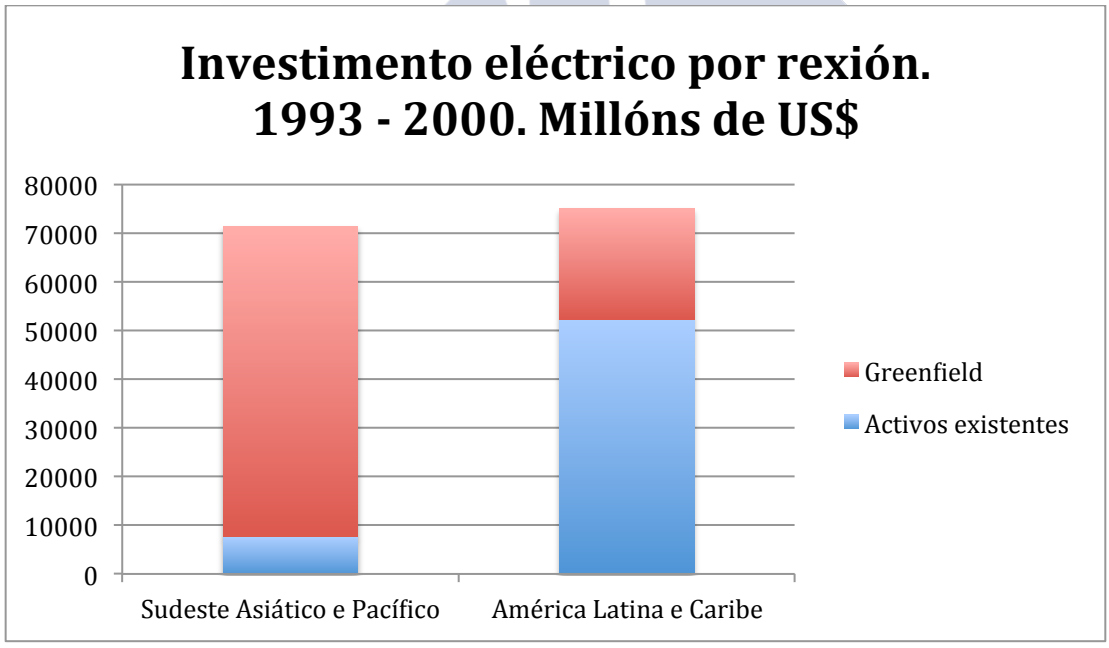


Figure 45: Investimento eléctrico por rexión. 1993 - 2000. Millóns de US$

Fonte: Elaboración propia a partir do World Bank PPI Project Database.

[282] Sen embargo, as economías en transición viven un proceso máis similar a América Latina que ao Sudeste Asiático, polo que esta situación non é exclusiva da rexión (Rozas, 2008).

6.2.1.2. A internacionalización de Unión Fenosa

A década de 1990 supón un punto de inflexión no desenvolvemento da internacionalización das empresas españolas, producíndose importantes incrementos de investimentos, particularmente mediante investimentos estranxeiros directos, cunha velocidade de crecemento moi importante: só no ano 1991 os investimentos no exterior medraron un 166%. Ao mesmo tempo, desenvólvense políticas públicas de cara a favorecer a internacionalización das empresas, con sucesivos Plans de Apoio á Internacionalización das empresas españolas (Alonso, 1992).

De tódolos xeitos, é preciso afirmar que a experiencia da internacionalización das empresas eléctricas en España non nace por primeira vez nos anos 90. O capital estranxeiro participou dos investimentos eléctricos no Estado dende unha época moi temprana, xa a inicios do século XX, e só mediante as políticas illacionistas do franquismo puido suprimirse esta participación.

Do mesmo xeito, xa nos anos 20 existían investimentos das empresas españolas no exterior, como as realizadas polo Grupo Hidroeléctrico, controlado polo Banco de Vizcaya, integrando no seu holding a Electra de Lima, en Portugal (Bartolomé, 2009) ou as concesións controladas por Saltos del Duero neste mesmo país (Díaz Morlán, 1998).

Unha característica deste novo proceso de internacionalización da economía española é a elevada concentración dos investimentos, onde para o mesmo ano 1991 o 78% do investimento é realizado no 4% dos proxectos, polo que esta estratexia é iniciada practicamente en exclusiva por un pequeno grupo de grandes empresas españolas, entre as cales se encadran as eléctricas[283] (Cristino, 1992).

Se ben até mediados dos anos 90 a rexión que recibirá o maior fluxo de investimentos serán os países da OCDE, esta tendencia muda progresivamente, e América Latina será o principal receptor destes investimentos no exterior. Entre os anos 1996 e 1999 o 58,7% da IED española realizouse cara América Latina e o Caribe, case duplicando a IED orientada á Unión Europea[284] (Giráldez, 2002), ao mesmo tempo que a IED Española representou o 52% da IED da Unión Europea

[283] De tódolos xeitos, se ben as empresas eléctricas teñen este carácter pioneiro na estratexia de internacionalización, non son as primeiras empresas enerxéticas españolas en levar a cabo este proceso: o sector petroleiro contará cunha longa tradición internacionalizadora dada a súa actividade. CEPSA contará en épocas tan tempranas como 1980 con filiais para a comercialización en oito países mentres explotará recursos noutros tres (Pérez-Hernández, 2010).

[284] Cando no ano 1991 América Latina só suponía o 14,23% da IED total, recibindo a CEE máis do 60,5% do total.

na rexión (Serrano, 2013). Neste sentido, o sector eléctrico español mantén esa mesma tendencia pero dun xeito aínda máis acusado:

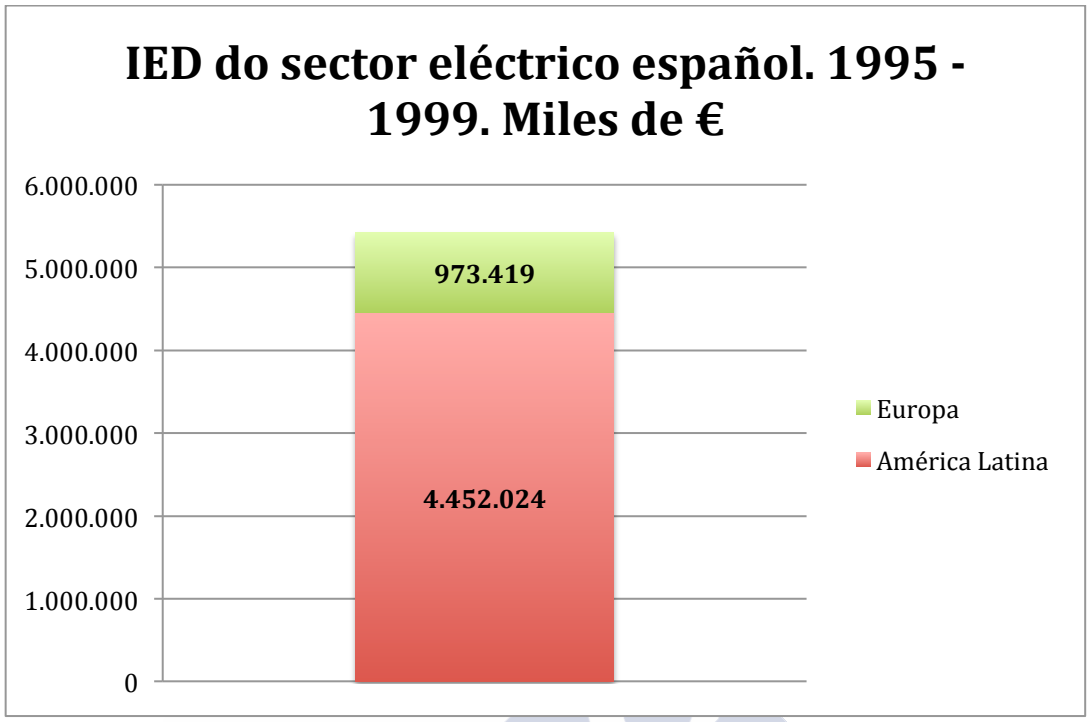


Figure 46: IED do sector eléctrico español. 1995 - 1999. Miles de €

Fonte: DataInvex. Ministerio de Economía e Competitividade.

Este será o gran período da expansión da internacionalización de Unión Fenosa. Se ben o proceso de internacionalización é relativamente máis tardío que o da diversificación, a forza co que se impulsará fará que teña enorme relevancia para o grupo neste período. Así, Unión Fenosa Acción Exterior xa controlará 12 filiais e terá presenza en 22 países, case triplicando o número de empregados que o grupo mantiña no exterior no ano 1992.

O contexto para a internacionalización na rexión será moi favorable para a entrada de IED, dado o novo contexto económico e político xerado, como xa se indicou no Capítulo 1 mediante autores como Sánchez & Altomonte (1997) ou Azpiazu & Basualdo (2004). Para unha explicación en detalle, revisar o apartado 1.2.4.

Así, iníciase unha onda de absorcións en América Latina non só no sector eléctrico derivado do shock regulador ao aplicarse sucesivos plans de axuste e unha nova orientación na política económica da rexión baixo o paraugas do Consenso de Washington.

A evolución da internacionalización da empresa conta cunha serie de características propias:

a) O proceso iníciase dun xeito similar ao das dúas grandes empresas do sector (Endesa e Iberdrola)[285], se ben dun xeito algo máis tardío. Polo tanto, é un comportamento de *follower* ás novas estratexias das empresas líderes do sector.
b) A rexión fundamental do proceso de internacionalización é América Latina. Do mesmo xeito, existen pequenos proxectos en outros países como Moldavia[286], Kenya e Filipinas, o que outorga unha dimensión global á empresa. Como xa foi comentado, esta decisión vén dada por unha maior proximidade cultural, os procesos de liberalización na rexión e a existencia de socios locais asentados en base á tradicional relación bancaria e a experiencia como provedores de servizos enerxéticos na rexión.

   Dada a orientación dos investimentos do sector eléctrico europeo, a competencia nos novos mercados latinoamericanos será escasa, especialmente fronte empresas estadounidenses e cunha excepción europea, EdP, especialmente interesada no mercado brasileiro, nun claro paralelismo á situación do sector español.
c) A participación en América Latina ten unha estratexia diferenciada ás outras dúas grandes empresas españolas. En primeiro lugar, Endesa busca absorber mercados aproveitando economías de aglomeración, polo que o seu interese fundamental pasa por grandes áreas urbanas; en paralelo, buscará incrementar a súa relación con socios locais de cara a absorber importantes mercados latinoamericanos, coa paradigmática absorción da empresa chilena Enersis. En segundo lugar Iberdrola introdúcese en amplos mercados, sen estar necesariamente tan concentrados (como o caso de Brasil), ao mesmo tempo que potencia a súa diversificación empresarial[287].

   Pola súa banda Unión Fenosa non ten a capacidade para realizar estas dúas estratexias a tan gran escala[288], polo que a súa estratexia de internacionalización pasa por integrarse en mercados máis pequenos

[285] A primeira empresa eléctrica española que inicia a súa internacionalización é Endesa, ao igual que outras *utilities* de titularidade pública noutros sectores pioneiras nesta estratexia, polo que se pon en dúbida a necesidade de privatización para a internacionalización (Serrano, 2013).

[286] Sendo Unión Fenosa a única empresa española que aposta por integrarse nun mercado europeo de pequeno tamaño.

[287] Iberdrola pode considerarse o paradigma de transformación cara unha empresa transnacional multiservizos entre as eléctricas españolas polo grao de profundización nesta estratexia.

[288] Para facernos unha idea desta diferenza de escala, os investimentos de Endesa realizados só no ano 1999 (en boa medida pola adquisición da empresa chilena Enersis) supoñen unha contía superior ao conxunto de investimentos realizados por Unión Fenosa en todo o período 1996 – 2000 nos sectores de distribución e xeración no exterior.

onde existe menor competencia e presión internacional[289]. As propias Memorias de Unión Fenosa recoñecen este elemento como fundamental:

> "*Estos resultados han sido posibles porque el conocimiento de los mercados internacionales ha permitido seleccionar inversiones en zonas menos exploradas y, por tanto, con altas tasas de rentabilidad*" (Unión Fenosa, 1998).

Deste xeito, a estratexia de Unión Fenosa pasa, directamente, por unha loita polo control de mercados, en liña coas teorías presentadas por Economides (2006) en canto ao control de mercados nas industrias de rede.

Polo tanto, podemos entender que Endesa se sitúa como a *First mover* nesta nova estratexia de internacionalización, ao iniciar actividades de distribución e xeración xa no ano 1992, mentres Unión Fenosa non o fará até 1996. Así, as empresas followers poderán copiar estratexias, pero este retraso na posta en práctica da nova estratexia permite á empresa líder ter limadas imperfeccións organizacionais, obtendo maiores ganancias que as competidoras e mesmo podendo bloquear ás empresas desafiadoras ao situarse moi abaixo na curva de aprendizaxe do sector (Chandler, 1996).

Este elemento é fundamental para entender a necesidade de Unión Fenosa de orientar a súa actividade internacionalizadora cara outros mercados[290], en particular aqueles de menor tamaño onde existirá menor competencia e sen unha base de empresas estranxeiras de grande tamaño asentadas no territorio.

Os anos 1996 e 1997 supoñen un punto de inflexión no desenvolvemento do Grupo Unión Fenosa no exterior. Se até o momento se estaba realizando un crecemento sostido na cifra de negocio das actividades ligadas aos servizos profesionais, a partir destes anos Unión Fenosa inicia a súa travesía nas actividades de produción e distribución de electricidade, dando un salto cualitativo na súa política exterior, co control da distribución de electricidade en

[289] Como exemplo desta situación, Unión Fenosa renuncia aos mercados de produción/distribución nos países do Cono Sur, polo que os países de mercado máis grande e maior capacidade adquisitiva (Chile, Arxentina e Brasil) non formarán parte da carteira de activos da compañía.

[290] Un comportamento similar podemos atopalo en Endesa en relación a outras empresas europeas de maior tamaño. Se ben Endesa se consolida a comezos de século como unha das cinco maiores empresas europeas de electricidade, a súa internacionalización non se orienta con tanta intensidade cara o mercado europeo como no caso das catro empresas de maior tamaño (E.On, EdF, ENEL e RWE) buscando unha estratexia de internalización similar á delas pero noutros mercados (Ortiz de Urbina Criado & Montoro Sánchez, 2007).

varias rexións da Arxentina (cun total de 330.000 clientes) e a produción de electricidade en Kenia[291].

Como mostra da existencia dunha estratexia acumulativa na evolución da internacionalización, os primeiros acordos para o mercado arxentino fanse mediante un consorcio arxentino-estadounidense onde Unión Fenosa mantiña unha posición minoritaria, tentando minimizar riscos durante o período de aprendizaxe na entrada en novos mercados (Reinoso y Reino, 1998).

É importante sinalar que este primeiro contrato en Kenia de cara á produción de electricidade é a través da construción dunha central de 46 MW que empregará oito motores diésel, polo que, a efectos prácticos, Unión Fenosa está desenvolvendo un proxecto de xeración no exterior sobre unha tecnoloxía que foi descartada nos mercados europeos vinte anos atrás[292]. Esta estratexia será reproducida neste mesmo período noutros países, ao construírse as centrais térmicas de fuel-oil de Palamara e La Vega na República Dominicana no ano 2000.

Ao mesmo tempo, Unión Fenosa adquirirá participacións en empresas de Bolivia e Filipinas, no que será unha expansión que alcanzará tres continentes tan só no seu primeiro ano. Esta posición é unha intelixente decisión empresarial de cara á diversificación de riscos. No caso concreto de Bolivia, mediante un consorcio a tres bandas con AIG-GE e Banco Central Hispano para o control da maior empresa de transporte de electricidade do país, privatizada no ano 1997. Tan só un ano despois, no 1998, o negocio de produción e distribución de electricidade amplíase a novos países: Panamá, México e Guatemala.

Se o ano 1997 é o do inicio dos investimentos en xeración e distribución, estes realizaranse con socios locais tentando diversificar riscos, mentres no ano 1998 esta situación muda desenvolvéndose o cerne da estratexia de Unión Fenosa cara o control de mercados de reducido tamaño.

O caso panameño amosa un bo exemplo da estratexia empresarial de Unión Fenosa en mercados pequenos, ao absorber dúas das tres compañías de distribución de electricidade do país, o que significaba acceder ao 62,5% dos clientes totais en Panamá. A expansión á República Dominicana, co control do

[291] Onde Unión Fenosa Ingeniería tamén terá participación ao ser a encargada de desenvolver os proxectos de enxeñería civil de novas centrais para a produción eléctrica, polo que a expansión do grupo é maior á propia actividade de produción.
[292] Hai que ter moi presente a diferente escala destes mercados en relación ao mercado español. Se ben unha central de menos de 50 MW no Estado indica unha capacidade baixísima de incidir no mercado eléctrico, a participación de Unión Fenosa no mercado keniata só con esta central supera o 5% da potencia total instalada no país.

75% do mercado de distribución do país, a Guatemala, co control do mercado no 82% do territorio do país, a Moldavia e a Nicaragua[293], co control da distribución ao 90% da poboación do país, manterá esa mesma estratexia.

No caso concreto de Filipinas desenvólvese un consorcio con inversores filipinos onde Unión Fenosa mantén unha participación minoritaria (do 3,8% do capital) en Meralco, a primeira empresa eléctrica privada do país, mentres se asina un protocolo para a expansión das actividades de Unión Fenosa na rexión, polo que o obxectivo da expansión cara Filipinas non é local, senón rexional. Esta participación aumentará progresivamente até acadar o 9,16% no ano 1999.

A excepción a esta estratexia de busca de pequenos mercados con menor competencia sitúase en México, caracterizado por ser un mercado en expansión, cunha regulación segura e favorable ao investimento en nova potencia[294] e que ademais pode servir de panca de cara a introducirse nun mercado de moito interese: os Estados Unidos.

Así, no ano 1998 inicia neste país a construción da que será a primeira central térmica de ciclo combinado construída no país e tamén posta en funcionamento por Unión Fenosa, un fito de relevancia pola expansión internacional pero tamén polo desenvolvemento tecnolóxico precisado. Esta estratexia expándese nos anos seguintes, e no ano 2000 a empresa xa terá a concesión para tres centrais térmicas de ciclo combinado no país cunha potencia total de 1.550 MW que entrarán en explotación no ano 2003. Sumando as sete centrais proxectadas no Estado, Unión Fenosa aspira á posta en funcionamento de dez centrais de gas no período 2001 – 2005[295].

Tamén o investimento en Colombia amosa uns rasgos particulares: se ben o mercado colombiano é máis amplo que o tradicionalmente traballado por Unión Fenosa, os investimentos en distribución (en Electrocosta e Electricaribe) serán realizados en rexións periféricas e de baixos ingresos, quedando lonxe da tradicional estratexia na busca de economías de aglomeración que desenvolveron outras compañías de maior tamaño, particularmente Endesa.

---

[293] Nicaragua conta ademais cun elemento diferencial sobre o resto de investimentos, ao privatizar o sector eléctrico ao mesmo tempo que é realizado o proceso de liberazación, polo que Unión Fenosa chegou a formar parte do comité de expertos para as mudanzas reguladoras en materia eléctrica, nun claro caso de captura do regulador.

[294] O mercado mexicano estaba vivindo un importante incremento da demanda que facía necesario aumentar a capacidade instalada no país.

[295] A estratexia de Unión Fenosa de intervir no subsector do gas non é exclusiva da empresa, xa que Iberdrola tamén participará deste mercado en México e Colombia (tamén controlando as materias primas para a producción) e Endesa acadará importantes posicións no mesmo a través da compra de Enersis.

A estratexia despregada pola compañía unha vez realizada a compra pasa por unha busca da mellora da produtividade, materializándose mediante subas de prezos e despedimentos, o que supuxo unha importante fonte de conflitos sociais na rexión Caribe (Paz, González & Sanabria, 2005), confirmándose a tese de Pint (1991) desenvolta no apartado 1.3.3: a privatización de empresas públicas, caracterizadas por ser máis intensivas en traballo como política pública de emprego, leva a importantes procesos de despedimentos que xeran focos de tensión social.

Sen embargo, a outra compra de Unión Fenosa en Colombia conta con outras características: por primeira vez se absorbe unha compañía de xeración dun tamaño relativamente elevado (Empresa de Energía del Pacífico S.A., EPSA, con máis de 1.000 MW instalados) e unha serie de activos diversificados en varias tecnoloxías e numerosas centrais, contando tamén con rede de distribución.

Esta estratexia expansiva cumpre os principais obxectivos de Unión Fenosa Acción Exterior (UFACEX), empresa que canaliza os investimentos internacionais en materia de servizos profesionais: introducirse no mercado dos Estados Unidos[296], establecemento de alianzas para consolidar a posición da compañía (é dicir, busca de socios locais para a expansión de Unión Fenosa) e o desenvolvemento de servizos para *utilities* (é dicir, abrir novos mercados onde posteriormente ampliar a actividade da compañía ás actividades de xeración e/ou distribución ou aproveitar os procesos de privatización[297]).

Do mesmo xeito, a partir de 1999 a estratexia de internacionalización acada unha nova fase, dando un paso máis alá a través da entrada na operación doutros servizos ligados ás industrias de rede: coa participación nun consorcio de diversas empresas para o control dunha rede de doce aeroportos en México, a concesión para a distribución do gas no interior de Uruguai e a compra de Cambridge Water, empresa de subministro de auga nun área de 300.000 persoas no Reino Unido.

Así, a política exterior de Unión Fenosa irá evolucionando a medida que a empresa vai medrando, e priorizará os investimentos en catro aspectos:

a) Nos investimentos en distribución: a través de participacións maioritarias que garantiran o control da compañía e a toma de decisións estratéxicas, en particular en mercados de pequeno tamaño onde se poidan ter posicións de relevancia.

[296] Creándose no ano 1998 Unión Fenosa ACEX USA, con sede en Chicago.
[297] Un exemplo a esta situación na Memoria de Unión Fenosa (1998): *"[la] consolidación de la presencia en el mercado brasileño, aprovechando el reciente proceso de privatizaciones."*

b) Nos investimentos en xeración, a través do acordo con diversas compañías, en particular o acordo estratéxico con National Power.
c) Busca de oportunidades de investimento en *servizos públicos*.
d) Investimentos en telecomunicacións fóra do Estado. Nesta estratexia Unión Fenosa volve posicionarse como *follower* das grandes empresas españolas, concretamente de Iberdrola, que xa no ano 1998 se integrou no mercado de telecomunicacións do Brasil de cara a potenciar a diversificación da internacionalización.

Table 54: Evolución participación internacional Unión Fenosa. 1996 - 2000

Ano	País	Actividade	Empresa	Investimento anual
1996	Kenia	Xeración	Iberafrica Power	14 Mill US$
1997	Bolivia	Distribución	TDE	85 Mill US$
	Filipinas	Distribución	Meralco	
1998	Panamá	Distribución	Edemet Edechi	212 Mill US$
	México	Xeración	F. E. Hermosillo	
1999	Guatemala	Distribución	Deocsa Deorsa	589 Mill US$
	República Dominicana	Distribución	Edenorte Edesur	
	México	Xestión aeroportuaria	GAP	
	Reino Unido	Abastecemento de auga	Cambridge Water	
	Filipinas	Distribución	Meralco	
2000	Moldavia	Distribución	Red Chisinau Red Centru Red Sur	1.275 Mill US$
	Uruguai	Distribución de gas	Conecta	
	República Dominicana	Xeración	Palamara La Vega	
	México	Xeración	Naco-Nogales Tuxpan	
	Nicaragua	Distribución	Disnorte Dissur	
	Costa Rica	Xeración	La Joya	
	Colombia	Xeración Distribución	EPSA Electrocosta Electricaribe	

TOTAL		2.175 Mill US$

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000).

Do mesmo xeito, no ano 1999 Unión Fenosa realiza a primeira venda da súa participación do negocio de xeración e distribución no exterior, ao desprenderse do 12% da participación en Emdersa, empresa de distribución en tres provincias arxentinas, e que fora o primeiro investimento en distribución eléctrica en América Latina, obtendo unhas plusvalías por valor de 3.749 millóns de pesetas. Aínda así, o valor contable dos activos en xeración e distribución no exterior xa equivalía ao 12% dos activos totais da compañía.

É importante sinalar esta decisión porque será unha realidade que se replicará no medio prazo: Unión Fenosa desprenderase con facilidade de activos no exterior ante a posibilidade de obtención de plusvalías cando considera que determinados investimentos *non son estratéxicos*, o que significa un negocio de compra-venda en períodos curtos que poden provocar importantes rendibilidades á empresa, pero que non necesariamente reportan resultados positivos ao sector eléctrico local, en particular se se paralizan investimentos programados ou non se finalizan as modificacións organizativas internamente nas compañías[298].

Table 55: Grandes fitos na internacionalización de Unión Fenosa

1996	Primeiro investimento en xeración eléctrica
1997	Primeiros investimentos en distribución eléctrica
1998	Inicio da estratexia de control de mercados
1999	Introdución en novos negocios de servizos básicos no exterior Primeiro desinvestimento en activos no exterior Acordo con National Power

Fonte: Elaboración Propia.

Como se pode observar, a evolución da internacionalización ten un importante carácter acumulativo, en termos de desenvolvemento da estratexia e tamén en canto á cantidade de recursos empregados. Se ben inicialmente a diversificación do risco e o pequeno tamaño dos investimentos será unha constante, a compañía comezará a asumir maiores riscos nos novos investimentos unha vez afianza a súa posición no exterior. As absorcións en Colombia son un claro exemplo da mudanza de escala dentro da estratexia da empresa.

[298] Do mesmo xeito, os procesos de compra-venda de empresas eléctricas tamén poden levar á descapitalización destas firmas. Podemos ver un exemplo evidente na actualidade ante a compra de Endesa por ENEL e a transferencia de moitos dos seus activos internacionais cara a sociedade matriz, limitando a actuación da empresa mercada (Valle de Miguelsanz, 2016).

6.2.2. A diversificación da compañía

No ano 1994 o Grupo Unión Fenosa crea dúas novas empresas, Unión Fenosa Energías Especiales, adicada en exclusiva ao negocio das tecnoloxías *non convencionais* e Unión Fenosa Inversiones, adicada ás actividades de diversificación e internacionalización da empresa.

Unión Fenosa Inversiones contará xa no ano 1996 con participación directa ou indirecta en 45 empresas diferentes, orientadas a diferentes actividades: consultoría, enxeñería e servizos, telecomunicacións, industria, minería e sector inmobiliario. Como podemos ver, o alongamento vertical da compañía de cara a controlar o conxunto da cadea de valor xa non é o único criterio de cara á diversificación, iniciando a incursión en novos sectores como o inmobiliario e as telecomunicacións, se ben a base de negocio de Unión Fenosa Inversiones, neste momento, continúan sendo as actividades ligadas á enerxía[299].

Esta estratexia para a diversificación conta cunha longa tradición na empresa, xa iniciada mesmo antes da fusión entre Unión Eléctrica e FENOSA no ano 1982. Así, os primeiros anos da década de 1980 supuxeran unha importante reorganización interna da compañía e buscara centrar esforzos na informatización dos procesos a desenvolver internamente.

O éxito da internalización destas actividades permitiu á empresa obter unha serie de capacidades tecnolóxicas e organizativas que facilitaban a expansión das actividades da compañía cara a diversificación en materia de xestión e consultoría (Reinoso y Reino, 1998), inicialmente no mercado máis próximo pero tamén mediante unha actividade cada vez máis internacionalizada dende o primeiro contrato exterior no Uruguai, xa no ano 1988.

O proceso de diversificación comeza a ser tan intenso que mesmo as empresas subsidiarias do grupo Unión Fenosa inician un proceso similar: no caso da actividade mineira, a través de Lignitos de Meirama, empresa fornecedora do carbón para a central homónima, realízanse investimentos para o inicio de negocio na minería non ligada ao carbón en actividades como as rochas ornamentais e a minería industrial orientada á exportación de cerámica e vidro.

O ano 1999 supón un punto de inflexión ante a creación de Soluziona, empresa do grupo que englobará a diversificación da compañía, tanto no Estado como no exterior, excluíndo a participación en telecomunicacións e a división de

[299] Así, o 89% do volumen de negocio de Unión Fenosa Inversiones está ligado ás actividades de consultoría, enxeñería e minería.

enxeñería, minería e inmobiliaria[300], pero fusionando o resto de filiais de cara a unha reorganización societaria (Romero, 2005). O crecemento ao longo dos anos 90 das actividades ligadas a Soluziona é moi destacado, multiplicando por tres os beneficios en tan só cinco anos e obtendo o 38% da facturación nos negocios realizados no exterior.

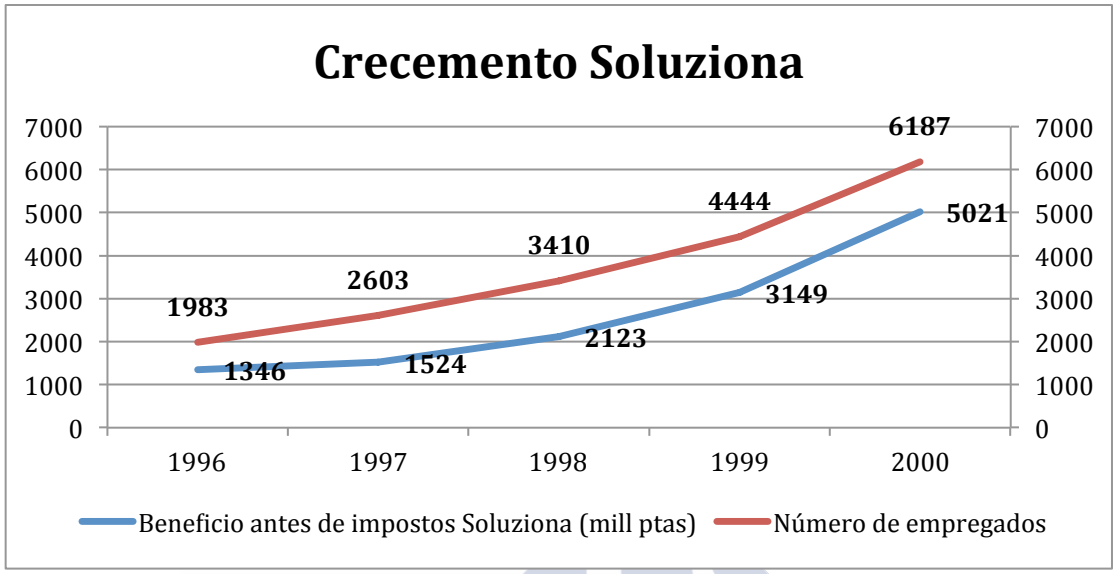


Figure 47: Crecemento Soluziona. 1996 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das memorias de Unión Fenosa (1996 – 2000).
*Datos previos a 1999 para as actividades de diversificación da compañía integradas posteriormente en Soluziona.

No ano 1999 Soluziona contará con participación en 36 países, o que indica unha máis que notable expansión internacional (Soluziona, 1999). Do mesmo xeito, a diversificación das súas actividades e o crecemento xa lle permiten actuar como grupo e mesmo absorber diversas compañías de servizos profesionais no exterior, como os casos de Novocontrol (México) ou IP400 (comercio electrónico, Estados Unidos), mentres mantén unha ambiciosa estratexia de crecemento que busca aumentar os ingresos de explotación un 20% anual no período 2001 – 2005, continuando a tendencia da segunda metade da década de 1990, na que o beneficio aumentou nun 273% en tan só cinco anos.

Do mesmo xeito, profundízase na diversificación apostando polas telecomunicacións. A estratexia pasa por participar dun xeito considerable no capital de diversas empresas ligadas ás telecomunicacións en diversos ámbitos

[300] Integrándose na empresa as seguintes actividades: tecnoloxías da información, desenvolvemento e comercialización de software, servizos de internet, enxeñería e servizos de telecomunicacións, enxeñería enerxética, de calidade e medio ambiente e consultoría estratéxica, de dirección e de recursos humanos, tanto no Estado como no exterior. Ao crearse a compañía no ano 1999, as actividades no exterior representaban o 38% da facturación en 36 países diferentes.

do sector, como a participación en Retevisión (nun 8,67% do capital) como operador global de telecomunicacións, Airtel [301] e Amena (propiedade de Retevisión), como operador de telefonía móbil, e tamén en diversas empresas que obtiveron concesións como operadoras por cable nas diversas comunidades autónomas, particularmente en Galiza e Madrid, as áreas de tradicional influencia de FENOSA e Unión Eléctrica.

Se ben a estratexia habitual de Unión Fenosa no proceso de diversificación pasaba pola consolidación de empresas dentro do propio grupo e cun capital moi maioritario da empresa matriz, no caso das telecomunicacións, dado o seu tamaño e a falta de conexión ca actividade tradicional do grupo, a participación enfocouse na aportación de capital para a obtención de retornos e non no control das compañías.

Existindo unha moi favorable evolución dos resultados derivados dos investimentos en telecomunicacións, Unión Fenosa decide desprenderse progresivamente destes activos, obtendo unhas importantes plusvalías que lle permitirán realizar novos investimentos. En particular, a súa saída de Airtel, no ano 1999, supón un punto de inflexión na estratexia de diversificación cara as telecomunicacións, ao vender a súa participación ao BSCH[302], despois de que a Comisión do Mercado das Telecomunicacións (CMT) impedira a participación da empresa (xunto con Endesa) do capital de Airtel e dunha competidora directa no mesmo mercado, como era Retevisión Móvil.

Do mesmo xeito, no ano 2000 constitúese AUNA, conformada por diversas empresas eléctricas, entidades financeiras con forte presenza no sector das telecomunicacións e Telecom Italia[303], onde se agruparán o conxunto de activos de telecomunicacións destas compañías, creándose o segundo operador a nivel estatal neste sector.

Por último, este período péchase cun importante éxito empresarial relativo á diversificación que supón o alongamento vertical da compañía: a creación de Unión Fenosa Gas e o control de gas en propiedade, converténdose no segundo operador de gas no Estado.

Así, a empresa controlará o gas que comezarán a necesitar as centrais de ciclo combinado proxectadas para entrar en funcionamento a inicios dos 2000, mentres se poden xerar novas oportunidades de negocio relativas ao gas, nestes

[301] E que no ano 2001 será absorbida por Vodafone.
[302] Ante a obriga do regulador pola súa participación en dous operadores de telefonía móvil (Amena e Airtel).
[303] Unión Fenosa contará cunha participación do 16,7% no capital de AUNA.

momentos no medio dun proceso de liberalización favorable aos intereses empresariais.

Ao mesmo tempo, realízase un recoñecemento explícito (Memoria Unión Fenosa, 2000) á crecente interrelación entre o negocio eléctrico e gasista, particularmente polo desenvolvemento das CTCC, e que terá consecuencias empresariais, xa que as empresas eléctricas manterán un crecente interese no control augas arriba da produción mediante gas, mentres as empresas gasistas aspirarán a ter cada vez unha maior participación no sector eléctrico.

Do mesmo xeito, no ano 2000 subscríbese un contrato coa empresa exipcia EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation) para a subministración de gas natural ás centrais de Unión Fenosa a partir do ano 2004, no que supón un paso importante na estratexia de diversificación (de cara á obtención de gas e a entrada neste mercado), pero, sobre todo, na internacionalización da compañía. Ademais, por primeira vez Unión Fenosa internacionaliza a súa actividade de cara ao control de recursos no exterior que garantan a súa produción doméstica, tentando evitar a volatilidade dos mercados internacionais ou posibles situacións de desabastecemento.

A importancia deste contrato non é simplemente polo abastecemento de gas, senón porque Unión Fenosa asumirá a participación directa na cadea de negocio, ao ter que desenvolverse trens licuefactores en Exipto, os gasoductos, regasificadoras e habilitar unha rede de transporte marítimo para o seu desplazamento[304].

Por outra banda, tamén se creará Unión Fenosa Multiservicios, diversificando a actividade de comercialización. Esta sección terá como obxectivo o desenvolvemento do Club Unión Fenosa, polo cal os clientes de Unión Fenosa poderán contratar máis dun servizo, como mantemento, inspección de instalacións, asesoramento, telecomunicacións, gas, seguro ou mesmo viaxes. Polo tanto, o obxectivo pasaba por intensificar os contactos cos clientes da actividade tradicional (venda de electricidade) e ampliar os servizos ofertados de cara a aumentar o volume de negocio diversificando a actividade cara os clientes propios[305].

[304] Unha das consecuencias directas deste acordo é a constitución de Reganosa, de cara á construción dunha regasificadora en Mugardos, na ría de Ferrol. Os accionistas, máis alá de Unión Fenosa, serán a Xunta de Galicia, Endesa, o Grupo Tojeiro, Sonatrach (Alxeria), Caixa Galicia, Caixanova e o Banco Pastor.

[305] Neste ámbito actúa dun xeito particularmente relevante a actividade de marketing desenvolvida pola compañía.

En paralelo tamén se crea no ano 2000 Unión Fenosa Metra, empresa adicada ao control do ciclo de comercialización (lectura, facturación e cobro) unha vez liberalizado o mercado eléctrico, realizando tamén actividades de servizo técnico. Nun contexto de crecente liberalización, esta empresa atopará un importante nicho de mercado, en particular na instalación de equipos para a medida e no servizo de atención ao cliente. Ademais, as súas actividades serán replicadas nas actividades internacionais da compañía, en particular en Centroamérica e Moldavia.

Por último, é relevante observar que o papel totalmente subsidiario de Galiza no proceso de diversificación: a inmensa maioría de novas empresas creadas durante esta época terán a súa sede social en Madrid, reforzando o polo Unión Eléctrica sobre a posición de Fenosa, asentada na Coruña. Así, só Soluziona Management Consulting terá sede na Coruña, mentres o resto de empresas do grupo serán asentadas en Madrid.

En materia de telecomunicacións a situación será idéntica, exceptuando as empresas que teñen o seu mercado exclusivamente en Galiza, como son o caso de R e SOGATEL. Esta estratexia supón unha ruptura ca situación previa dos anos 80 e 90, onde empresas como Norcontrol, ligada a FENOSA e con sede en Galiza, mantiñan unha presenza relevante no negocio da compañía.

6.2.3. O acordo con National Power, a venda de Airtel e o intento de fusión con Hidrocantábrico

Un dos obxectivos estratéxicos para Unión Fenosa era acadar un acordo cun socio internacional que puidera actuar como socio tecnolóxico e financeiro, iniciando contactos con diversas compañías, mesmo iniciando contactos formais para a adquisición dun paquete de acción de até o 4,5% da portuguesa EdP no ano 1998 (CNMC, 1998a), operación finalmente descartada e iniciando negociacións con cinco empresas internacionais: EDF, Edison, National Power, Enron e NRG (CNMC, 1998b).

Se o ano 1997 supón un punto de inflexión para o investimento no exterior ao ampliar as actividades internacionalizadas, o ano 1998 supón un novo paradigma no proceso de internacionalización e diversificación co acordo con National Power como socio estratéxico de cara ao desenvolvemento de ambas compañías, sobre a base do intercambio tecnolóxico e a optimización do funcionamento das centrais, a construción/operación de centrais de ciclo combinado e a colaboración en investimentos internacionais así como no acceso

aos mercados internacionais de materias primas[306]. Ao mesmo tempo, para Unión Fenosa era importante contar cun socio que tivera experiencia en mercados eléctricos liberalizados, dada a importante transformación reguladora que estaba vivindo o sector eléctrico español (Unión Fenosa, 1998).

National Power foi a maior das empresas resultantes do proceso de privatización do sector eléctrico no Reino Unido, creándose no ano 1990 unha vez a Central Electricity Generating Board é dividida en catro empresas de menor tamaño de cara a reducir a posibilidade de creación de grandes monopolios nun mercado liberalizado, o que supoñía para Unión Fenosa a obtención dun importante aliado estratéxico no mercado europeo con experiencia internacional.

Se ben a alianza se sustentaba en diversos eidos, é fundamental entender o interese de Unión Fenosa sobre a posta en marcha no curto prazo dun novo programa de investimentos para a produción eléctrica no mercado español, fundamentado basicamente sobre centrais de ciclo combinado, onde National Power xa era unha referencia internacional polo uso desta tecnoloxía, contando no ano 1998 con 9.000 MW de potencia nas CTCC, en paralelo a unha importante estratexia de obtención de activos eléctricos internacionais.

O acordo implicaba que Unión Fenosa Generación (recentemente creada pola nova Lei de Electricidade) quedaría nun 25% en mans de National Power, e tanto en Europa como en América Latina existiría un protocolo de investimento conxunto e sen competencia entre as compañías nos mercados comúns. Ao mesmo tempo, os Presidentes de ambas compañías formarán parte dos Consellos de Administración da outra empresa.

A importancia desta relación tamén se fundamentaba na obtención de recursos para o crecemento da compañía: no ano 1999 a venda do 25% da actividade de xeración a National Power, unido á venda da participación en Airtel (do 8,14%) permitiron a obtención de máis de 200.000 millóns de pesetas en plusvalías, producindo un beneficio despois de impostos nestas operacións por valor de 64.863 millóns de pesetas, o dobre do beneficio neto recorrente para o ano 1999, polo que os beneficios se multiplicaron por tres grazas a estas dúas operacións.

Do mesmo xeito, permitía aliviar a situación do pasivo, como recoñece a propia empresa (Unión Fenosa, 1998):

> *"Esta transacción reducirá el ratio de apalancamiento (deuda sobre fondos propios) de Unión Fenosa desde el 125% al 91%. La media del sector español*

[306] Esta estratexia de busca de socios internacionais non será única de Unión Fenosa, senón que Endesa e Iberdrola están realizando o mesmo proceso (González, 17 de Agosto de 1998).

actualmente es un 100%. Este fortalecimiento del balance de Unión Fenosa permitirá a este grupo embarcarse en ambiciosos planes de expansión internacional contemplados en esta alianza."

A venda de Airtel supuxo unha plusvalía de 140.362 millóns de pesetas, mentres o 25% do negocio de xeración supuxo 67.624 millóns máis. Os datos destas dúas operacións son clarificadores da gran obtención de recursos, tendo en conta que o valor contable da participación en Airtel era de 7.910 millóns e o 25% da xeración de 26.000 millóns.

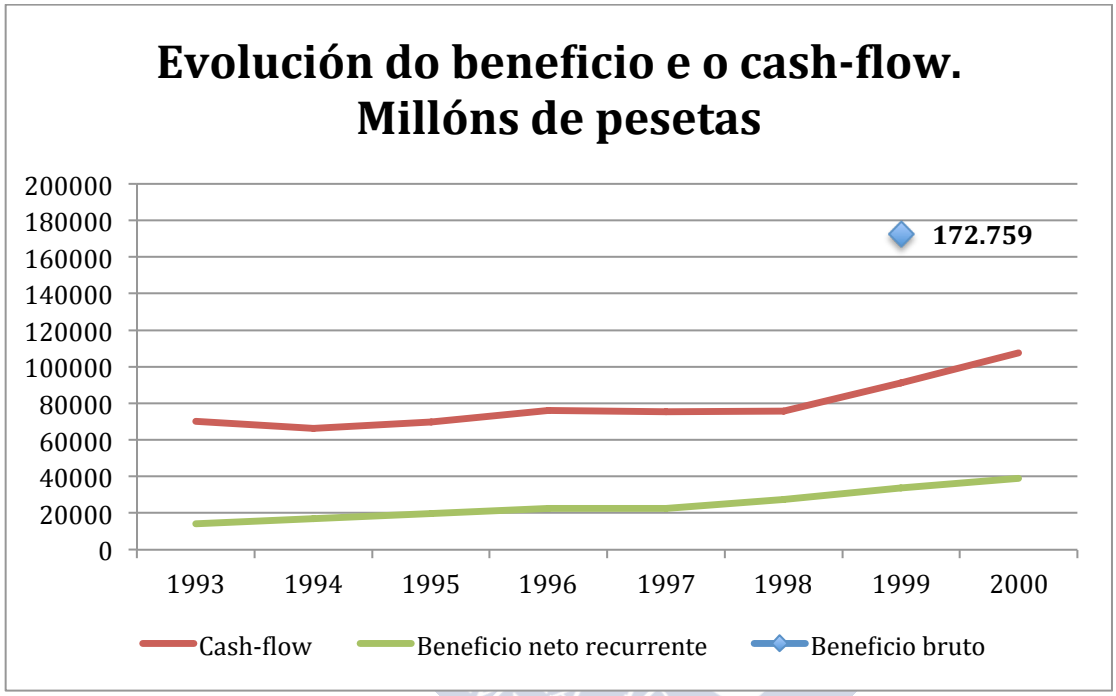


Figure 48: Evolución do beneficio e o cash-flow. Millóns de pesetas. 1993 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das memorias de Unión Fenosa (1993 - 2000).

Como xa comentamos previamente, a evolución empresarial do sector dera lugar a unha forte concentración ao longo dos anos 90, onde só Unión Fenosa e Hidrocantábrico manteñen unha posición de relevancia no sector con independencia de Endesa e Iberdrola. Esta situación dá lugar a unha crecente presión de cara a aumentar o tamaño para evitar ser absorbidas por unha das dúas grandes, volvéndose valorar a posibilidade de creación dunha terceira pata no sector que poida manter a súa posición de independencia.

Polo tanto, esta obtención de recursos tamén se encadra nesta estratexia de crecemento, e compleméntase ca tentativa de Unión Fenosa de absorber Hidrocantábrico no ano 2000, o que suporía a consolidación da empresa como terceira entidade do sector, aumentando o seu mercado interno nunha rexión próxima ao seu mercado natural e permitindo unha nova dimensión de cara á

diversificación e expansión do seu negocio internacional[307]. Esta proposta non era novidosa, e xa fora posta sobre a mesa no ano 1991 en paralelo á creación de Iberdrola de cara á creación de tres grandes grupos españois, un público controlado por ENDESA, un segundo con Iberdrola e un terceiro mediante a fusión de Unión Fenosa con Hidrocantábrico e a posible absorción por parte de ambas de Viesgo de cara a controlar o mercado cantábrico e noroeste (Ruíz Montero & González-Besada, 02 de Maio do 91).

A complementariedade de ambas empresas era grande: o mercado de Hidrocantábrico en Asturias linda directamente co mercado galego de Unión Fenosa, cun crecemento total da cota do mercado até o 22%, mellora da posición competitiva en relación a Endesa e Iberdrola, conseguíndose un equilibrio entre xeración e distribución e permitindo aproveitar a posición de Hidrocantábrico no mercado do gas.

Se ben estas cuestións son reais, dada a volátil situación do sector, de cara a manter a independencia da compañía as principais motivacións para esta estratexia de crecemento eran defensivas, en consonancia aos elementos presentados no apartado 1.3.2. Do mesmo xeito, Unión Fenosa xa formara parte do capital da compañía a comezos dos anos 90, até que renunciou á súa participación no segundo intercambio de activos.

O contexto dos anos 90 amosaba ameazas por dous elementos: a posibilidade de investimentos internacionais que absorban compañías españolas (como remata acontecendo con Viesgo) e o crecente interese de Gas Natural de introducirse no mercado eléctrico ante a crecente relación electricidade-gas. Do mesmo xeito, a alternativa (un maior crecemento de Endesa ou Iberdrola por absorción de Unión Fenosa ou Hidrocantábrico) sería, en termos de competencia, constituír un duopolio no mercado eléctrico.

O intento de compra de Hidrocantábrico foi complexo. Mentres a compañía iniciaba as súas estratexias de internacionalización e diversificación a busca dun socio exterior para a obtención de novos recursos e dun socio tecnolóxico (materializada no acordo con National Power) orientábase cara a posibilidade dun novo salto da compañía unha vez integrada Hidrocantábrico. A loita para facerse co control da compañía sería dura, xa que TXU[308] adiantou unha opa

[307] Esta posibilidade sempre estivera presente no Consello de Administración de Unión Fenosa, que entre os anos 1992 e 1993 chegara a mercar o 7,58% da compañía, se ben a forte oposición do socio maioritario de Hidrocantábrico, o BBV, impediu que fructificara esta aposta pola absorción (Lugilde, 30 de Maio do 2000).

[308] Texas Utilities Company (TXU) era unha das dez maiores empresas enerxéticas do mundo no ano 2000, contando xa cunha participación minoritaria (o 5%) sobre o accionariado de Hidrocantábrico, e que buscaba unha porta de entrada ao mercado

(González, 14 de Marzo do 2000) previa oferta realizada por Unión Fenosa, iniciando un longo proceso onde tamén tomaría parte o Goberno.

Unha vez realizada a oferta por parte de TXU a Secretaría de Estado de Enerxía asegurou manter a súa neutralidade no proceso (ABC, 22 de Marzo do 2000) dado que a operación non tería efectos sobre a competencia ao manterse a independencia dos catro grandes operadores do sistema eléctrico español, pero xa se avisaba que de realizarse unha contra-opa o goberno revisaría a súa posición se esta nova oferta fora realizada por unha das outras tres eléctricas do Estado.

Sobre este contexto, Unión Fenosa decídese a realizar unha contra-opa baseada nunha fusión e posibilitando unha canxe de accións, polo que non se obrigaría á compañía a un forte desembolso financeiro. Ao mesmo tempo, o Consello de Administración de Hidrocantábrico consideraba o prezo por acción fixado por TXU como insuficiente[309] (Ruíz Montero, 24 de Marzo do 2000), o que favorecía os intereses da española sobre a estadounidense.

A proposta presentada finalmente por Unión Fenosa abría a opción ao pago en metálico ou ao canxe de accións, mellorando ao ferta de TXU dos 21,25€ até os 24€ e contando co respaldo de catro dos cinco maiores accionistas da compañía (La Caixa, Banco Sabadell, Grupo Carceller e Grupo Masaveu)[310], o que provocou a retirada da opa de TXU e o inicio dun conflicto entre esta empresa e o Consello de Hidrocantábrico, do cal formaba parte ao ter un 5% das accións da compañía[311].

A proposta permitía o troco de accións de até un terzo da operación, se ben o resto sería sufragado en metálico, polo que Unión Fenosa subscribe un aval co BSCH por valor de 2.750 millóns de €, de cara a presentar a proposta na CNMC e aspirando a obter estes recursos mediante recursos propios, liñas de crédito a curto prazo e emisións de bonos a curto e medio prazo (Unión Fenosa, 2000),

---

europeo a través de España, como recoñeceu a propia empresa unha vez iniciado o proceso (González, 15 de Marzo do 2000).

[309] Tendo en conta que en tan só unha semana dende a presentación da OPA, o 14 de Marzo, o valor en bolsa de Hidrocantábrico aumentara un 15,8% ante a situación xerada, chegando a superar en Bolsa a oferta de TXU.

[310] Cajastur, cunha participación do 10,5%, non apoiou esta opa pero tamén foi moi crítico ca presentada por TXU, da que se desmarcou unha vez presentada. A súa posición básicamente aliñábase ca necesidade de manter unha identidade asturiana, polo que tanto unha como outra opa perxudicaban esta visión, de xeito similar á posición mantida polas caixas galegas no proceso de fusión entre FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña.

[311] Como de xeito gráfico ilustra o seguinte titular: "TXU declara la "guerra" al Consejo de Hidrocantábrico" (ABC, 4 de Abril do 2000) despois de que aumentara a súa participación no accionariado de cara a bloquear as reformas estatutarias precisas na compañía para poder levar adiante a fusión.

realizando unha ampliación de capital en Maio do mesmo ano por valor de 900 millóns de €.

O proceso posterior até o mes de Maio do ano 2000 foi complexo, dado que Hidrocantábrico contaba nos seus estatutos certas limitacións á toma de decisión en relación a posibles absorcións, precisamente para evitar perder a súa identidade rexional.

A raíz desta cuestión iniciouse unha guerra entre as entidades favorables á fusión e aquelas que se opoñían, en particular Cajastur (polo interese dende a Caixa e dende o Goberno asturiano de manter a identidade asturiana) e TXU, de cara a conseguir facerse co control da compañía, e que iniciou unha compra de accións até chegar a controlar o 15% da compañía, conseguindo bloquear inicialmente a reforma dos estatutos.

Esta situación levou a que o BSCH tomara posicións na compañía en axuda de Unión Fenosa como principal propietario da compañía, forzando unha nova Xunta de Accionistas a mediados de Maio para realizar as modificacións estatutarias precisas para que Unión Fenosa se fixera ca compañía e, sorpresivamente, acadar o apoio de TXU[312].

En paralelo, Unión Fenosa realizaba unha ampliación de capital para poder sufragar a opa, que tivo como consecuencia un enfriamento das relacións con National Power, que vía como unha vez realizada a ampliación de capital a súa posición na compañía se deterioraba.

Finalmente, unha vez superados os atrancos vividos nestes dous meses, a operación non se leva a cabo ao denegar o goberno a OPA por afectar ás condicións de competencia no mercado eléctrico, baseándose no informe ao respecto realizado polo Tribunal da Defensa da Competencia (2000)[313], despois de que a Comisión Nacional do Mercado de Valores aprobara a operación.

Así, esta decisión marca un punto de inflexión na visión do goberno Aznar en relación á concentración no sector: mentres durante a segunda metade da década dos anos 90 fomentou a concentración en torno a ENDESA de cara á creación dun campión nacional, a situación xerada entre Hidrocantábrico e Unión Fenosa e o bloqueo da operación suporán que de facto a posición Rato en

[312] Dadas as plusvalías que podería obter ca venda das acción a Unión Fenosa e a posibilidade de compra das centrais que previsiblemente Competencia obrigaría a vender á empresa resultante de Unión Fenosa – Hidrocantábrico, o que lle garantiría participar directamente no mercado español.

[313] Informe que, por certo, tamén incide directamente en que catro competidores non son suficientes para garantir competencia no sector, independentemente da fusión.

relación ao sector é que non deben existir menos de catro actores eléctricos, bloqueando diversas tentativas de fusión entre as firmas españolas nos anos posteriores.

O fracaso da opa ten outra importante consecuencia para Unión Fenosa: a liberación dunha importante cantidade de recursos que a compañía puxera a disposición da absorción e que finalmente poderán ser empregados noutras áreas de crecemento, no que será unha nova estratexia de expansión que se inicia no ano 2000[314].

En termos de viabilidade empresarial, as motivacións para unha fusión defensiva no sector amosaron ser totalmente certos: Hidrocantábrico será absorbida polo capital exterior de mans de EdP e Unión Fenosa rematará absorbida por Gas Natural.

Así, a evolución nas M&A en Europa e en España xerou un contexto que Gorton, Kahl & Rosen (2005) definirían como *eat or be eaten*: a aceleración de fusións e absorcións provoca unha reacción nas empresas á marxe do proceso para finalmente buscar operacións deste estilo, xa que o contexto de crecemento das empresas absorbentes fai que a compañía que non forma parte do proceso sexa máis vulnerable. De xeito complementario, estas situacións teñen unha forte compoñente de independencia da compañía e xestión xerencial en maior medida que a rendibilidade do proceso e a mellora do excedente social resultante.

De tódolos xeitos, se ben coñecemos o fin de ambas empresas, unha fusión de ambas non tería mitigado o medo a unha absorción: precisamente o crecemento de tamaño da compañía podería ter evitado unha absorción por parte de empresas de tamaño medio, pero para empresas de grande tamaño a terceira empresa do sector, con aproximadamente o 20% do mercado total, tería sido unha opción de compra posiblemente aínda máis atractiva.

6.2.4. Unión Fenosa Energías Especiales

A terceira pata da estratexia de diversificación de negocio levada a cabo por Unión Fenosa nos anos 90 aséntase no desenvolvemento das enerxías especiais, concentradas en tres tecnoloxías: enerxía eólica, biomasa e coxeración. Así, constituirase no ano 1994 Unión Fenosa Energías Especiales, orientada á xestión, produción e investimento en tecnoloxías non tradicionais.

[314] Non deixa de ser curioso que unha das maiores operacións realizadas por Unión Fenosa na súa historia non sexa comentada nin nunha soa ocasión no Informe Anual do ano 2000 da compañía.

En primeiro lugar, hai que ter en conta que o desenvolvemento desta estratexia terá un impacto moi inferior ao da diversificación e internacionalización da compañía, tanto a nivel de investimentos como de retornos. A estratexia de crecemento de UFEE baseouse na participación de diversas instalacións ou parques eólicos sen manter o control do 100% dos mesmos.

Os anos 90 comezan a facer evidente a necesidade de reorientar a política empresarial en materia de medio ambiente en dúas direccións: o control do impacto ambiental e a xeración mediante enerxías renovables (Piñeiro & Romero, 2001), en base a unha crecente presión social neste sentido que tamén comeza a trasladarse a modificacións reguladoras máis estritas en materia medioambiental.

Nese sentido, Unión Fenosa inicia no ano 1996 unha política para a obtención de certificados medioambientais en todas as súas plantas de xeración, iniciando a súa primeira certificación (para a central de Meirama) no ano 1997[315] e finalizando esta campaña no ano 2001 para a central de Narcea, polo que o 100% das súas centrais no Estado terán certificados medioambientais. Se ben esta estratexia tamén se realizará nas actividades de xeración no exterior, será dun xeito máis tardío, dado que no ano 2002 se iniciaron os primeiros trámites neste sentido para as centrais en México.

Así, desenvólvese unha política ambiental empresarial orientada ao estudo da minimización dos impactos ambientais, o fomento da I+D en materia ambiental, a comunicación con organismos públicos e o cumprimento da legalidade na explotación cotiá[316] (Lagares, 2002).

Se ben Unión Fenosa xa iniciara a comezos de década o desenvolvemento da primeira destas novas liñas de actuación, en particular mediante a súa filial de Calidad y Medio Ambiente, a produción mediante enerxías renovables realizarase de xeito máis tardío, e tendo moi en conta as mudanzas reguladoras que facilitarán a instalación de parques con retribucións máis favorables para as empresas produtoras (Rebollo, 1995).

Así, a estratexia pasa por aproveitar os rendementos destas tecnoloxías en base á evolución da regulación en materia tarifaria (Unión Fenosa, 1999), e nunca mantendo a totalidade da propiedade dos parques, de cara á diversificación do risco.

[315] Sendo a primeira central térmica de carbón do Estado en obter esta certificación.
[316] Se ben os dous primeiros elementos teñen unha relevancia destacada, non deixa de ser chamativo que a empresa fixe como obxectivos medioambientais a relación cas institucións e o cumplimento da legalidade, accións que deben realizarse por imperativo, e non enmarcadas nunha estratexia de apoio ás enerxías renovables.

Unión Fenosa contaba con certa tradición dende finais dos anos 80 no desenvolvemento de I+D ligada á tecnoloxía eólica, dadas as potencialidades de Galiza para a produción eléctrica e o asentamento da compañía neste territorio. Así, xa no ano 1990 se desenvolve o primeiro parque eólico da compañía, en Cabo Vilán, de carácter experimental, e contando con investimento da compañía e tamén participación de fondos públicos.

Os primeiros contactos da empresa a nivel comercial cas enerxías especiais proviñan de contratos con provedores independentes para a subministración de electricidade a Unión Fenosa, que posteriormente era vendida no mercado. Esta dinámica chegou a representar no ano 1996 case 2.000 GWh, o que equivale ao 11% da produción de Unión Fenosa para o mesmo ano, se ben basicamente fundamentadas sobre a coxeración e a minihidráulica, polo que a produción eólica aínda mantén un escaso peso neste momento.

Será a partir do ano 1997[317] cando Unión Fenosa, a través de UFEE, inicie por primeira vez proxectos nesta materia, ben mediante a posta en explotación de xeito indirecto de instalacións ou ben mediante participación directa dende a compañía, contando no ano 1998 xa con participación en catorce parques eólicos, tres centrais de biomasa e once centrais de coxeración, sumando un total de 222 MW, sendo 46 deles eólicos.

O desenvolvemento eólico de Unión Fenosa non foi realizado de xeito anárquico, senón que se fundamentaba nas bases do Plan Eólico Estratéxico que desenvolveu a compañía a finais do ano 1995, co obxectivo posto en desenvolver 200 MW até o ano 2004 só no territorio galego.

Para caracterizar a prudencia de Unión Fenosa nesta materia é interesante ver a propiedade do primeiro parque do que forma parte a compañía, Cabo Vilán, no que UFEE contaba co 25% da propiedade e a participación maioritaria partía de diversas institucións públicas (como a Xunta de Galicia, SODIGA ou o IDAE). Así, xa non só en materia reguladora, senón tamén en canto á necesidade de prover capital, o sector público amósase fundamental ao longo dos anos 90 de cara a potenciar o crecemento da enerxía eólica.

Se ben inicialmente a coxeración parecía representar un maior peso no desenvolvemento das enerxías especiais, finalmente a evolución da curva de aprendizaxe eólica fai que sexa esta a tecnoloxía con maiores taxas de

[317] Se ben o primeiro proxecto eólico comercial, en Malpica, iniciara os seus trámites para o desenvolvemento no ano 1995, non iniciando a súa explotación até dous anos despois.

crecemento no final do período, aumentando de xeito exponencial a participación en centrais deste tipo[318].

Se no ano 1998 Unión Fenosa contaba con 46 MW eólicos, no ano 2000 xa sumaba 253, dos cales 130 estaban en explotación neste ano. Do mesmo xeito, o ano 2000 supón un punto de inflexión por modificarse a estratexia de crecemento de UFEE: se até o momento só representaba proxectos no Estado, o novo obxectivo da filial será que o 40% do negocio se sitúe no exterior nun prazo de cinco anos.

Polo tanto, a eclosión do negocio relativo ás novas tecnoloxías, particularmente renovables, aparece a finais do período 1993 – 2000, con certo retraso sobre a evolución diversificadora e internacionalizadora, polo que o seu crecemento irá ligado tamén á estratexia global da compañía, aspirando a internacionalizar tamén o negocio renovable, ao mesmo tempo que se sitúa como nova opción para incrementar os retornos no mercado tradicional, que a esta altura comezaba xa a precisar de proxectos de cara a aumentar a potencia instalada nun mercado cunha demanda crecente.

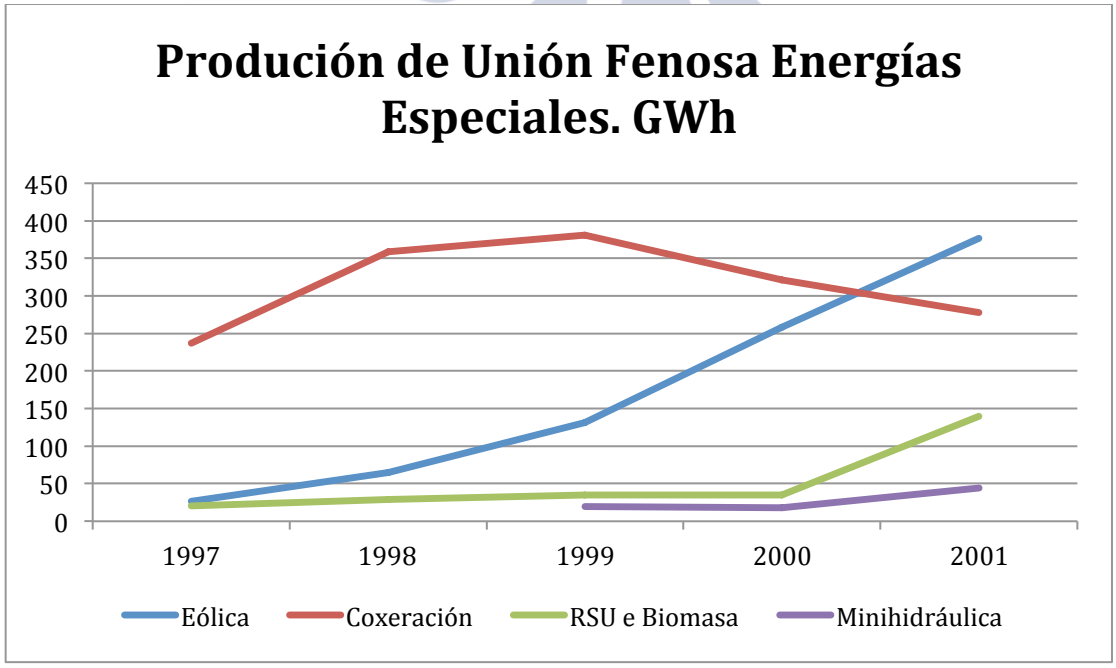


Figure 49: Produción de Unión Fenosa Energías Especiales. GWh. 1997 - 2001

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1997 – 2001).

[318] Ao que hai que engadir o importante incremento de prezos do fuel e o gas no mercado internacional durante o ano 2000, un forte desincentivo para o desenvolvemento deste tipo de centrais, unido ás modificacións reguladoras en materia de coxeración.

6.3. A situación económico-financeira de Unión Fenosa

A partir do ano 1994 prodúcese unha importante mudanza da tendencia en relación aos gastos da empresa: contención de gastos de aprovisionamento, práctica conxelación de gastos de persoal e progresivo descenso dos gastos financeiros supoñen o punto de partida deste período. Só as amortizacións manteñen unha pequena tendencia á alza que non distorsiona esta imaxe de recorte de gastos na compañía.

Este contexto era favorable para a compañía nunha situación de continuo descenso das tarifas eléctricas ao longo dos anos 90. Tanto durante o Marco Legal Estable como durante o desenvolvemento do mercado eléctrico que acompañou á liberalización o incremento da tarifa sempre foi inferior ao incremento da inflación. Polo tanto, a compañía era quen de internalizar estes descensos de tarifa e ao mesmo tempo manter beneficios na súa actividade tradicional.

Sen embargo, esta tendencia dos gastos, que claramente permite un importante saneamento da compañía, vai mudar a partir do ano 1998. Os gastos de aprovisionamento duplicaranse no trienio 1998 – 2000, mentres os gastos de persoal aumentan un 65% e os gastos financeiros, en claro descenso dende o ano 1993, volven incrementarse por primeira vez no ano 1999. Como é de agardar, as amortizacións continúan o seu crecemento. Sen embargo, os custos puramente eléctricos continúan á baixa.

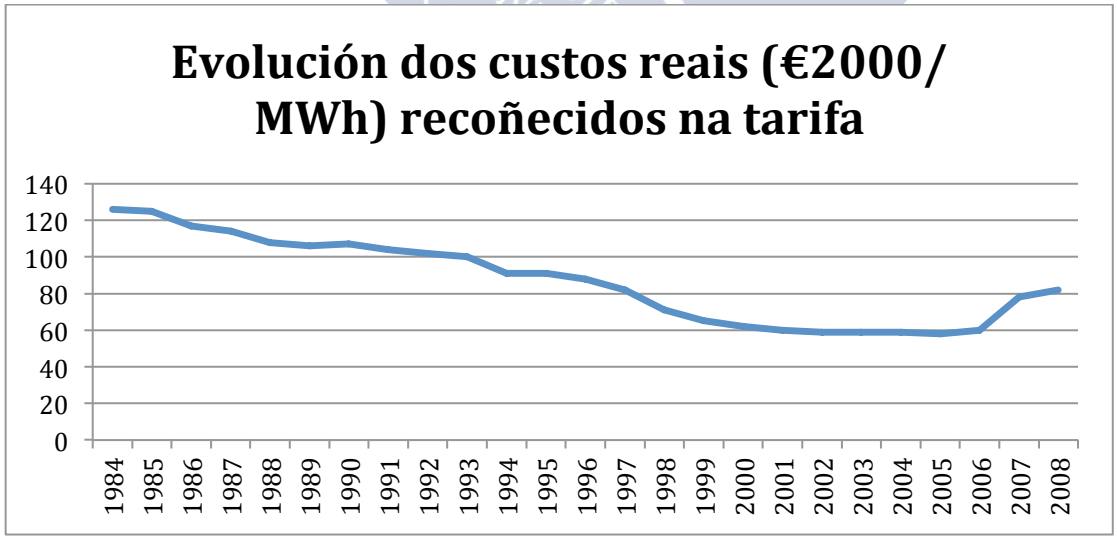


Figure 50: Evolución dos custos reais (€200/MWh) recoñecidos na tarifa.

Fonte: Garrués Irurzun, 2016c.

En relación aos aprovisionamentos, o forte incremento do seu valor débese a dous elementos: a necesidade de maiores aprovisionamentos polo incremento da

produción, o cal supón unha nova favorable para a compañía, pero tamén polo incremento do prezo dos combustíbeis, o que supón un deterioro da relación entre os custos e os ingresos dada a evolución á baixa da tarifa.

Se ben a evolución do prezo dos combustibles é negativa, particularmente no ano 2000, o certo é que esta situación non se presenta perigosa, debido ao constante descenso de prezos no mercado internacional nos anos previos, en particular a partir da crise asiática no ano 1997, que levara os prezos a mínimos da década (Estay, 1998).

Polo tanto, o incremento posterior de prezos, en particular nos anos 1999 e 2000 non supón un deterioro que poida complicar a evolución da compañía, senón un efecto rebote dunha situación transitoria beneficiosa para a empresa nos anos anteriores. Tanto é así que os custos reais recoñecidos na tarifa para as empresas mantiveron unha importante evolución descendente, especialmente nos anos 90.

Polo tanto, o espectacular incremento da cifra de negocio de Unión Fenosa ten unha contrapartida no importante incremento de gastos. De tódolos xeitos, esta situación non se producirá no mesmo contexto que o incremento de gastos vivido nos anos 80: o incremento dos gastos de persoal vai aparellado ao forte incremento do cadro de persoal polo aumento das actividades da empresa, mentres os gastos financeiros, necesarios nun proceso expansivo coma este, son financiados en condicións moi vantaxosas para a empresa, cun tipo de xuro promedio inferior ao 6% no ano 2000[319].

En relación aos ingresos, é relevante facer mención ao papel dos Custos de Transición á Competencia, desenvolvidos unha vez realizada a liberalización do sector do ano 1997 como compensación ás empresas eléctricas polos seus *stranded costs* (custos varados), e que comezaron a ser ingresados a partir do ano 1998. Se ben o cobro de CTCs non estivo exento de polémica, en particular polo conflito Iberdrola – Endesa pola súa cuantificación, o certo é que Unión Fenosa mantivo un ritmo medio no cobro dos mesmos, recibindo practicamente a partes iguais o financiamento vía mercado e vía tarifa (CNE 2003; Endesa, 2005).

A estimación de ingresos para Unión Fenosa é de 100 millóns de €[320] ao ano polo seu cobro no período 1998 – 2003, o que supón unha importante cantidade de

[319] En concreto os préstamos en peseta terán un comportamento moi favorable, con tipos de xuro promedios do 4,9% para o ano 2000, 1,5 puntos por debaixo do tipo de xuro subscrito en divisa. Sirva esta referencia para dar conta que a debilidade bancaria española de tan só quince anos atrás xa é historia.
[320] A valores constantes de 1997.

ingresos derivados da regulación [321]. Con maior precisión, os ingresos provocados polos CTC vía tarifa achéganse aos 41 millóns de € ao ano.

Polo tanto, a existencia dun prezo mínimo no mercado eléctrico imposto pola regulación garante unha retribución para nada desprezable na compañía, tendo en conta que os beneficios totais do ano 1998 foron de 165 millóns de €. Así, a regulación para o mercado consolidouse como un elemento fundamental para uns ingresos extraordinarios que non viñan determinados polo funcionamento de mercado, senón precisamente pola intervención estatal fixando uns mínimos de prezos.

Como podemos ver, dado o incremento de ingresos da compañía, aínda rompéndose esta evolución do descenso dos gastos financeiros, as cifras continúan sendo totalmente favorables á compañía e nada teñen que ver cas do pasado.

Ao mesmo tempo, este incremento de gastos financeiros non vén dado polo financiamento de novas instalacións con longos períodos de posta en funcionamento, polo que os retornos dos investimentos repercuten positivamente no curto prazo. Do mesmo xeito, os investimentos na diversificación da compañía permiten a obtención de importantes plusvalías co seu forte crecemento na segunda metade dos anos 90.

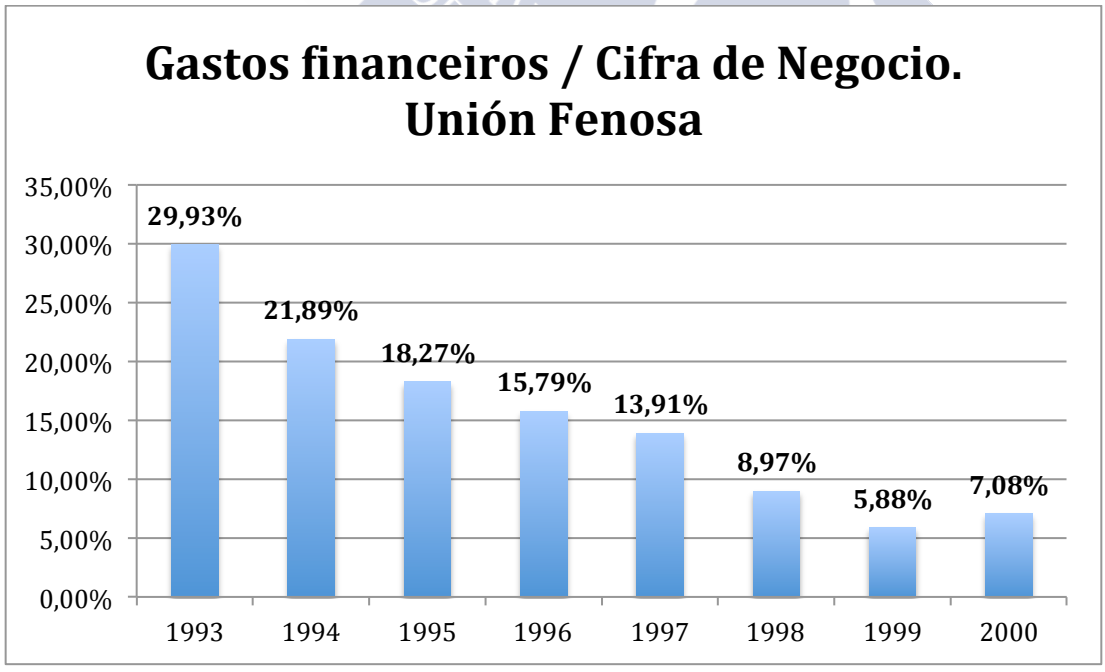


Figure 51: Gastos financeiros / Cifra de Negocio. Unión Fenosa. 1993 - 2000

Fonte: Memorias Unión Fenosa (1998 - 2000).

[321] Sobre un total a percibir de 1.105 millóns de € de 1997

6.3.1. Débeda

Do mesmo xeito, o endebedamento de Unión Fenosa tamén se reduce de xeito importante. Mentres os créditos estatais se manteñen estables ou mesmo medran, o papel das obrigas e bonos e sobre todo do crédito en divisa sufre unha importante redución.

Hai que ter en conta que Unión Fenosa era unha empresa tradicionalmente moi endebedada, e inicia o período sendo a empresa enerxética (non só eléctrica, tendo en conta tamén outras como CEPSA ou Gas Natural) cun maior ratio de débeda, case duplicando a débeda promedio de Endesa, Iberdrola e Hidrocantábrico para o ano 1996 (Rosell-Martínez & Salas, 2006).

Ao mesmo tempo, o descenso da débeda podería ter sido aínda maior de non ser pola crecente presión ao endebedamento en actividades non ligadas ao negocio tradicional, polo que a diferenza entre o endebedamento de Unión Eléctrica Fenosa e do Grupo Unión Fenosa é cada vez superior.

Así, o ano 1996 marca un punto de inflexión na débeda paralizando o seu descenso debido a unha crecente política de investimentos que precisan financiamento alleo. Como podemos observar na gráfica, prodúcese un desacoplamento da evolución entre a débeda da actividade eléctrica en relación á do conxunto do grupo debido a esta situación.

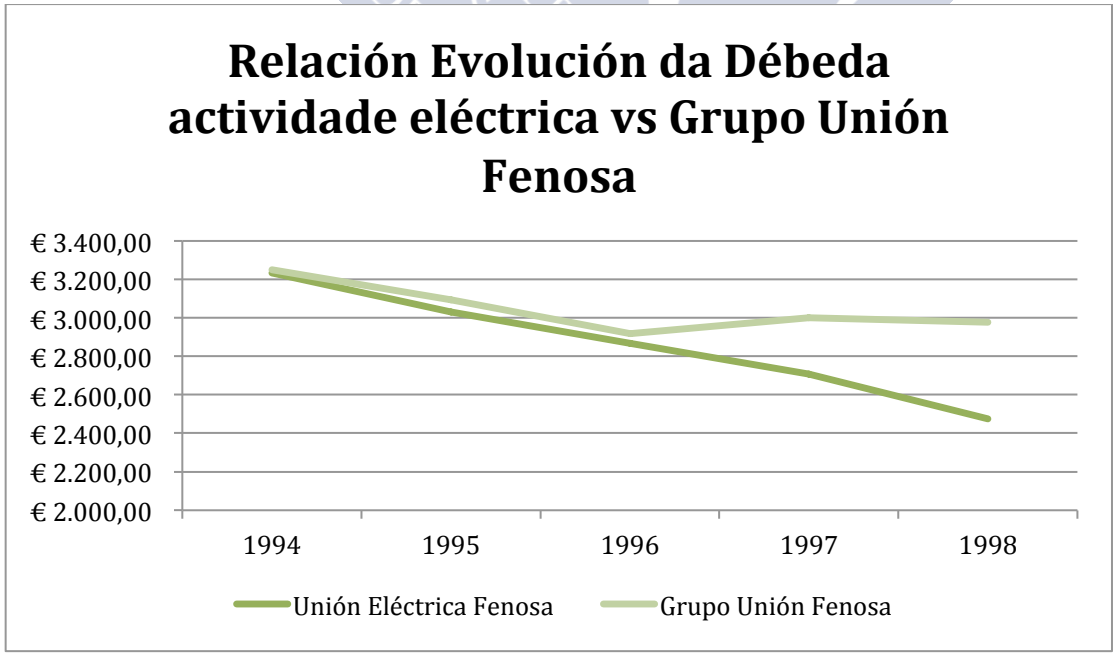


Figure 52: Relación Evolución da Débeda actividade eléctrica vs Grupo Unión Fenosa. 1994 - 1998

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1993 – 1999).

Mentres a débeda eléctrica continúa a súa tendencia á baixa dados os escasos novos investimentos realizados, as crecentes actividades en materia de diversificación e expansión exterior farán preciso a obtención de novo financiamento alleo.

Se no ano 1994 a débeda eléctrica supoñía o 99,5% da débeda do grupo, no ano 1998 esta cifra caera até o 83%, nunha tendencia que progresivamente irá aumentando coa entrada no negocio da distribución e xeración de electricidade noutros países.

Do mesmo xeito, a composición interna da débeda é totalmente diferente á existente tan só dez anos atrás: o peso da débeda estatal supera o 75%, mentres algunhas divisas da cesta de moedas empregada para o financiamento no pasado xa desaparecen (como a libra esterlina ou o $ canadiense), mentres o esforzo na contención da débeda en US$ é significativo, non chegando a superar nin o 2% da débeda total, o que amosa o interese nos cancelamentos de débeda en divisa e, particularmente, en $.

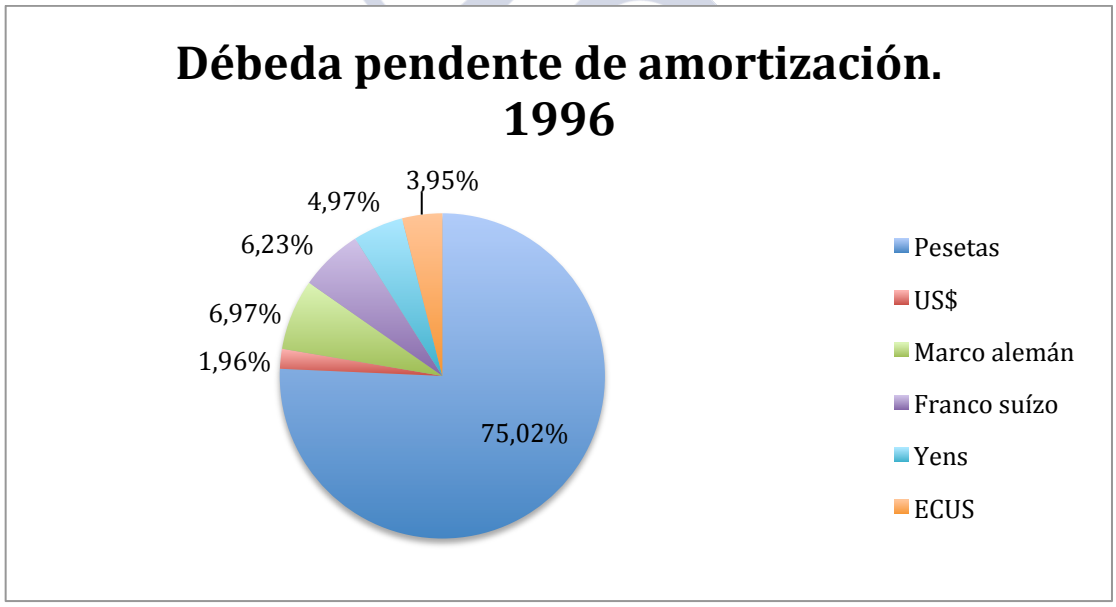


Figure 53: Débeda pendente de amortización. 1996

Fonte: Elaboración propia a partir da Memoria de Unión Fenosa (1996).

A crecente fortaleza bancaria española é un elemento fundamental para entender esta situación, permitindo que a estrutura da débeda avance en dúas direccións: crecente peso da débeda en peseta en relación á divisa e importante redución do peso total das obrigas e bonos como mecanismo de financiamento, que durante os anos 80 supuxeran unha importante fonte de financiamento pero que durante os anos 90 foran perdendo a súa relevancia.

O ano 2000 supón unha nova explosión do endebedamento, aumentando nun 65% tan só entre o ano 1999 e 2000, rompendo por primeira vez a tendencia á redución – estancamento á que estabamos acostumados dende o intercambio de activos de 1993. As motivacións para o incremento da débeda pasan, como era de agardar, polos novos investimentos internacionais e en telecomunicacións.

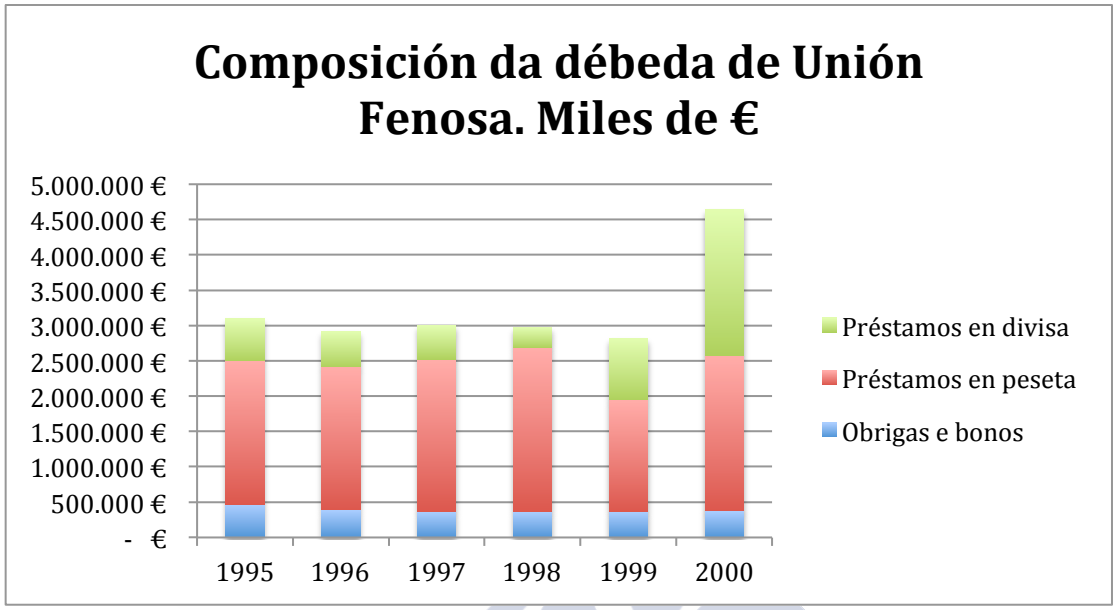


Figure 54: Composición da débeda de Unión Fenosa. Miles de €. 1995 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1995 – 2001).

Hai que ter en conta que no ano 2000 realizáronse investimentos por un valor total de 1.274 millóns de €, unha cifra moi elevada, dado que o investimento en xeración e distribución en España para o mesmo ano non supera os 336 millóns de €, un 26% do total.

O groso deste investimento realizouse no exterior, onde os investimentos internacionais representaron o 57% dos investimentos totais da compañía, tendo en conta a importancia da entrada en mercados como o mexicano ou o colombiano, dunha nova escala comparativamente aos mercados nos que se investiu en anos anteriores.

Do mesmo xeito, prodúcese outro efecto que fai evolucionar á alza a débeda da compañía: o aumento do perímetro de consolidación derivado das absorcións realizadas no ano 2000, de enorme importancia para a compañía, ao facerse cargo de empresas cun tamaño relevante na evolución das contas da compañía, como Cambridge Water (Reino Unido) ou as colombianas EPSA, Electricosta e Electrocaribe.

É precisamente por este motivo polo que os préstamos en divisa aumentan en maior medida que os préstamos en peseta, ao integrar as débedas destas

compañías, cando as condicións da débeda en peseta eran máis vantaxosas que aqueles créditos subscritos en divisa. Concretamente, no ano 2000 o xuro medio para a débeda en peseta era do 4,89% mentres o xuro medio para a débeda en divisa alcanzaba o 7,18%.

Do mesmo xeito, a estrutura das divisas empregadas para o endebedamento volve mudar radicalmente, dándose unha situación bastante particular derivada da política de absorcións exteriores, co peso colombiano como terceira moeda en importancia na evolución da débeda, só por detrás da peseta e o dólar, que volve retornar a niveis máximos en relación ao vivido durante o conxunto da década anterior:

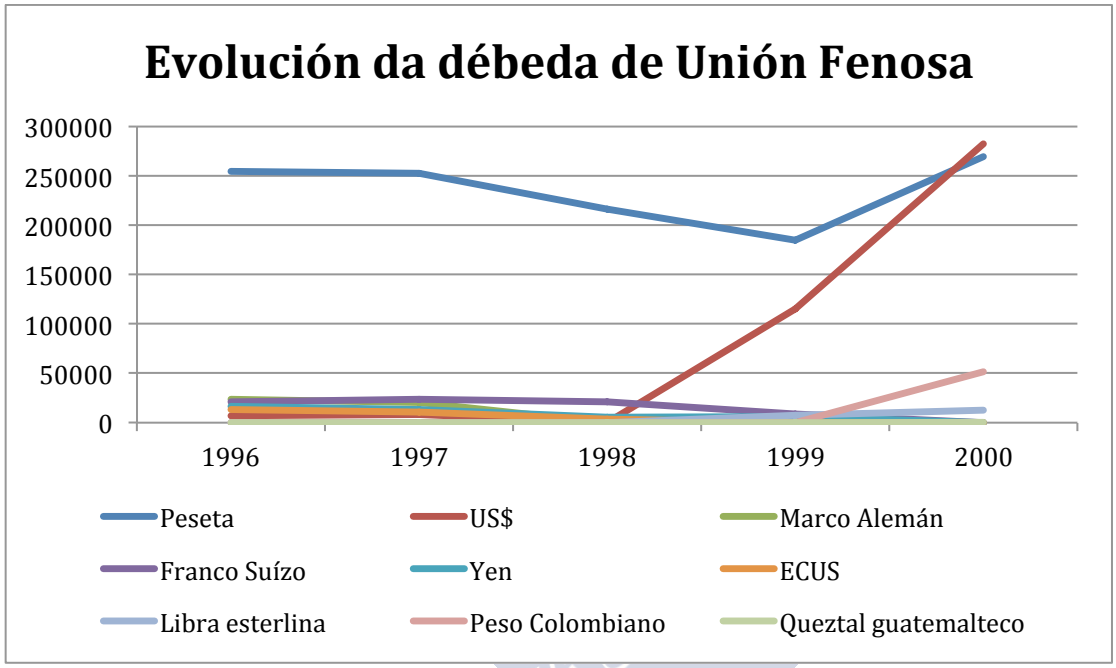


Figure 55: Evolución da débeda de Unión Fenosa. 1996 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das auditorías externas de Unión Fenosa (1996 – 2001).

Así, o US$ volve situarse como primeira divisa en importancia, mesmo por diante da peseta, representando máis do 45% da débeda total, mentres a peseta representa o 43,7%. Hai que ter en conta que a débeda en peseta aumenta nun 46% en relación ao ano 1999, polo que non debemos errar ao pensar que a peseta perde importancia, senón que o seu avance (aínda sendo máis que notable) é inferior ao do US$.

Curiosamente, a débeda en peso colombiano representa o 8,36% da débeda total de Unión Fenosa no ano 2000, sendo a primeira vez que a compañía ten subscrita débeda nesta moeda. Neste período, ademais, desaparecen tradicionais divisas da cesta da débeda da empresa, como o franco suízo, o marco alemán, os yens ou

os ECUs, moedas moi empregadas dende os anos 80 para o financiamento dos investimentos dese momento.

Polo tanto, a evolución da débeda ten que entenderse en dúas vertentes: a necesidade de financiamento alleo por parte da compañía de cara a fortalecer as súas posicións en materia de diversificación e internacionalización, pero tamén a incorporación de débeda das empresas absorbidas pola compañía no negocio exterior.

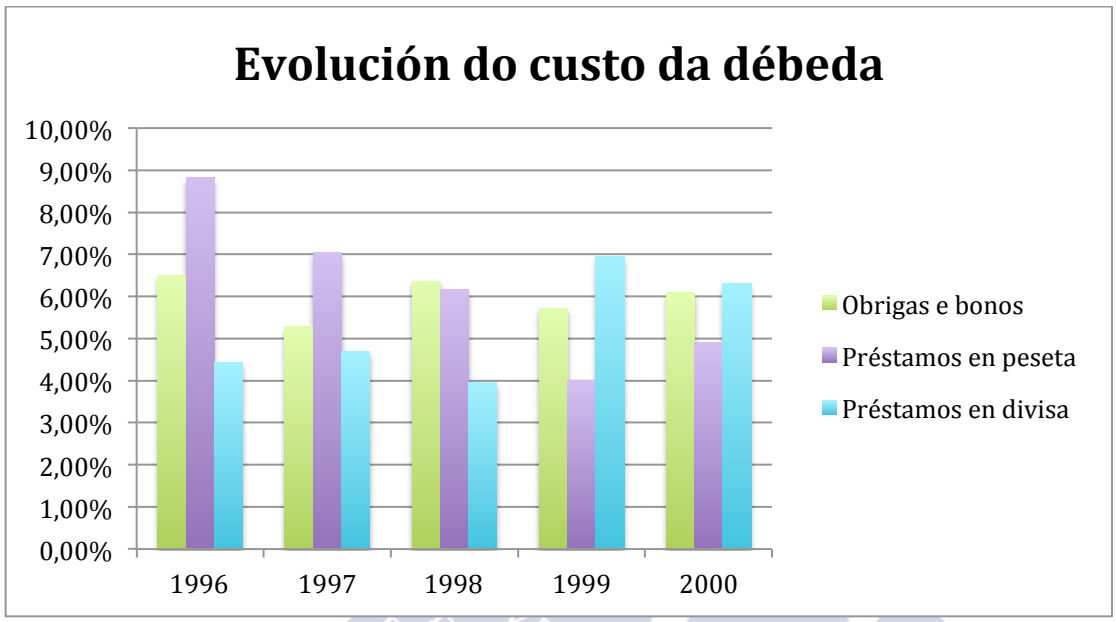


Figure 56: Evolución do custo da débeda. 1996 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das auditorías externas e as memorias de Unión Fenosa (1996 – 2001).

Esta realidade dual impide que a evolución da débeda sexa a idónea dadas as condicións do mercado monetario de finais dos anos 90, cunhas condicións de xuro moi favorables para a utilización de débeda en peseta, que dende o ano 1999 terá un custo mesmo inferior á débeda en divisa. Así, prodúcese un importante contraste entre a evolución do custo da débeda de Unión Fenosa e a evolución do tipo de xuro para os bonos do Estado, que mantén unha importante tendencia decrecente[322].

Aínda tendo en conta esta situación, o custo medio deste financiamento foi do 5,9%, unha cifra moi inferior ás que estabamos acostumados durante os anos 80, polo que sen darse unha configuración óptima da débeda, encádrase en

[322] Nunha situación que é común ao sector enerxético, polo que as peores condicións de débeda, en boa medida derivadas da absorción de empresas, son sufridas polo conxunto de empresas que inician o seu proceso de internacionalización.

parámetros normais e perfectamente asumibles pola compañía no seu proceso de crecemento.

6.3.2. Persoal e produtividade

Este período supón unha importante mudanza na tendencia do persoal en Unión Fenosa. A aparición de novos segmentos de negocio dentro da compañía impulsará inevitablemente á alza o cadro de persoal, sendo ademais actividades onde se precisa unha importante cantidade de man de obra. Particularmente a estratexia de diversificación, orientada cara a consultoría, é unha actividade con elevadas necesidades de forza de traballo e escasa necesidade de inmobilizado.

Así, a compañía vivirá a nivel laboral unha situación dual: un negocio maduro e con importantes investimentos en capital fixo, que mantén unha tendencia ao descenso do cadro de persoal, e un conxunto de novas actividades que precisan dunha importante cantidade de forza de traballo, boa parte dela moi cualificada. En paralelo, o crecemento exterior obrigará a integrar no cadro de persoal ás persoas traballadoras das empresas absorbidas no mercado internacional.

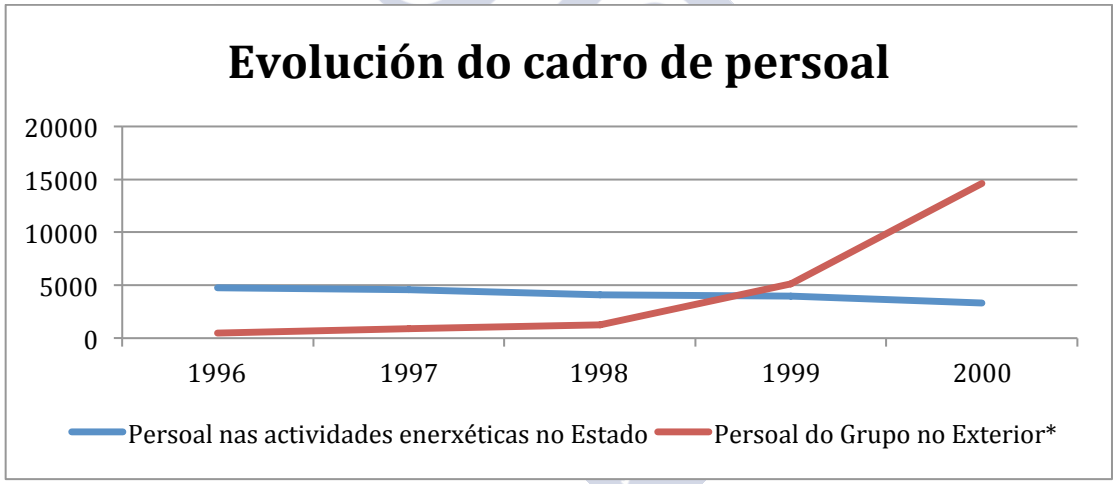


Figure 57: Evolución do cadro de persoal de Unión Fenosa. 1996 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1995 – 2001).
*Esta cifra é sen criterio de consolidación. É dicir, o conxunto de persoal nas empresas controladas por Unión Fenosa.

Así, mentres o persoal total nas actividades enerxéticas no Estado se reduce nun 30%, o persoal do grupo no exterior multiplícase por trinta, todo isto nun período de tan só cinco anos. Ao mesmo tempo, o persoal de Soluziona acada os 4.500 traballadores no ano 1999, manténdose nesa cifra tamén no ano 2000. A evolución do persoal nas actividades enerxéticas no Estado ten unha evolución

en consonancia coa situación do sector europeo para o período 1996 – 2001, se ben Unión Fenosa vive este proceso dun xeito moito máis acusado[323].

É relevante o elemento do incremento de persoal nos mercados internacionais porque se integrarán cadros de persoal moi diversos, tamén con produtividades do traballo diversas e que modificarán a tendencia crecente da produtividade do traballo vivida ao longo dos anos 90.

Mentres a cifra de negocio aumenta de xeito sostido, o forte incremento de persoal, en particular a partir do ano 1998, empurra á baixa a produtividade do traballo na compañía. Polo tanto, mentres no período 1993 – 1998, cunha consolidación do negocio tradicional e o inicio da expansión das novas áreas de negocio, unido ao progresivo descenso do cadro de persoal nas actividades maduras (esencialmente xeración e distribución, ante a crecente automatización de procesos) permitiu que a produtividade se mantivera estable durante o quinquenio.

Sen embargo, a partir do ano 1998 o forte incremento das actividades de diversificación e, particularmente, o inicio do proceso de absorción de diversas compañías no exterior, repercutiu dun xeito moi negativo na produtividade do traballo, descendendo un 35% dende as cifras manexadas no ano 1993.

Esta situación é característica de Unión Fenosa fronte as outras tres grandes empresas do sector (Endesa, Iberdrola e Hidrocantábrico), que no mesmo período manteñen unha tendencia constante ou á alza[324]. Precisamente este indicador é o que mellor exemplifica a estratexia empresarial de Unión Fenosa, en particular relativa á internacionalización: a entrada en mercados máis pequenos e desestruturados deteriora os índices de produtividade do traballo por absorber empresas con peor utilización de factores.

Pola contra, a entrada de Endesa e Iberdrola en maiores mercados consolidando posicións en empresas de maior tamaño e organización evitan que vivan esta situación. Por último, Hidrocantábrico, renunciando a unha estratexia de internacionalización agresiva como o das outras tres compañías, vive unha situación de maior estabilidade en termos de produtividade.

[323] Sobre esta cuestión xa se fan comentarios no Capítulo 1, citando a Commission of the European Communities (2004).

[324] Se a comparativa é realizada fronte ao conxunto do sector enerxético, sumando empresas gasistas (Gas Natural), petrolíferas (CEPSA e REPSOL YPF) e de transporte de electricidade (Red Eléctrica) a posición de Unión Fenosa é aínda de maior deterioro relativo sobre o sector.

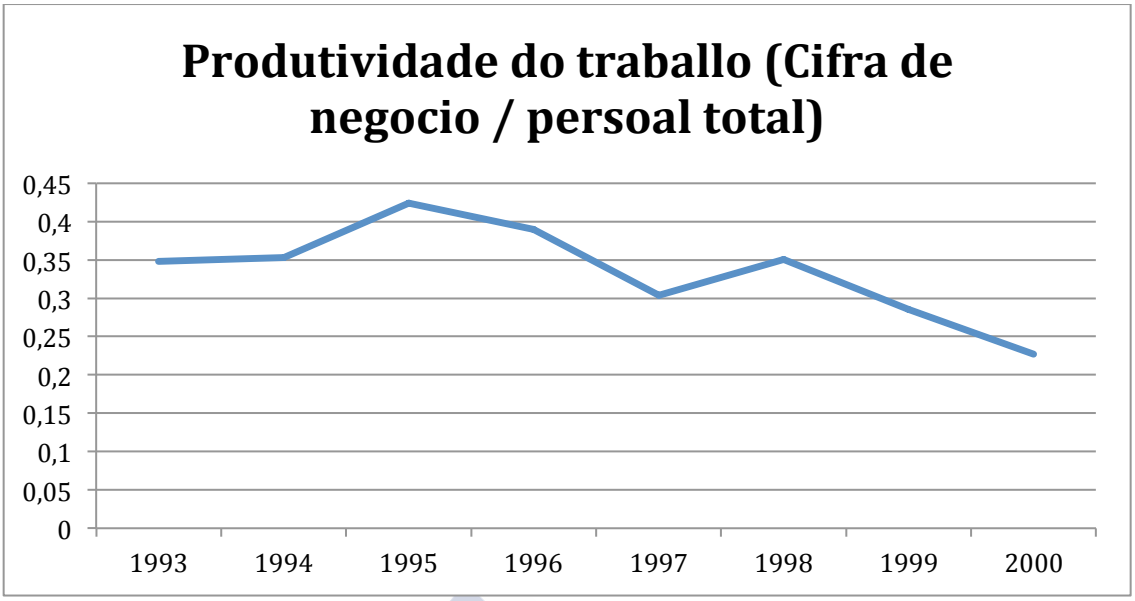


Figure 58: Produtividade do traballo (Cifra de negocio / persoal total). 1993 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1993 – 2001).
*Este indicador conta cunha pequena limitación, ao empregar o persoal total e non o número de horas traballadas, que sería unha medida máis exacta para o cálculo da produtividade laboral.

Polo tanto, se ben a estratexia de crecemento se amosa verdadeiramente exitosa en termos de aumento da cifra de negocio e dos beneficios obtidos pola compañía, en termos laborais a posición da compañía deteriórase progresivamente, o que inevitablemente levará a reestruturacións de cadros de persoal en múltiples das empresas controladas por Unión Fenosa[325].

É interesante resaltar que a produtividade do traballo evoluciona de xeito inverso á produtividade do capital, tanto para Unión Fenosa como para o conxunto do sector. Mentres Unión Fenosa mantén unha certa estabilidade da produtividade do capital no período, o resto de empresas eléctricas evolucionan á baixa, particularmente Endesa, que reduce a súa produtividade do capital á metade. Só Iberdrola mantén unha tendencia similar á de Unión Fenosa en termos de estabilidade na produtividade do capital (Rosell-Martínez & Salas, 2006).

Esta situación indica varias cuestións: o sector está modificando a intensidade na utilización de factores cara unha maior intensidade no uso do capital, mentres Unión Fenosa actúa en sentido contrario (é a única empresa do sector enerxético no que o crecemento do emprego é superior ao crecemento dos activos en explotación).

Existen dúas motivacións para esta situación: a existencia de cadros de persoal demasiado elevados nas empresas absorbidas no exterior para o negocio

[325] Reestruturacións que non estarán exentas de conflictos sociais en moitos casos.

internacional e un maior peso da diversificación como estratexia empresarial, caracterizado por actividades moi intensivas en capital humano e con escasas necesidades de capital fixo.

6.3.3. Beneficios, dividendos e capitalización bursátil

A evolución da compañía neste período é claramente exitosa, particularmente se é comparada cos períodos previos. O beneficio continúa o seu aumento, sufrindo un incremento do 177% entre o ano 1993 e o ano 2000, o que permite realizar dúas accións: progresivos incrementos no reparto de dividendos e a redución do pay-out de cara á obtención de maior autofinanciamento para os novos investimentos realizados pola empresa.

Ao mesmo tempo, a evolución dos dividendos é crecente, chegando a rendibilidades superiores ao 14%, no momento no que o financiamento alleo mantén unha importante evolución á baixa, o que será un grande desincentivo para realizar ampliacións de capital por parte da compañía. Polo tanto, este elemento axuda a entender por que tanto o número de accións como os recursos propios manteñen unha situación de estancamento aínda nun contexto de crecentes investimentos.

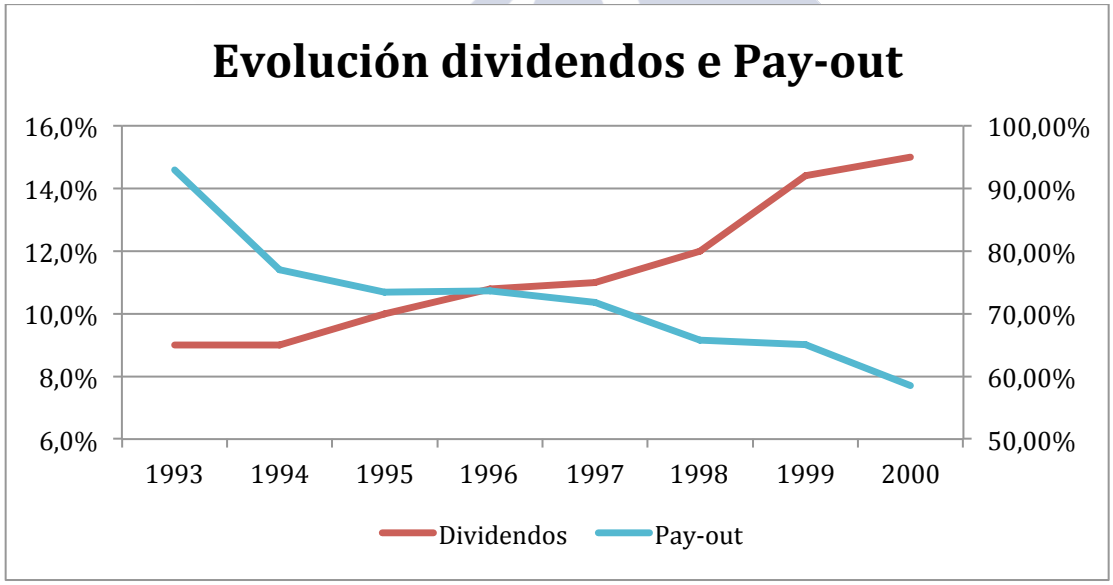


Figure 59: Evolución dividendos e Pay-out. 1993 - 2000

Fonte: Elaboración propia a partir de datos das Memorias de Unión Fenosa (1993 – 2000).

Esta situación é relevante porque por primeira vez dende que a empresa é constituída despois da fusión, o autofinanciamento xoga un papel relevante de cara aos investimentos a realizar. Lembremos que a comezos dos anos 90 o pay-out situábase en valores moi elevados (claramente superiores ao 90%) de xeito continuado, polo que era preciso recorrer ao financiamento externo e ás

ampliacións de capital ano tras ano[326], o que debilitaba a posición da compañía en relación aos gastos financeiros.

Así, en tan só sete anos a evolución do pay-out descende dende cifras superiores ao 90% até o limiar do 60%, ademais mentres os dividendos continúan medrando, o que supón unha situación moi positiva para os inversores.

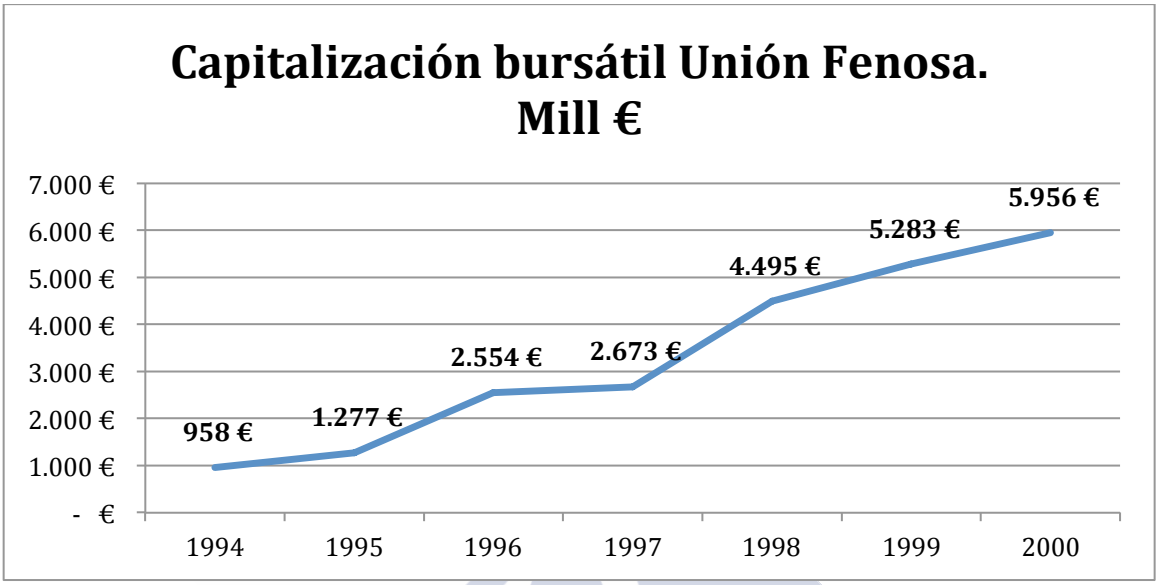


Figure 60: Capitalización bursátil Unión Fenosa. Mill €. 1994 - 2000

Fonte: Memorias de Unión Fenosa (1996 – 2000).

Unha consecuencia directa desta situación é unha moi favorable evolución bursátil durante o conxunto do período, claramente por riba do conxunto do sector. Se ben o comportamento bursátil do sector eléctrico no período ten unha evolución similar á do conxunto da bolsa[327] (cunha rendibilidade anual promedio próxima ao 27%), Unión Fenosa mantén un comportamento claramente superior tanto ao sector como ao conxunto de valores, polo que o mercado está valorando positivamente a súa estratexia en relación ao sector[328].

[326] Até o punto de que a nova regulación impulsada polo goberno a partir do ano 1982 foi a de limitar o reparto de dividendos mentres a situación financeira non se modificara.

[327] Hai que ter en conta, ao mesmo tempo, a importancia do sector eléctrico no conxunto da bolsa de valores, polo que é normal que os comportamentos non sexan particularmente diferenciados.

[328] É curioso que a segunda empresa eléctrica con mellor posición bursátil, tamén por riba da media do sector eléctrico e do conxunto do sector enerxético, sexa Hidrocantábrico, polo que no período o mercado tende a valorar máis positivamente as empresas de tamaño medio fronte as dúas grandes do sector.

Table 56: Rendibilidade para o accionista en % anual. 1996 - 2000

	1996	1997	1998	1999	2000	Media
Unión Fenosa	106,9	8,5	73,3	18,9	15	44,52
Media do sector	59,6	20,15	42,8	-1,55	14,35	27,07
Bolsa de Madrid	43	45	39	20	-10	27,4

Fonte: Elaboración propia a partir dos datos de Rosell-Martínez & Salas (2006).

De tódolos xeitos, é importante salientar que a estrutura dos beneficios da compañía está baseada, en boa medida, nas actividades tradicionais, dado que os retornos da diversificación, aínda sendo significativos, ocupan unha cifra menor do conxunto de resultados.

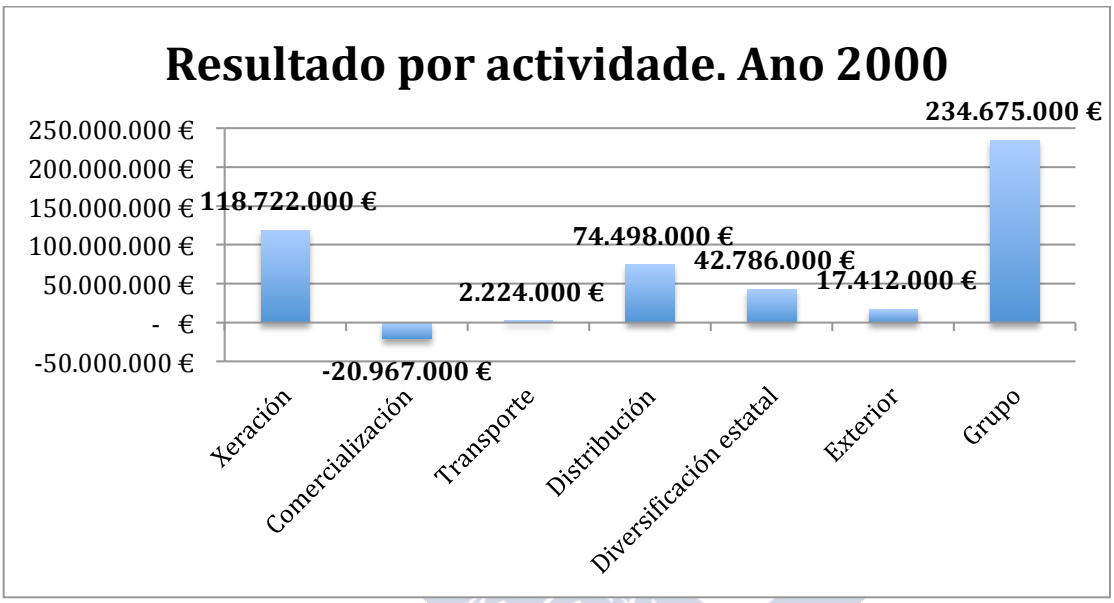


Figure 61: Resultado por actividade. Ano 2000

Fonte: Elaboración propia a partir de Memoria de Unión Fenosa (2001).

Como podemos observar, as actividades tradicionais da compañía, ligadas puramente ao sector eléctrico (xeración, comercialización, transporte e distribución) representan practicamente un 75% dos beneficios da compañía, representando a suma da diversificación e a actividade internacional tan só o 25%.

De tódolos xeitos, se ben as cifras das novas actividades en relación aos beneficios son máis modestas que as da participación na cifra de negocio da compañía, o certo é que a súa contribución ao incremento dos beneficios do grupo é fundamental. Tan só dous anos antes, no ano 1998, as actividades tradicionais da compañía representaban o 85% do total de beneficios, polo que a

entrada destas actividades supón unha importante contribución de cara a poder aumentar estas cifras[329].

Tendo en conta a importancia destas actividades na cifra de negocio, é importante salientar este elemento dada a necesidade de maduración destes investimentos, que producen inicialmente uns retornos inferiores ás actividades tradicionais, como podemos observar ao compartir estes datos cos de ingresos de explotación por actividade.

Outro xeito de observar esta realidade é mediante o ROA (retorno de activos), que mide a rendibilidade do investimento realizado (Bartual & Moya, 2008), podendo realizar varias observacións. Se ben o ROA de Unión Fenosa mantén unhas ratios aceptables (xeralmente superiores ao 5%), sitúase de xeito recorrente por debaixo da media do sector eléctrico (Rosell-Martínez & Salas, 2006), o que indica unha menor capacidade de xeración de rendibilidade. Sen embargo, este gap ca media do sector redúcese no período 1996 – 2000, no que permite observar unha estratexia de investimentos máis exitosa que o das empresas competidoras.

Por último, un elemento de relevancia é o progresivo descenso do ROA tanto de Unión Fenosa como do conxunto do sector, o que amosa que o proceso de diversificación e internacionalización tracciona á baixa á rendibilidade, cando menos nestes primeiros momentos de expansión: no período 2000 – 2002 o ROA da actividade eléctrica en España das empresas de UNESA é sistematicamente superior ao ROA do resto de actividades, situación que se inviste no ano 2003 até final de década. Mentres o ROA doutras actividades se situaba nun 3,83% de media no período, para as actividades eléctricas será do 5,76%[330] (UNESA, 2010).

[329] Unha vez máis, a saturación do mercado tradicional impide que o crecemento dos beneficios poida realizarse mediante investimentos nestas actividades, claramente máis rentables. Tendo en conta esta situación, tamén é de salientar que os beneficios das actividades tradicionais mantéñense á alza, en boa medida pola capacidade de contención de gastos, dándose unha realidade pouco habitual en sectores maduros: as actividades tradicionais manteñen unha tendencia crecente na súa rentabilidade.

[330] Sen embargo, o 2003 supón un punto de inflexión onde o ROA doutras actividades aumenta (até o 6,85% de promedio até o 2009) cun práctico conxelamento do ROA da actividade eléctrica no Estado (situándose no 5,4% de promedio até o 2009), o que denota o fin do período de maduración deses investimentos, cunha racionalización do esforzo dos investimentos noutras actividades e unha aprendizaxe e mellora na utilización dos recursos.

Figure 62: Ingresos de explotación por actividade. Ano 2000

Fonte: Elaboración propia a partir dos datos de Unión Fenosa (2000).
*Os ingresos por servizos profesionais no exterior forman parte de Soluziona, e non dos investimentos internacionais, onde só se inclúen os negocios puramente eléctricos (xeración, distribución, transporte e comercialización).

A distribución e a xeración de enerxía eléctrica en España continúan sendo as dúas principais partidas da cifra de negocio da compañía, se ben o seu peso relativo na empresa é cada vez menor. Durante o período 1993 – 2000 non se realizaron importantes mudanzas nestas actividades dende unha óptica interna. En materia de produción eléctrica os incrementos de potencia son escasos, e a evolución da tarifa será claramente descendente, nunha dinámica que se mantén no conxunto da década[331].

En materia de distribución realízanse investimentos basicamente orientados á mellora da rede da empresa, con particular importancia do Plan MEGA, de cara a desenvolver a rede eléctrica nas áreas rurais galegas e financiada en até un 50% con fondos públicos da Xunta de Galicia (Orde da Consellería de Industria e Comercio, 1996).

En terceiro lugar xa se sitúan os investimentos internacionais, unha vez consolidada a posición do Grupo no exterior, con participación en trece países de tres continentes máis alá de Europa nos negocios de xeración, transporte e distribución. É importante salientar que a importancia desta área de actividade

[331] Se ben a importancia da distribución en canto aos ingresos da actividade é superior á da produción, esta posición invírtese cando se analizan os beneficios, porque a rentabilidade da produción é superior á da distribución.

nos ingresos de explotación despois resulta ser moi inferior en canto á obtención de beneficios.

Este elemento é fundamental: os investimentos no negocio tradicional pero en mercados novidosos non provocan os retornos da actividade inicial da compañía, polo que é a saturación do mercado estatal o que obriga á empresa a este tipo de investimentos, non a capacidade de obtención de grandes rendibilidades no exterior. Así, unha vez exista a posibilidade de novos investimentos locais (e na segunda metade da década dos 90 xa comeza a observarse a necesidade de nova capacidade instalada para o mercado español), é de agardar que estes investimentos accesorios non sexan priorizados pola empresa.

Table 57: Participación do Grupo Unión Fenosa no negocio enerxético no exterior. Ano 2000

Xeración	Kenia
	México
	República Dominicana
	Colombia
	Costa Rica
Transporte e distribución	Bolivia
	Panamá
	Guatemala
	República Dominicana
	Moldavia
	Colombia
	Nicaragua
	Filipinas

Fonte: Memoria de Unión Fenosa (2000).

Ao mesmo tempo, existe outra consecuencia lóxica: a necesidade de racionalizar as estruturas das empresas que están sendo absorbidas por Unión Fenosa de cara a conseguir unhas taxas de rendibilidade similares ás obtidas no mercado tradicional, o que dará lugar a plans de axuste en termos de emprego, a necesidade de desprenderse da nova débeda obtida nestes negocios e a racionalización organizativa de cara á mellora na xestión de procesos.

6.4. Conclusións

a) O período 1993 – 2000 supón un verdadeiro punto de inflexión na compañía, iniciándose coa recuperación económico-financeira dunha empresa eléctrica estatal e finalizando coa construción dunha importante empresa transnacional multiservizos con presenza en máis de 40 países e múltiples actividades máis alá do negocio eléctrico.

b) As transformacións reguladoras no período son fundamentais, ante a necesidade de adaptación a un novo modelo eléctrico onde a fixación de prezos se realiza no pool eléctrico. A regulación pública no proceso de liberalización será fundamental, ao consolidar o marco empresarial (dúas grandes empresas e outras dúas de menor tamaño) sen división para o fomento da competencia e cunha clara intervención nas tarifas que garantirán uns retornos ás empresas que permitirán taxas de retorno positivas.
c) O contexto económico xogará moi a favor da empresa: crecente aumento do consumo eléctrico, descenso progresivo dos custos das materias primas e moi importante descenso dos custos financeiros nos mercados de capital (tanto estatais como no exterior) reducirán considerablemente os custos de produción.
d) Esta situación permitirá o saneamento da compañía en relación á débeda, reducíndose o seu peso de xeito considerable. A consecuencia desta situación é a crecente posibilidade de liberalización de recursos de cara a realizar novos investimentos. Dada a sobrecapacidade eléctrica de inicio do período, permite á empresa iniciar unha tripla estratexia, mediante a diversificación, a internacionalización da actividade e o desenvolvemento das enerxías especiais.
e) Este incremento do tamaño da empresa remata na tentativa, no ano 2000, de absorber Hidrocantábrico e constituír o terceiro grupo eléctrico español[332], cun tamaño máis similar ás dúas grandes empresas. A obtención de recursos para esta operación implica a entrada dun socio estranxeiro (National Power, do Reino Unido) e o desinvestimento en parte do negocio das telecomunicacións, o que permite unha importantísima obtención de plusvalías. A negativa do goberno ante esta operación evita a construción desta terceira pata no sector, pero permite a Unión Fenosa continuar desenvolvendo a súa tripla estratexia ante a grande cantidade de recursos obtidos.
f) O mercado eléctrico español comeza a amosar síntomas de necesitar incrementar a capacidade instalada, situación á que Unión Fenosa fai fronte de xeito directo, sentando as bases para o desenvolvemento dun importante parque de Centrais Térmicas de Ciclo Combinado. Para desenvolver esta estratexia, que se materializará a partir do ano 2002, Unión Fenosa obtén o apoio dun socio exterior con experiencia nesta tecnoloxía (National Power), inicia o desenvolvemento de centrais tamén no exterior (México) e amplía a súa participación na cadea de valor da electricidade producida mediante gas en dúas direccións: acordos bilaterais para a obtención de gas en orixe (Exipto) e creación de filiais de

[332] Como diría o presidente da compañía durante os anos 90, Julián Trincado, a constitución da Terceira Pata no sector eléctrico español (Lugilde, 30 de Maio do 2000).

cara á regasificación do Gas Natural Licuado de importación (Reganosa). Do mesmo xeito, a planificación realízase a grande escala (case 3.000 MW a instalar en menos nunha década) e controlando o conxunto da cadea de valor, co obxectivo de consolidarse como unha das grandes empresas gasistas do Estado.

g) A estratexia de diversificación, xa latente en períodos anteriores, acada un novo estadío durante este momento. Nun primeiro paso de desenvolvemento de actividades auxiliares relativas ao sector (como a enxeñería civil, a minería de carbón ou desenvolvemento de aplicacións tecnolóxicas) para posteriormente avanzar en novas actividades. En primeiro lugar, desenvolvendo actividades relativas ao sector eléctrico orientadas cara outras empresas e non só para a facturación cara o grupo Unión Fenosa, posteriormente internacionalizando estas actividades cara outros países e finalmente introducíndose noutras actividades, xeralmente industrias de rede, e con particular importancia no desenvolvemento das telecomunicacións.
h) O proceso de internacionalización realízase baixo criterios de prudencia, podendo identificarse diversos momentos. Nun primeiro paso a través da entrada noutros mercados en negocios que precisan de baixos investimentos pero alta capacitación, particularmente relativos á consultoría, para posteriormente incrementar o grao de participación nos negocios tradicionais da empresa (xeración, transporte e distribución de electricidade). O desenvolvemento da internacionalización en Unión Fenosa contén rasgos propios en relación ás outras empresas do sector eléctrico: entrada tardía, cara mercados de menor tamaño e con institucións máis febles e busca de control do mercado.
    a. Dúas excepcións marcan esta estratexia: México, como mercado de grande tamaño onde se inician os primeiros proxectos de ciclo combinado e ademais abre as portas á entrada no mercado dos Estados Unidos; e Colombia, que claramente supón un cambio de escala en relación aos mercados anteriores (República Dominicana, Guatemala ou Costa Rica).
i) A estratexia en materia de enerxías especiais pasa por adaptarse ás normativas vixentes de cara a facer rendible un posible mercado que aínda se sitúa no terreo experimental, pero cunhas curvas de aprendizaxe que no medio prazo poden provocar importantes retornos. En particular a enerxía eólica é cada vez máis relevante no mix da compañía.
j) O resultado desta tripla estratexia, unido á favorable evolución do negocio tradicional, é un forte incremento da cifra de negocio e dos beneficios, reducindo o papel da xeración e distribución de electricidade no mercado estatal nun 25%, se ben continúan sendo as liñas de negocio fundamentais da compañía.

k) A evolución da débeda é favorable en boa parte do período, se ben inicia un novo deterioro a partir do ano 1998. As condicións de mercado son moi favorables (particularmente se as comparamos ca situación de inicios dos anos 80 ante aquel ciclo de investimentos), tanto no mercado estatal como no internacional. De tódolos xeitos, a compañía non mantén unha estrutura óptima da débeda en relación ás posibilidades de mercado dada a absorción de compañías (en particular en América Latina) cunha estrutura de custos da débeda negociados en peores condicións.
l) Os crecentes beneficios da compañía permiten incrementar os dividendos a repartir ao mesmo tempo que se reduce o pay-out de xeito considerable. Esta situación permite que o autofinanciamento sexa un mecanismo relevante de obtención de recursos para novos investimentos por primeira vez dende a constitución de Unión Fenosa.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

7. Unión Fenosa como grande empresa transnacional eléctrica e o retorno ao mercado estatal. 2001 – 2008

Este novo período iníciase sobre importantes mudanzas internas e externas. Internamente, a compañía vive unha importante mudanza no accionariado despois da fusión dos Bancos Central Hispano e Santander, que darán lugar a un novo presidente, Antonio Basagoiti, que contará con Honorato López Isla como Conselleiro Delegado.

En canto á situación externa, caracterízase polo inicio dunha desaceleración económica internacional derivada do 11-S, o escándalo Enron e o colapso das empresas *.com*, se ben a economía española resistiu en maior medida que o entorno esta situación. Tamén é relevante a evolución monetaria, basicamente por dous elementos: o mantemento duns tipos de xuro baixos, que facilita o endebedamento ao non representar crecentes custos financeiros, e unha progresiva apreciación do €, que afectará de xeito relevante ao negocio internacional.

Se o inicio do período ten estas características, o ciclo varía a partir dos anos 2003 – 2004, dándose unha situación de importante crecemento económico até o 2008 tanto nas principais economías occidentais (en particular España mantén un crecemento por riba da Unión Europea) e tamén en América Latina, principal área de influencia da compañía no exterior, polo que a situación económica global resultará favorable ao crecemento e consolidación da empresa.

Por outra banda, o consumo eléctrico español mantivo o seu ascenso, comezando a visibilizarse a necesidade de iniciar un novo ciclo expansivo da potencia instalada no Estado (UNESA, 1999), polo que as empresas eléctricas iniciarán unha transformación nos seus investimentos prestando atención a esta situación.

No caso concreto de Unión Fenosa esta situación visibilízase ante a necesidade de volver operar cas centrais de fuel oil, practicamente inutilizadas durante os anos 90. Se no ano 1996 se acadou un mínimo no papel desta tecnoloxía (proporcionando o 0,35% do total producido pola compañía), no ano 2001 a produción con este combustible chegou a representar o 6,4% do total, multiplicando a produción con fuel por 27 entre 1996 e 2001[333].

Outro elemento a ter en conta é a evolución das tarifas, que inician unha senda de crecemento en termos nominais durante o período, marcándose un punto de

[333] Para iniciar novamente unha senda de decrecemento no uso desta tecnoloxía, tanto en produción total con fuel-oil como en valor relativo sobre o total da produción da compañía.

inflexión no ano 2006, cun forte incremento próximo ao 4,5%, polo que por primeira vez nos quince anos anteriores as tarifas aumentaron mesmo en termos reais. Dada a política de contención de gastos no negocio tradicional, esta situación permitirá unha mellora dos balances das compañías eléctricas.

Ao mesmo tempo, tómase unha importante decisión empresarial que variará a estratexia da década anterior: a recompra do 25% de Unión Fenosa Xeración a National Power, que dende o ano 1999 se situara como socio estratéxico da compañía.

Así, este primeiro movemento de cara á obtención de socios estratéxicos (tanto dende o punto de vista financeiro como tecnolóxico) resultará en fracaso, nunha experiencia de tan só dous anos e sen un grande desenvolvemento de medidas concretas derivadas do acordo.

Deste xeito, iníciase un novo período onde a estratexia empresarial mudará: os investimentos no mercado tradicional volverán aumentar, non só para a expansión de nova potencia eléctrica, senón tamén de cara a converter Unión Fenosa nun dos principais operadores do mercado de gas, mentres se continuará desenvolvendo a estratexia de internacionalización da compañía cara diversos países.

Hai que ter en conta que unha vez frustrada a fusión con Hidrocantábrico a compañía quedaba situada nunha posición complexa: a terceira empresa española por cota de mercado, importante carteira internacional e certo grao de diversificación facían de Unión Fenosa unha compañía moi atractiva para as grandes compañías europeas do sector, que neste momento están vivindo unha época de forte concentración e compiten pola obtención de activos.

Este elemento axuda a entender a favorable evolución bursátil da compañía neste período ante os continuos rumores de absorción e, polo tanto, a necesidade de fomentar o crecemento da compañía como estratexia defensiva (Gorton, Kahl & Rosen, 2005).

A inestabilidade económica posterior ao ano 2001 obriga á compañía a desenvolver mudanzas na súa estratexia empresarial, que, aínda cunha favorable tendencia dos mercados de capitais, comeza a visibilizar no endebedamento posibles problemas ao medio prazo. Polo tanto, decídese desenvolver un novo Plan Estratéxico (2003 – 2007) que terá como obxectivos priorizar o investimento no estado (en gas e electricidade) así como acelerar a posta en funcionamento dos investimentos enerxéticos no exterior.

Como contrapartida, de cara ao control de gastos, particularmente financeiros, iniciarase unha estratexia de desinvestimentos selectivos en áreas non consideradas estratéxicas para a compañía, mentres se buscarán socios comerciais de cara a minimizar riscos e reducir o esforzo inversor, na busca de reducir a débeda do grupo e aumentar o resultado operativo e os beneficios. A estratexia da compañía amosa ser un éxito, dado que os obxectivos marcados serán cumpridos mesmo cun ano de adianto, no ano 2006.

Esta estratexia de desinvestimentos non será un elemento diferencial de Unión Fenosa, senón que múltiples empresas eléctricas manterán esta evolución. De feito, Unión Fenosa será a empresa española que inicia con máis retraso este tránsito (por detrás das empresas líderes, Iberdrola e Endesa) dende a idea de empresa multiservizos cara a empresa centrada no conxunto da cadea de valor enerxética. Do mesmo xeito, esta evolución non é exclusiva do sector español, senón que se dá noutras empresas europeas, como E.ON (Codognet et al, 2003).

Ao mesmo tempo, neste proceso de desinvestimentos venderá un 7% da participación en REE, o que reforza esta estratexia, se ben esta operación ten que realizarse por imperativo legal, xa que a Ley 53/2002 de 30 de Diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social modificaba a Ley do Sector Eléctrico, polo que ningún accionista de Red Eléctrica Española podería contar con máis do 3% na participación da compañía.

Esta operación, de tódolos xeitos, casa perfectamente ca estratexia da compañía de cara aos desinvestimentos en negocios non centrais para Unión Fenosa, desprendéndose no ano 2007 dun 2% máis da súa participación en Red Eléctrica.

Dado o adianto temporal na consecución dos obxectivos marcados no Plan Estratéxico, no ano 2006 aprobarase o que será o último Plan Estratéxico da Compañía, o Plan BIGGER 2007 - 2011 (Businesses, Investments, Growth x2, Efficiency & Returns), que busca duplicar o beneficio da compañía e realizar un investimento de 9.000 millóns de € (cando no período anterior sumaron un total de 3.900 millóns).

O horizonte deste plan está baseado no crecemento orgánico das actividades con baixo risco, realizando novas adquisicións e fomentando o impulso de alianzas estratéxicas con outras empresas, estratexia empresarial recorrente entre as grandes empresas españolas da época na busca de superar barreiras de entrada, limitar riscos, mellorar a posición fronte á competencia internacional e acelerar a expansión internacional (García-Canal, 2004).

Como observamos, este novo plan estratéxico busca, basicamente, profundizar na liña aberta a partir do ano 2003: crecemento do negocio puramente

enerxético e minimización de riscos en base a acordos con socios estratéxicos; o único elemento novidoso resulta o das adquisicións, estratexia aplicada durante os anos 90 e claramente evitada na década dos 2000.

En canto ao aumento do negocio tradicional, os investimentos en nova potencia instalada no Estado serán escasos, a excepción de finalizar as centrais en construción e que se porán en funcionamento até o ano 2008. Se ben o crecemento da demanda eléctrica viña sendo importante, o importantísimo desenvolvemento de parque gasista durante o período 2002 – 2008 fará innecesarios grandes investimentos nesta materia[334]. Soamente os necesarios investimentos nas centrais de carbón para adaptarse ao novo marco normativo, máis restritivo en materia de emisións, fará preciso centrar recursos na capacidade instalada estatal[335].

Onde si se observa interese para a construción de nova potencia é no mercado renovable, buscando multiplicar por tres a capacidade instalada até chegar aos 850 MW propios no Estado e os 1.600 MW no mercado internacional. Polo tanto, o núcleo de investimentos eléctricos realizarase orientado ás enerxías renovables, un salto cualitativo na estratexia empresarial, xa que este segmento nunca formara parte do *core empresarial*, e mesmo a empresa decidira realizar certos desinvestimentos nesta material tan só uns anos antes.

Polo tanto, a evolución da curva de aprendizaxe en materia renovable (McDonald & Schrattenholzer, 2001), unido á redución de custos e á existencia dunha regulación favorable modificaron a posición que Unión Fenosa mantivera en materia renovable en anos previos.

Así, a orientación estratéxica da compañía será cara aumentar a capacidade instalada nos mercados exteriores dos que Unión Fenosa forma parte, ao mesmo tempo que buscará replicar a posición como operador global do gas tamén no carbón (unindo a estratexia de control do conxunto da cadea de valor con desenvolver estratexias ligadas á minimización da contaminación provocada polas centrais de carbón)[336] e a expansión da capacidade renovable no mercado estatal.

---

[334] Aínda que a empresa contará con emplazamentos para poder desenvolver proxectos dun total de até 4.000 MW no caso de precisarse nova potencia a instalar.

[335] De cara a adaptarse aos novos máximos de emisión introducidos no RD 430/2004, sobre Grandes Instalaciones de Combustión, e que entrarían en vigor o 1 de Xaneiro do 2008. O investimento total para esta transformación roldará os 260 milóns de €.

[336] A primeira medida nesta dirección é a compra dun 70% da mina de carbón de Savmore en Sudáfrica, xa no ano 2006, a través da compra da empresa Kangra Coal, encargada da explotación da mina, xunto a socios locais, aínda que mantendo a maioría do accionariado e controlando a maioría do Consello de Administración da mesma.

Deste xeito, boa parte dos novos investimentos serán no exterior, e cunha vocación de ampliación das capacidades produtivas, non simplemente mediante a absorción de empresas locais (como se realizou, en boa medida, na expansión dos anos 90).

7.1. Modificacións accionariais na compañía e cambios na dirección

O período 2001 – 2008 iníciase co relevo na Presidencia da compañía de Amusátegui de la Cierva por Victoriano Reinoso, que até o momento ocupara as funcións de Vicepresidente e Conselleiro Delegado, cargo que ostentará tan só durante uns meses até o seu prematuro falecemento no ano 2002, polo que se perde á persoa que estaba destinada a dirixir a transición xeracional da dirección da compañía despois de 16 anos como Director Xeral de Unión Fenosa.

É importante entender que este relevo realízase en base ás mudanzas no poder interno dentro de Unión Fenosa, que teñen moito máis a ver ca concentración bancaria que non ca situación da compañía, unha vez o Banco Santander Central Hispano se convirte no primeiro accionista da compañía.

Dende comezos dos anos 90 o Banco Pastor perdera parte da súa tradicional influencia na compañía en favor do Banco Central Hispanoamericano (BCH) unha vez constituído o banco pola fusión do Central e o Hispano, que forzara o relevo da dirección de Julián Trincado a Amusátegui no ano 1993, nunha saída de consenso na que a presidencia recaerá no BCH (sendo Amusátegui o presidente da entidade bancaria) mentres o Conselleiro Delegado será Victoriano Reinoso.

Se esta saída aos cambios accionariais se realizara con certo consenso, a fusión do BCH co Banco Santander non se realizou do mesmo xeito, cun importante enfrontamento entre Botín e Amusátegui unha vez realizada a fusión e sendo o novo BSCH accionista de referencia en Unión Fenosa. Esta situación interna do banco derivou finalmente en que o primeiro forzara a dimisión do segundo tamén en Unión Fenosa en favor de Victoriano Reinoso, no que era un movemento que reforzaba a posición Santander fronte o BCH e mantiña a confianza no núcleo de dirección xerado con posterioridade á fusión entre Fenosa e Unión Eléctrica.

Despois de todo este conflito que parecía pechado, o falecemento de Victoriano Reinoso provoca que finalmente serán Antonio Basagoiti, como Presidente, e Honorato López Isla, como Vicepresidente e Conselleiro Delegado, os encargados de realizar esta transición, nunha escolla máis sinxela que a acontecida co relevo de Amusátegui, unha vez resoltos os problemas internos do BSCH e acadándose un consenso entre os principais accionistas (BCSH, Caixa Galicia e Banco Pastor).

Mantense así a tradicional distribución de cargos cunha presidencia ligada á entidade bancaria maioritaria no accionariado, representada neste caso por Basagoiti, home de confianza do Banco Santander, e un Conselleiro Delegado con ampla capacidade de decisión sobre as cuestións operativas da compañía.

Sobre a dirección destas dúas persoas a compañía vivirá o *Xiro Enerxético*[337], polo que se abandonará a idea de empresa multiservizos para converterse nunha empresa transnacional centrada no negocio eléctrico.

Unión Fenosa vivirá ao longo deste período varias mudanzas relevantes no accionariado da compañía: inicialmente E.On abandona a súa participación minoritaria no accionariado e diversos grupos bancarios manteñen unha participación próxima ao 40% do total (particularmente o Banco Santander, pero tamén outras entidades como Caixa Galicia, Caixanova ou o Banco Pastor) até o ano 2005.

Neste ano o Santander abandona Unión Fenosa (cando se situaba como principal accionista da compañía con máis do 20% de participación) dando entrada á construtora ACS, que merca o conxunto da participación do Santander e un 14,5% adicional[338], o que o sitúa como principal accionista cunha participación do 34,5% do capital, que aumenta no ano 2007 até o 45%, curiosamente mediante financiamento obtido a través do propio Banco Santander (Esteller, Triana & Mesones, 8 de Maio do 2018).

As decisións bancarias en materia industrial tiñan mudado moito dende os anos 80, e o Banco Santander representa moi ben esta posición de banca comercial sen intereses industriais de longo prazo: se ben a participación en Unión Fenosa outorgaba uns importantes beneficios para o banco, o seu interese polo crecemento exterior nas actividades financeiras en países anglosaxóns no mesmo período facía necesario obter plusvalías desprendéndose de determinados activos.

Así, a finais do ano 2004 o Banco Santander mercaba Abbey, a sexta entidade bancaria no Reino Unido, e no 2005 adquire unha participación do 19,8% no Sovereign Group, unha das 20 entidades bancarias de maior tamaño nos Estados Unidos[339], o que obrigaba a unha serie de desinvestimentos para facer viable a operación sen xerar problemas de excesivo endebedamento na operación, polo

[337] Expresión empregada no discurso de benvida á Asemblea do 2003 por Honorato López Isla (Memoria Unión Fenosa, 2003).
[338] En dous momentos diferentes, nun primeiro adquirindo un 10% e no seguinte o 4,5% restante, ambos no ano 2006.
[339] A primeira operación valorada en máis de 13.000 millóns de € e a segunda en 2.000 millóns.

que se decidiu a venda de Unión Fenosa, empresa na que se volvera accionista maioritario tan só catro anos atrás[340]. A consecuencia desta decisión foi a apertura dunha importante loita polo control da eléctrica, nun proceso que durou meses até que se consolidou un novo accionista de referencia.

Por primeira vez dende o ano 1982 púxose sobre a mesa o retorno da *galeguidade* da compañía, mediante unha operación conxunta dirixida por Amancio Ortega e apoiada sobre a Constructora San José e as entidades bancarias galegas presentes na compañía (Pastor, Caixanova[341] e Caixa Galicia), chegando practicamente a pechar un acordo a 30€ por acción, que finalmente foi superado pola oferta de ACS a 33€[342], nun proceso que xerou fracturas importantes: dunha banda a ruptura do Consello de Administración de INDITEX entre Amancio Ortega e José María Castellano, a súa man dereita durante dúas décadas, e da outra as relacións entre INDITEX e o Banco Santander, por ter negociado con outro actor unha vez pechado o acordo co grupo galego.

A resposta a esta decepción por parte do grupo galego foi a de tentar obter unha nova maioría a través da entrada de novos actores, polo que FADESA, presidida por Manuel Jove, entra na compañía cun 3,8% do capital, onde a suma da representación galega podería superar á da construtora madrileña. Como resposta, ACS decide ampliar a súa participación novamente até controlar máis do 34% do capital, o que lle outorgará unha maioría clara e permitirá decidir a nova presidencia.

Como consecuencia desta transformación accionarial produciranse importantes mudanzas no Consello de Administración da compañía, en primeiro lugar coa chegada dun novo Presidente: Pedro López Jiménez, deixando de responder aos intereses do sector bancario para formar parte do perímetro dunha das empresas construtoras máis grandes de Europa.

O novo presidente reunía dous requisitos para rematar no cargo: ampla experiencia no sector eléctrico (enxeñeiro que traballara para Hidrocantábrico e Presidente de ENDESA a finais dos 70 e inicios dos 80 baixo o mando do INI) e proximidade persoal con Florentino Pérez, sendo conselleiro de ACS, alto cargo de varias das filiais da empresa construtora e mesmo Vicepresidente do Real Madrid baixo o mando do propio Florentino.

---

[340] Nunha operación valorada en 2.219 millóns de €, obtendo unhas plusvalías de 1.160 millóns de € dada a importante evolución bursátil de Unión Fenosa nos anos previos.
[341] Que tendo unha participación do 3,5% ademáis contaba co respaldo da CAM, socio estratéxico da Caixa do sur de Galiza, e que aportaba outro 3% do capital de Unión Fenosa.
[342] Para superar unha primeira contraoferta realizada por Acciona a 32€ por acción.

Como consecuencia de todo este proceso, e máis alá da saída do Banco Santander do negocio eléctrico a través de Unión Fenosa, é interesante ver que no ano 2007 comezan a producirse unha serie de desinvestimentos por parte do sector financeiro: tanto Caixa Galicia como o Banco Pastor deciden desprenderse de parte da súa participación.

No caso de Caixa Galicia, un 5% (o que representa a metade das súas accións) e no caso do Banco Pastor do 1,1% (o que representa un 35% das súas accións), nuns movementos que perfectamente parecen responder a unha estratexia de desinvestimentos ante a ameaza crecente dunha crise financeira que finalmente se materializou ao ano seguinte.

Este movemento supón, do mesmo xeito, reducir de xeito relevante a participación galega no accionariado de Unión Fenosa, xa que neste momento estas dúas entidades, xunto con Caixanova, representaban os tres maiores accionistas deste territorio[343]. Tan só un ano despois a CAM abandona a súa posición na compañía, nun movemento similar ao das dúas entidades galegas o ano anterior.

Este movemento accionarial supón que por primeira vez dende que foran constituídas tanto Unión Eléctrica Madrileña como a Sociedad General Gallega de Electricidad, o accionista de referencia non fora unha entidade bancaria. Así, o complexo eléctrico-financeiro deixa de existir por primeira vez en máis de 100 anos, inaugurándose un novo período de control das empresas eléctricas baseadas noutro tipo de actores.

Do mesmo xeito, esta falta dun socio de referencia con intereses industriais (como no seu momento puideran representar o Banco Pastor e o Banco Urquijo) tamén limita a estabilidade da compañía: entre os anos 2000 e 2008 Unión Fenosa tivo tres presidentes diferentes, cando entre os anos 1985 e 2000 só houbera dous.

Este novo contexto con ACS como accionista maioritario é efémero: no ano 2008 Gas Natural lanzará unha OPA para absorber Unión Fenosa, rematando coa empresa despois de 26 anos de existencia. O procedemento realízase mediante un acordo con ACS para a compra inicial do 9,9% das súas accións até obter os permisos reguladores pertinentes[344], nunha compra de accións en diversas fases onde se conta tamén co apoio das entidades financeiras aínda presentes no accionariado até acadar o 100% da participación.

[343] E, por primeira vez, Caixanova é o primeiro accionista galego en Unión Fenosa.
[344] Decisións que dependerán da Comisión Nacional da Enerxía e a Comisión Nacional para a Competencia.

7.2. Potencia e Produción no Estado

En primeiro lugar, é preciso sinalar o progresivo deterioro dos aprovisionamentos para a produción eléctrica nos mercados internacionais, cun incremento dos custos do carbón e o fuel-oil: entre os anos 1999 e 2001 o prezo de ambos combustibles aumentou nun 36,5% e un 36,9% respectivamente, se ben a estratexia de compra de Unión Fenosa permitiu que na súa estrutura de custos esta suba se limitara ao 14% no conxunto do período[345] (Unión Fenosa, 2001).

É particularmente acertada a estratexia de control de gastos na compra de carbón a través de contratos a longo prazo, o que permitiu unha contención do prezo para a compañía mentres a evolución do prezo de mercado era moito menos favorable: entre os anos 2003 e 2005 o prezo fixado por Unión Fenosa sempre se situou entre un 20 e un 35% por debaixo do prezo internacional, unha diferenza claramente significativa[346].

Do mesmo xeito, tamén se levou a cabo unha estratexia de contratación de seguros de cambio ante o posible deterioro $/€ e así poder manter unha maior estabilidade de prezos no medio prazo. Concretamente, no ano 2007 é asinado un contrato para asegurar até o 50% da compra total de carbón, que é subscrita en US$.

Neste sentido, as experiencias vividas nas décadas de 1970 e 1980 en relación aos deterioros de prezos internacionais (naquel momento o fuel-oil), de tipos de xuro e de tipos de cambio supuxeron unha aprendizaxe importante de cara a evitar que outras situacións similares puideran afectar á compañía do mesmo xeito.

Hai que ter en conta, ademais, que boa parte do carbón empregado pola compañía a comezos deste período continúa sendo carbón propio, polo que a evolución internacional de prezos ten un impacto relativo na conta de resultados. Esta situación mudará unha vez Meirama substitúa a utilización de carbón propio producido na mina do mesmo nome (controlada por Lignitos de Meirama,

[345] Ao mesmo tempo que se reducía o prezo do combustible nuclear. Se ben ten un peso inferior no conxunto de custos de combustible, permitía amortiguar o efecto do carbón e o fuel-oil.

[346] Dato calculado a partir da media do Índice McCloskey (MCIS), índice de referencia para o cálculo de prezos do carbón en Europa, sobre o prezo medio pagado por Unión Fenosa durante o trienio.

filial de Unión Fenosa) para empregar carbón de importación, o que aumentará a dependencia dos mercados exteriores de materias primas[347].

Do mesmo xeito, por primeira vez no ano 2005 Unión Fenosa fai fincapé nas súas memorias sobre a evolución do prezo do gas, que durante o desenvolvemento inicial do parque das centrais térmicas de ciclo combinado pareceu ser un elemento a non ter en conta.

Sen embargo, no ano 2005 o prezo do gas practicamente se duplica nos mercados internacionais, polo que se reforza a idea do necesario control do conxunto da cadea do gas para evitar que esta volatilidade de prezos poida afectar de xeito considerable os custos de aprovisionamento no novo parque.

Ademais, esta evolución non se dá dun xeito excepcional, senón que o prezo do gas natural nos mercados internacionais xa viña aumentando de xeito significativo dende finais dos anos 90, polo que a evolución 1999 – 2005 implica que o prezo do gas se multiplicou por catro nese período.

Se ben unha vez chegado ao 2005 parece que o prezo do gas adquire certa estabilidade, a crise económica do ano 2008 tamén tivo unha importante incidencia na evolución do prezo das materias primas (non só no gas, senón tamén no petróleo e o carbón) chegándose a un máximo do prezo do gas de 13 $/MMBTU a mediados de ano, se ben a media anual resultou inferior dado o descenso posterior e o progresivo fortalecemento do $ fronte o € neste período[348].

[347] E que tamén suporá unha situación de tensión no mix da compañía durante o inicio do ano 2008 ante a indispoñibilidade da central pola súa adaptación ao carbón importado nun contexto de escasa hidraulicidade e elevados prezos das materias primas.

[348] A evolución da produción mediante centrais de ciclo combinado en España na década de 2010 pon de manifesto os problemas en canto ao deterioro dos custos variables, con centrais en clara infrautilización e representando unha cota de mercado inferior ao 10% sistemáticamente, mentres na década anterior a súa participación se disparara, no caso de Unión Fenosa, até o 40% da produción total.

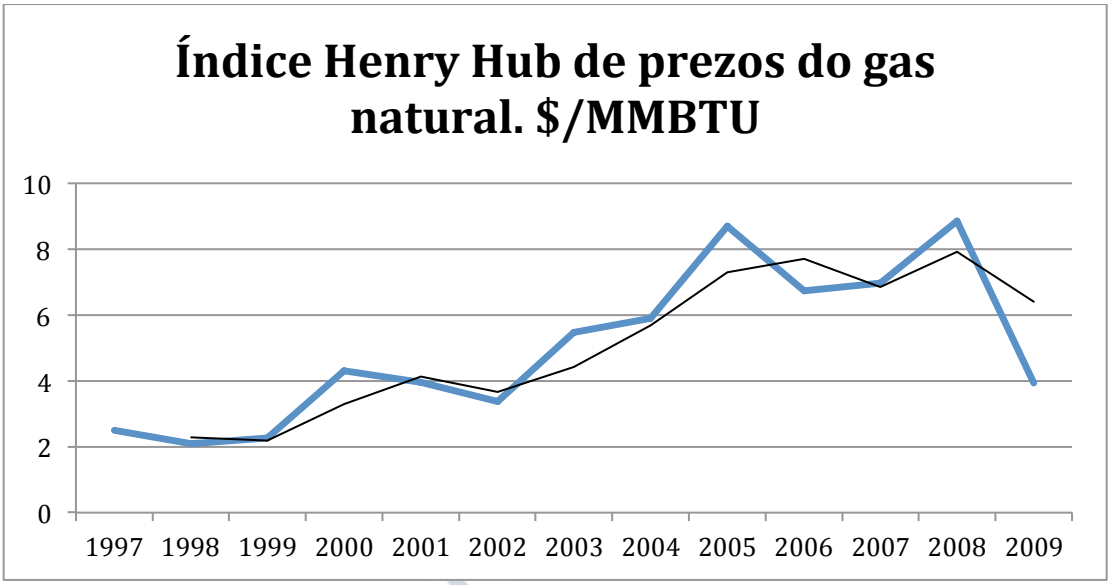


Figure 63: Índice Henry Hub de prezos do gas natural. $/MMBTU. 1997 - 2009

Fonte: U.S. Energy Information Administration.
*BTU: British Thermal Unit é unha unidade de medida aínda empregada nos Estados Unidos pero que non forma parte do Sistema Internacional de Unidades. Non realizamos equivalencia a julios ou kW por existir diferentes equivalencias, sendo o relevante a evolución de prezos.

En canto ás mudanzas na potencia e a produción o factor fundamental a ter en conta é, sen dúbida, o importante plan de desenvolvemento de centrais térmicas de ciclo combinado, que aspira a poñer en funcionamento 2.800 MW desta tecnoloxía no ano 2005, tendo en conta que as análises de custos eran favorables a esta tecnoloxía en relación ao resto (Stoft, 2002; Roques, Newbery & Nuttall, 2008).

As expectativas de crecemento do gas no conxunto do mix eran de grande relevancia: o propio Honorato López Isla afirma que o 30% da produción eléctrica chegará a ser realizada con gas (Humanes & Alba, 2004). Se ben no curto prazo estas previsións foron cumpridas[349] (no caso concreto de Unión Fenosa superará o 50% da súa produción total mediante as centrais de ciclo combinado) o certo é que o cambio de década levou a un importante grao de infrautilización desta tecnoloxía[350].

É importante subliñar o desenvolvemento do ciclo combinado como tecnoloxía menos contaminante que o carbón. Un elemento para a promoción do gas é que as emisións de CO_2 e NOx son baixas e case non se producen emisións de SO_2 e

[349] No ano 2007 as CTCC representaron un 25% da produción eléctrica total no Estado.
[350] Os anos extremadamente secos de 2004 – 2007 provocaron unha escaseza na producción hidráulica, empregada como tecnoloxía de base no mix español, que reforzou a necesidade de empregar as CTCC, dándolles un impulso xusto cando comezan a ser postas en funcionamento.

partículas (Lagares, 2002), polo que no novo contexto de presión reguladora medioambiental e crecente preocupación social este elemento terá relevancia.

Dadas as mudanzas de estratexia a partir do ano 2003 buscando socios para limitar o esforzo inversor de Unión Fenosa, parte deste novo parque será cofinanciado con outras empresas do sector, polo que se as previsións do ano 2000 eran as de 2.800 MW en propiedade. No ano 2003 mantense este obxectivo de potencia instalada para o ano 2006 pero só mantendo a propiedade sobre uns 2.000 MW.

De tódolos xeitos, as expectativas de incremento da demanda eléctrica rematan por facer que a compañía amplíe o número de centrais de ciclo combinado a desenvolver, polo que a potencia en propiedade aumentará en maior medida á das previsións realizadas no período 2000 – 2003, até os 3.600 MW postos en funcionamento no ano 2007.

Este ciclo inversor non é único de Unión Fenosa, senón que o conxunto das grandes empresas eléctricas está desenvolvendo un importante parque gasista: só até o ano 2005 téñense instalado 12.258 MW en Centrais Térmicas de Ciclo Combinado.

Este desenvolvemento das CTCC continúa o seu curso, chegando até os 20.955 MW instalados no ano 2007, ampliando o parque de gas en 5.500 MW só no ano 2007, polo que comeza a observarse unha situación preocupante: os investimentos en nova potencia mediante gas do sistema eléctrico español están ampliando a capacidade do sistema moi por riba das necesidades de demanda: no ano 2007 a demanda eléctrica aumenta tan só 2,8%[351].

O ciclo de investimentos por parte de Unión Fenosa en Centrais Térmicas de Ciclo Combinado finaliza no ano 2008 coa posta en funcionamento da central de Sabón, que viña a acompañar a central de fuel-oil xa existente neste enclave. É curioso que esta central sempre marca o inicio da decadencia da tecnoloxía que emprega no momento da súa posta en funcionamento.

Se a súa posta en funcionamento con fuel-oil finalizou no ano 1975, no medio da crise do petróleo, e que levou a unha práctica desaparición desta materia prima no mix tanto da empresa como do mercado español, neste caso o novo grupo ponse en funcionamento o ano de inicio dunha importante crise económica que tamén ten un impacto directo no consumo eléctrico, que cesa o seu incremento,

[351] Se ben esta cifra é un valor relevante, a forte expansión do gas é moi superior a estas cifras. O crecemento da potencia instalada só mediante gas neste mesmo ano equivale a un aumento do 7% da potencia instalada, mentres a punta de demanda do ano 2007 representa pouco máis do 50% da potencia total instalada no sistema.

ao mesmo tempo que as centrais de ciclo combinado chegan a uns máximos de produción que non serán capaces de manter no medio prazo.

Por último, o desenvolvemento de centrais de ciclo combinado ten unha interesante compoñente territorial, ao desenvolverse centrais en áreas que tradicionalmente non eran da influencia de Unión Fenosa, como a área do Levante e particularmente Andalucía. As primeiras dúas plantas postas en funcionamento (Campo de Gibraltar e Palos de la Frontera) que contan cun total de cinco grupos e unha potencia nominal total de 2.000 MW estarán precisamente en Andalucía.

Esta decisión empresarial é lóxica dado que a importación de combustible é realizada dende o Norte de África e Oriente Medio, polo que reduce as distancias para o transporte.

Table 58: Posta en funcionamento das centrais de Ciclo Combinado. 2004 - 2008

Ano	Central	Potencia
2004	Campo de Gibraltar I e II	400 MW propiedade UF
	Palos de la Frontera I	400 MW
2005	Palos de la Frontera II e III	800 MW
2006	Aceca	400 MW
2007	Sagunto	1.200 MW
2008	Sabón	400 MW

Fonte: Elaboración propia a partir dos datos das Memorias de Unión Fenosa (2003 – 2008).

Unha vez aprobado o Plan BIGGER no ano 2007 esta estratexia muda, particularmente polo novo interese no desenvolvemento das tecnoloxías renovables, nomeadamente eólica.

Polo tanto, non se realizarán novos investimentos para a construción de novas plantas de tecnoloxías tradicionais, centrando os investimentos no Estado exclusivamente nas renovables e a mellora das redes de distribución. Así, por primeira vez a tecnoloxía eólica adquirirá un carácter esencial para a compañía, e non simplemente como elemento accesorio.

En canto ao peche de centrais, mentres a potencia total aumenta progresivamente derivado da posta en funcionamento das CTCC, no ano 2006 a central nuclear José Cabrera pon fin ao seu funcionamento despois de 38 anos en operación, no que supón un momento simbólico para o inicio do declive nuclear da compañía en contraposición a outras tecnoloxías. Se ben esta central nuclear, a primeira posta en funcionamento por Unión Fenosa, tiña un peso relativo baixo sobre o conxunto do mix (160 MW), supón un punto de inflexión polo inicio do

desmantelamento de centrais nucleares, de indiscutible relevancia no mix español dende a década de 1980.

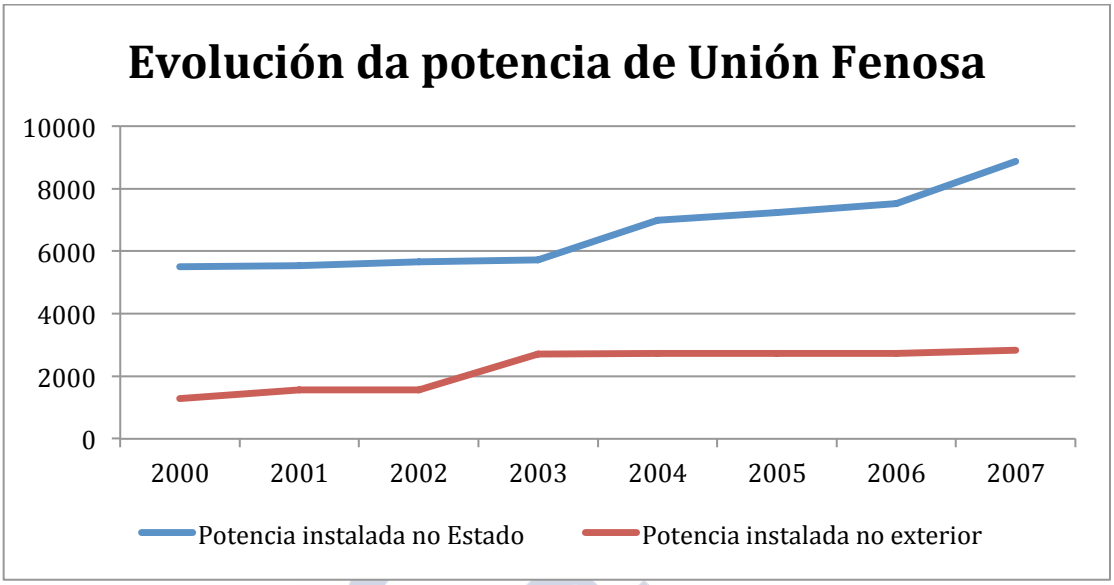


Figure 64: Evolución da potencia de Unión Fenosa. 2000 - 2007

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008).

Neste contexto, unha vez se inicia o desenvolvemento do Plan BIGGER, en materia de nova potencia instalada no Estado danse dúas dinámicas: a finalización dos proxectos de gas proxectados a comezos de década (ca posta en funcionamento das centrais de Sagunto, a maior central da compañía por número de MW, 1.200; e a posta en funcionamento de Sabón, na planta de fuel-oil en Galiza, con 400 MW a maiores) e tamén a maior expansión da potencia renovable, particularmente eólica.

Só no ano 2007 puxéronse en funcionamento 133 MW renovables, dos cales 118 MW eran eólicos[352], tecnoloxía que comeza xa a representar un elemento fundamental do mix español, superando no ano 2008 por primeira vez á produción hidroeléctrica.

A transformación da produción de Unión Fenosa é total en tan só unha década. O ciclo combinado, que ate o ano 2004 non tiña ningunha planta en funcionamento, pasa a representar máis da metade da produción total, o que amosa claramente o éxito desta nova tecnoloxía no momento da súa posta en funcionamento, e o acertado da estratexia de control do conxunto da cadea de valor do gas. De non terse realizado esta estratexia, a dependencia da evolución dos prezos

[352] A contabilización destes MW faise con criterio de consolidación propiedade de Unión Fenosa, polo que o volume total de desenvolvemento eólico do que participa a empresa é maior a esta cifra.

internacionais sería total, ante a falta de produción no mercado local, como existía no caso do carbón.

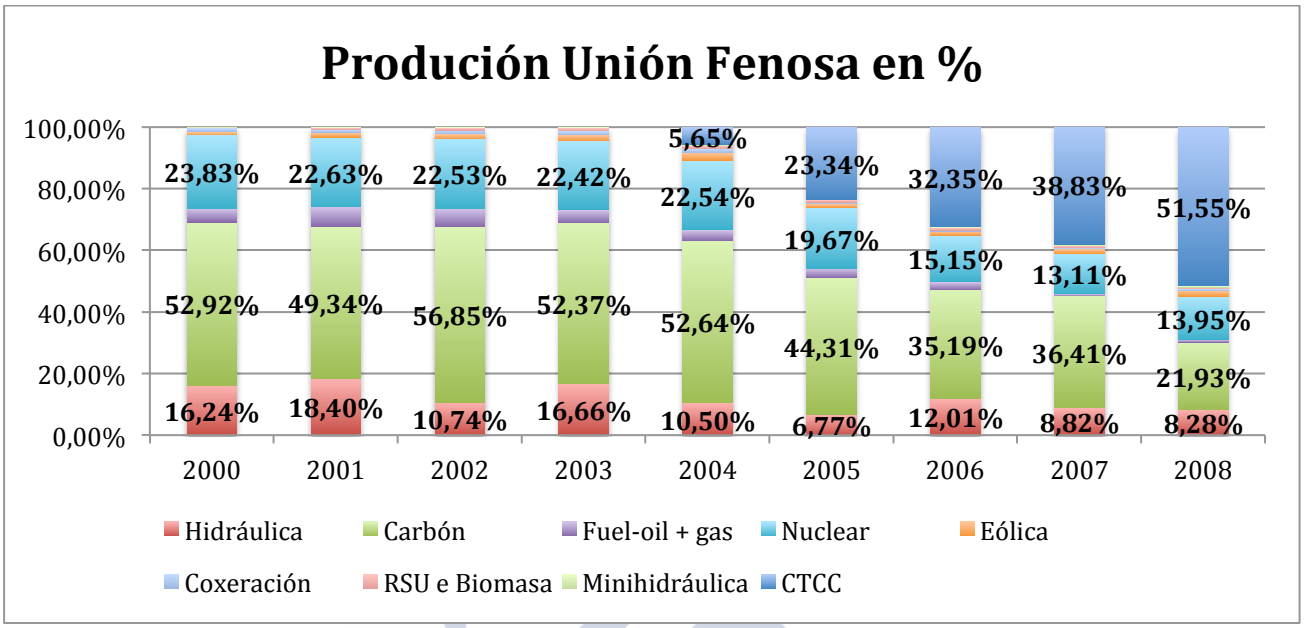


Figure 65: Produción de Unión Fenosa en %. 2000 – 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008).

En contraposición á evolución do gas, o resto de tecnoloxías teñen cada vez un papel menor no conxunto do mix da compañía, se ben manteñen un peso relevante para a empresa. A tecnoloxía hidroeléctrica pasará a representar menos do 10% da produción, coa súa tradicional volatilidade polas condicións climáticas. En canto á enerxía nuclear, a súa participación é cada vez menor dada a ausencia de novas centrais e o inicio do desmantelamento do parque nuclear iniciado ca Central José Cabrera, situándose como terceira tecnoloxía en importancia.

O carbón continúa sendo un elemento fundamental do mix, se ben perde a súa tradicional primeira posición na compañía en favor do ciclo combinado, acadando uns valores próximos ao 30%, e sufrindo un importante descenso no ano 2008 ante a parada de Meirama para a súa reforma de cara a operar con carbón de importación, polo que este dato ten que entenderse como excepcional, nunha tendencia ao decrecemento pero non até valores tan baixos.

Por último, o papel do resto de tecnoloxías continúa sendo testemuñal, non tendo tempo para visibilizarse as consecuencias das novas estratexias empresariais. En particular a tecnoloxía eólica representa no ano 2008 un escaso 2% da produción total, polo que continúa tendo unha posición de escasa relevancia.

7.2.1. A evolución renovable

É importante analizar a evolución renovable da compañía porque neste período aparecen dúas etapas moi marcadas: un primeiro de certo crecemento da potencia renovable pero sen formar un elemento central da estratexia de crecemento da compañía até o punto de realizar certos desinvestimentos para a obtención de recursos no ano 2003; e un segundo de integración da tecnoloxía eólica como elemento central da política de produción de Unión Fenosa, centrando os investimentos renovables nesta tecnoloxía e minimizando a importancia do resto de tecnoloxías renovables, especialmente a partir do ano 2007.

En canto á estrutura da produción prodúcense novidades en canto ás enerxías especiais xa a inicios dos anos 2000: unha firme aposta pola enerxía eólica (xa iniciada no período anterior), un crecente papel das centrais minihidráulicas, que aínda que con escasa capacidade instalada por central permiten un novo crecemento da enerxía hidráulica e unha expansión exterior das enerxías especiais[353], obxectivo proposto no fin do período anterior, na busca de internacionalizar a actividade renovable.

No marco do Plan Estratéxico 2003 – 2007 a compañía busca un socio estratéxico para Unión Fenosa Energías Especiales, asinando no ano 2003 un acordo ca empresa italiana ENEL en materia de enerxías renovables, mentres parte da rede de transporte que Unión Fenosa aínda conservaba é vendida a Red Eléctrica Española, no que supón un proceso de desinvestimentos puramente enerxéticos no mercado tradicional.

O acordo con ENEL implica a venda do 80% do negocio renovable, mudando o nome a ENEL Unión Fenosa Renovables, polo que a compañía perderá unha relevante participación do negocio renovable. O acordo baseábase na xestión ao 50% e cunha posibilidade de opción de recompra por parte de Unión Fenosa dende o seu 20% ao 50%, que realizará no ano 2006, no marco do novo Plan BIGGER, que retorna ao centro da compañía o desenvolvemento renovable.

De tódolos xeitos, do negocio das enerxías especiais segrégase a empresa Generación Peninsular S.L., que seguirá controlada ao 100% por Unión Fenosa, e da que formarán parte algunhas centrais minihidráulicas e SOGAMA, polo que son estas tecnoloxías as que a compañía interpreta como estratéxicas, renunciando inicialmente a centrarse no negocio eólico.

[353] Iniciando un proxecto de coxeración e residuos en México xa no ano 2001.

Hai que ter en conta que esta decisión non implica que se limite o crecemento de ENEL Unión Fenosa Renovables ou unha paralización dos investimentos. Máis ben ao contrario, a nova compañía reforza a súa estratexia de aposta pola enerxía renovable e, nomeadamente, pola eólica, representando no 2005 máis do 70% da potencia total da compañía, chegando aos 356 MW instalados e con importantes plans de expansión nesta tecnoloxía.

A estas alturas os plans de desenvolvemento de centrais mediante coxeración e RSU xa representan unha pequena porción do total das enerxías especiais, inferior ao 13% do total da compañía, que basicamente centra a súa actividade na enerxía eólica e a minihidráulica.

Polo tanto, no marco do Plan Estratéxico 2003 – 2007 dáse unha transformación cualitativa da orientación dos investimentos cara o máis puro *core empresarial*: distribución e xeración en réxime ordinario, basicamente ampliando a estrutura produtiva mediante gas, e crecemento mediante eólica sen renunciar ao control do resto de centrais en réxime especial propiedade da empresa.

Así, a produción mediante eólica aumentou nun 70% tan só entre os anos 2005 e 2008, dada a política de crecentes investimentos (en novos parques e pola opción de recompra sobre parte de Enel Unión Fenosa Renovables), e multiplicándose por dez en relación ao ano 1998. Así, estamos comezando a visibilizar o despegue dunha das tecnoloxías fundamentais para entender o sector eléctrico español da actualidade.

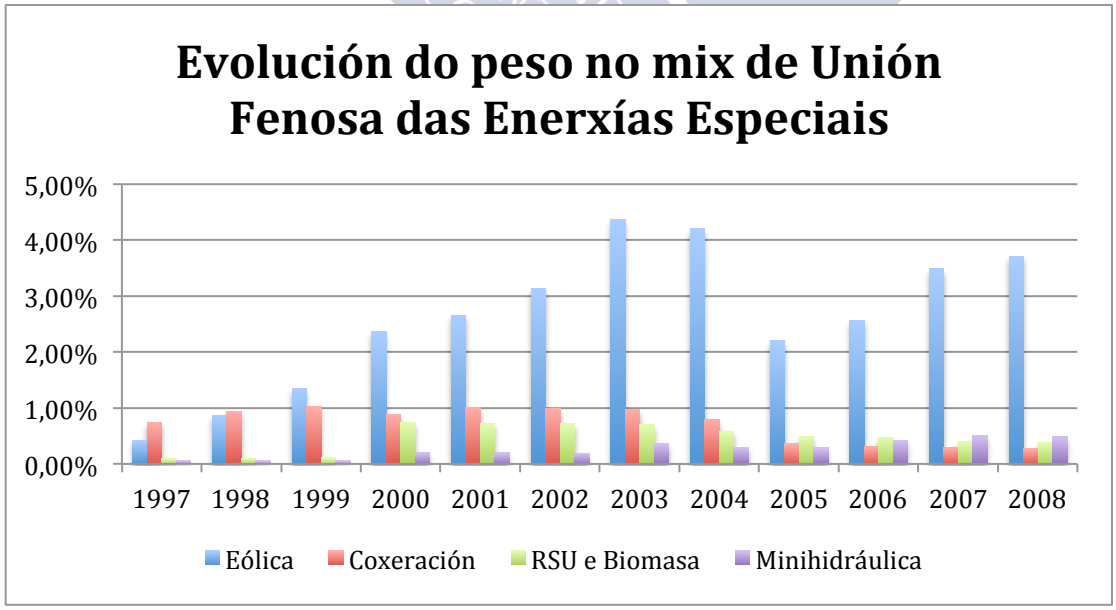


Figure 66: Evolución do peso no mix de Unión Fenosa das Enerxías Especiais. 1997 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1997 – 2007) e Informe Anual de Gas Natural (2008).

7.3. A expansión vertical de Unión Fenosa: o mercado do gas

Xa dende finais dos anos 90 Unión Fenosa mantén unha importante estratexia de introdución no mercado como operador integral do gas, mediante a construción de centrais de ciclo combinado, a obtención de gas en orixe, a construción de regasificadoras para a transformación do GNL no mercado español e o transporte do mesmo dende orixe (inicialmente, Exipto). Así, a compañía controlará o conxunto da cadea de valor.

Estratexia de control da Cadea de Valor do Gas por parte de Unión Fenosa

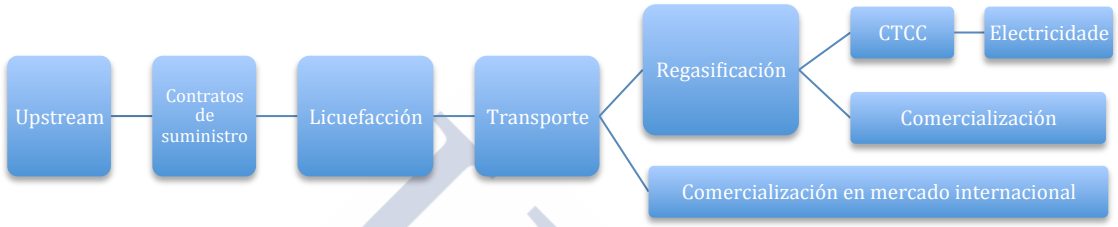


Figure 67: Estratexia de control da Cadea de Valor do Gas por parte de Unión Fenosa

Fonte: Elaboración propia a partir da Memoria de Unión Fenosa (2005).

Este ambicioso plan de entrada no mercado do gas aspira a facerse realidade no ano 2004, cando as infraestruturas comecen a finalizarse, e o acordo ca Egyptian General Petroleum Corporation entre en vigor iniciando o transporte de gas cara España.

Unha estratexia planificada dende mediados dos anos 90 cunha progresiva toma de posicións iniciada no Estado, coa compra dun paquete do 4,99% de accións de CEPSA ao Banco Central Hispano (principal accionista de Unión Fenosa) no ano 1995 (CNMC, 1995), e que rematará por ser o socio tecnolóxico para o desenvolvemento do parque gasista en España[354], asinando un convenio para a realización de proxectos conxuntos relacionados ca industria do gas e mesmo creando unha empresa en común, Gas Directo S.A. (propiedade ao 40% de CEPSA e 60% de Unión Fenosa) para a subministración do gas (Unión Fenosa, 1999).

Se ben o acordo fundamental de cara á obtención de gas é o asinado en Exipto, dende o ano 2001 iníciase a comercialización de gas a consumidores industriais ao asinar diversos contratos a curto prazo en Arxelia[355], para ao ano seguinte

[354] Iniciando xa no ano 1999 a construción dunha central de ciclo combinado conxuntamente en Algeciras onde Unión Fenosa terá o 75% do capital e CEPSA o 25% restante (CNMC, 1999).

[355] Hai que ter en conta que a comercialización de gas a consumidores residenciais xa se viña realizando dende Unión Fenosa Multiservicio, se ben a entrada na comercialización a consumidores industriais muda a escala de actuación neste mercado. Dado que os contratos asinados en Exipto e Omán operaban a longo prazo e non se iniciaban até o

asinar contratos de curto e de longo prazo co goberno de Omán. Polo tanto, establécese unha estratexia de diversificación do risco na obtención de gas en tres países diferentes.

Ao mesmo tempo, este tipo de contratos de longo prazo non simplemente buscan a subministración de gas, senón o control da propia produción para o mercado. Así, as infraestruturas desenvoltas nos investimentos realizados por Unión Fenosa en Exipto e Omán non servirán en exclusiva ao mercado da compañía, senón que parte da produción total (un 50% no caso de Omán e un 40% no caso de Exipto) será gas para vender nos mercados internacionais. Polo tanto, establécese unha liña de negocio para a venda de materias primas, non simplemente se establecen canles para a obtención do gas internalizando o proceso.

Como é de agardar, a evolución tanto do número de centrais de ciclo combinado como da súa utilización revitaliza o mercado do gas, que ve incrementadas as súas vendas de xeito relevante. Mentres os consumos convencionais de gas aumentan un 30% entre os anos 2001 e 2005, as compras destinadas á produción de electricidade aumentan no mesmo período máis dun 900%, pasando dunha posición case testemuñal sobre o global de venda de gas a representar un 30% dos usos totais no mercado español. Esta situación amosa o acertado de introducirse neste sector, que globalmente aumentou as súas vendas un 78% en tan só cinco anos.

Unión Fenosa vive este proceso en primeira persoa e dun xeito aínda máis acusado que o sector gasista español: no ano 2005 as vendas de gas para ciclos combinados superan o resto de vendas de gas da compañía, representando algo máis do 55% das vendas de gas e o 20% da cota de mercado español na venda de gas para produción de electricidade.

Esta situación é positiva polo que implica en canto a crecemento das vendas totais, pero tamén comeza a amosar certa dependencia de poucos compradores e ademais para uns usos moi concretos, polo que a infrautilización de ciclos combinados no mix español podería facer tamén resentirse o negocio gasista da empresa.

Dentro do marco do novo Plan Estratéxico 2003 – 2007, o 50% de Unión Fenosa Gas é vendido á empresa italiana ENI, de cara a reducir os investimentos globais que precisará realizar Unión Fenosa nos anos posteriores para poñer en funcionamento a súa estratexia de control do conxunto da cadea de valor no

ano 2005, facíase necesario asinar contratos que garantirán entrada de gas no período previo, de aquí a importancia destes contratos en Arxelia.

mercado do gas, conseguindo cumprir un dos seus obxectivos: a busca de socios estratéxicos. A ambición do proxecto de entrada no mercado do gas precisa dunha importante cantidade de investimentos que a compañía non está en condicións de aportar en solitario sen ameazar a súa solvencia económico-financeira.

A entrada de ENI en Unión Fenosa Gas implica unha ampliación de capital na mesma de 440 millóns de €, o que amosa a importancia da operación de cara a obter novos recursos[356], ao mesmo tempo que se subscribe un acordo cun socio de referencia e consolidado no sector como ENI, que ademais garantiría parte da subministración do gas[357] até finalizar o desenvolvemento das infraestruturas tanto en Exipto e Omán como no Estado. Así, obtense un socio financeiro e tecnolóxico para este segmento de negocio, despois do fracaso na relación con National Power, que nunca chegou a fraguar nunha alianza de longo prazo con proxectos conxuntos.

Ao mesmo tempo, a estratexia de limitación dos investimentos leva a que o 50% da propiedade da nova regasificadora que a compañía desenvolve en Sagunto se venda a Iberdrola e Endesa, polo que as dúas principais competidoras eléctricas tamén formarán parte deste proxecto.

En paralelo, e reforzando a conexión con Omán, Unión Fenosa mercará activos relativos á licuefacción á empresa Qalhat LNG, mentres a pública Omán Oil Company entrará na propiedade da planta de Sagunto, estreitándose lazos cas empresas deste país que forman parte do negocio enerxético.

O ano 2004 amósase fundamental para a estratexia de desenvolvemento do gas non só pola posta en funcionamento das primeiras centrais de ciclo combinado en territorio estatal, senón tamén ao poñerse en funcionamento a planta de licuefacción de Damietta, en Exipto, e que permitirá a posta en marcha da importación de gas exipcio e a súa venda cara o exterior. A compañía controlará o 80% da propiedade da empresa creada para a xestión desta infraestrutura, contando ao mesmo tempo con dous socios locais para o 20% restante.

---

[356] E tamén a posibilidade de expansión de mercados, dado que ENI, como empresa petroleira e gasista, sitúase no ano 2002 como a principal produtora de gas en Exipto (mercado fundamental na estratexia de Unión Fenosa) e conta con xacementos noutros países de Oriente Medio como Qatar e Libia. Polo tanto, é evidente a importancia que Unión Fenosa outorga á diversificación de provedores de cara a minimizar os riscos de desabastecemento.

[357] Unha cuestión non menor, dado que o ENI chega a subministrar no ano 2004 até o 39,5% do gas importado por Unión Fenosa, mantendo participación na subministración á compañía até o ano 2006, ano no que se inician os contratos de longo prazo en Omán e se estabiliza o envío dende Exipto.

Tamén se amplía a implicación de Unión Fenosa no mercado de Omán e se finaliza a construción dous buques metaneiros encargados do transporte do GNL, polo que se completan as infraestruturas internacionais precisas de cara a operar como empresa gasista, mentres as regasificadoras de Sagunto e Mugardos amosan un elevado grao de desenvolvemento, como infraestruturas fundamentais en territorio español para o control do conxunto do ciclo do gas.

Co inicio da importación do gas dende estes dous países no ano 2005, finalizan os contratos de subministración en Arxelia, aumentando a seguridade do subministro ao controlar directamente a produción do gas e non limitándose a participar como comprador no mercado internacional[358].

Así, unha vez finalizado o ciclo de investimentos a nivel estatal e internacional e iniciada a posta en funcionamento do conxunto de infraestruturas da compañía, o negocio do gas comeza a representar unha importante parte do negocio de Unión Fenosa, pasando de non existir no ano 2001 a representar case o 20% do EBIDTA total do Grupo no ano 2006.

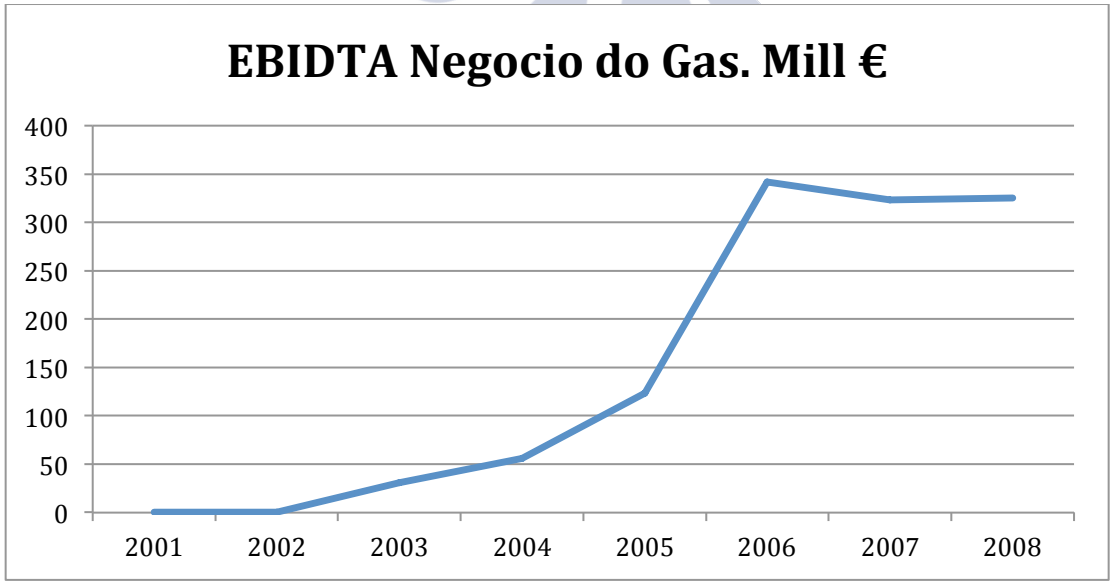


Figure 68: EBIDTA Negocio do Gas. Mill €. 2001 – 2008

Fonte: Memorias Unión Fenosa (2001 – 2008).

Este crecemento (claramente o segmento de actividade con maior crecemento relativo durante o período) leva á compañía a profundizar no negocio gasista, iniciando novos investimentos, como a ampliación da planta de Damietta, de cara

[358] E mantendo, fóra dos aprovisionamentos básicos de Exipto e Omán, pequenos contratos no mercado spot para a compra de gas en Nixeria e empregando as terminais de regasificación de ENAGAS até poñerse en funcionamento por completo as plantas de Sagunto e Mugardos.

a consolidar a planta como vendedora de gas a nivel internacional, xa que até o momento vendía o 50% do GNL producido directamente a Unión Fenosa Gas para as súas necesidades no Estado Español, nun contexto de crecente demanda de gas: no ano 2006 as vendas internacionais de Unión Fenosa chegan a representar máis do 25% das ventas totais de gas da compañía, cun aumento de máis do 200% en relación ao ano anterior.

Ao mesmo tempo, tamén buscará a ampliación de Sagunto (tanto para almacenamento como para regasificación) e compra NUELGAS, de cara a aumentar as infraestruturas de almacenamento (neste caso, subterráneo), no territorio[359].

Se ben a estratexia de expansión a través da cadea de valor do gas comeza a esgotarse, unha vez realizados os principais investimentos e activadas as infraestruturas esenciais, a empresa continúa tentando medrar sobre esta base.

O ano 2006 amósase o punto de inflexión desta evolución para a compañía, estancándose os seus beneficios nesta área, polo que unha vez finalizados os investimentos os ingresos en materia do gas manteranse estábeis, sen conseguir melloras significativas no rendemento deste segmento de actividade. Polo tanto, é preciso unha nova estratexia empresarial para o crecemento máis alá deste segmento de negocio, desenvolto con éxito pero con límites ao seu crecemento unha vez finalizado o ciclo de investimentos.

7.4. A evolución na diversificación da compañía

No ano 2000 Unión Fenosa configúrase como unha empresa multiservizos, con presenza en diversos sectores tan variados como a produción eléctrica, a consultoría ou a xestión aeroportuaria. Nestes anos será onde se acade un maior grao de diversificación até unha nova decisión estratéxica que ao longo da década irá reducindo o peso das actividades diversificadas até rematar coa venda do buque insignia desta estratexia, Soluziona, consolidando a nova forma da empresa como *operador enerxético integrado*.

Table 59: Principais empresas do grupo Unión Fenosa e participadas non ligadas á produción e distribución de electricidade. Ano 2000

Grupo	Nome	Actividade	Ano de creación	Propiedade	Sede social
Estado					
Soluziona	Soluziona Ingeniería	Enxeñería	1997	100%	Madrid
	Soluziona Calidad	Consultoría		100%	

[359] Sen ben a un nível moi inferior, a capacidade inicial de almacenamento representa menos do 5% da capacidade de Sagunto, podendo realizar ampliacións até multiplicar por cinco esta capacidade.

	y Medio Ambiente				
	Soluziona Management Consulting	Consultoría de empresas	1990	98%	A Coruña
	Soluziona nunicaciones	Telecomunicacións	1989	90%	Madrid
	Soluziona Tecnologías de la Información			100%	
	Soluziona Servicios Internet	Internet	2000	92%	Madrid
	Soluziona O&M	Operación e mantemento		100%	
	Soluziona Internacional	Actividade internacional	1998	100%	Madrid
	Soluziona Outsourcing	Xestión informática e desenvolvemento de sistemas de información	1998	100%	Madrid
	Soluziona Software Factory	Produción, transformación e comercialización de sistemas de software	1998	100%	Madrid
Outros negocios	GHESA	Servizos técnicos de enxeñería	1963	29,17%	Madrid
	Tecnatom	Servizos de inspección e integridade estrutural de compoñentes no sector nuclear	1957	15%	San Sebastián de los Reyes
	e-BUSINESS	Xestión de capital risco orientada a novas tecnoloxías e Internet	2000	100%	Madrid
	CEPSA	Actividades relacionadas co petróleo	1929	4,99%	Madrid
	GESS (General de Edificios y Solares)	Actividades Inmobiliarias	1995	100%	Madrid
	Lignitos de Meirama	Actividade mineira	1974	100%	A Coruña
Telecom.	AUNA	Servizos de telecomunicacións	2000	16,7%	Madrid
	R Cable Galicia	Operador de telefonía fixa, móbil e televisión	1994	37,5%	A Coruña
	Sistelcom	Desenvolvemento e implementación de servizos de telecomunicacións	1990	37,6%	Madrid
	NETCO	Xestión de redes de comunicacións	1997	19,45%	Madrid
	UFINET	Servizos de telecomunicacións	1998	100%	Madrid
	SOGATEL	Servizo de radiocomunicacións móbiles	1994	90%	A Coruña
	CANALCO			49%	
	UFITEL			100%	
Unión Fenosa Gas	Unión Fenosa Gas Comercializadora	Comercialización de gas natural	1999	100%	Madrid
	Gas Directo	Distribución de gas	1998	60%	Madrid

Diversificación na Distribución	Unión Fenosa Metra	Instalacións eléctricas e alugueiro de equipos	2000	100%	Madrid
	Unión Fenosa Multiservicios	Comercialización de servizos ligados á subministración de electricidade	2000	100%	
Exterior					
Auga / Gas	Gas Uruguay Conecta	Xestión de gas		39,7%	
	Cambridge Water	Distribución de auga		100%	
Aeroportos	Aeropuertos Mexicanos del Pacífico	Xestión aeroportuaria		33,33%	
	Aeropuertos del Pacífico Ángeles	Xestión aeroportuaria		48,99%	

Fonte: Elaboración propia a partir da Memoria de Unión Fenosa (2000), SABI e Bloomberg.

Soluziona sitúase, no ano 2001, como unha grande empresa de cara a ofertar diversos servizos profesionais con alto valor engadido, actuando en 47 países, onde o 41% da facturación xa se realiza fóra do Estado. Se ben o contexto económico internacional resulta menos favorable a partir do ano 2001 co inicio da crise das *.com* e comézase a limitar a expansión tanto da cifra de negocios como dos beneficios, a área de diversificación continúa medrando en ambas cifras ao mesmo tempo que absorbe empresas do sector tanto no mercado estatal como no internacional e crea novas filiais[360].

Hai que ter en conta que a inelasticidade nos negocios tradicionais de Unión Fenosa permite un certo grao de resistencia ante o ciclo económico, pero as actividades de diversificación ligadas a Soluziona teñen un comportamento moito máis sensible ante o ciclo, polo que a desaceleración económica internacional afectará de xeito máis notable a este tipo de actividades[361].

7.4.1. Soluziona

Dada esta conxuntura, prodúcese un fin de ciclo para Soluziona. Se ben o seu crecemento fora moi relevante até o ano 2001, prodúcese un estancamento posterior na súa cifra de negocio que mudará a posición da compañía en relación a este segmento de actividade.

[360] Só no ano 2001 prodúcense catro absorcións en España, Estados Unidos e Chile, mentres se crean dúas novas empresas en Túnez e no Estado.

[361] Ao que hai que sumar, ademais, que unha das principais rexións afectadas pola crise económica era América Latina, área principal do negocio internacional de Soluziona.

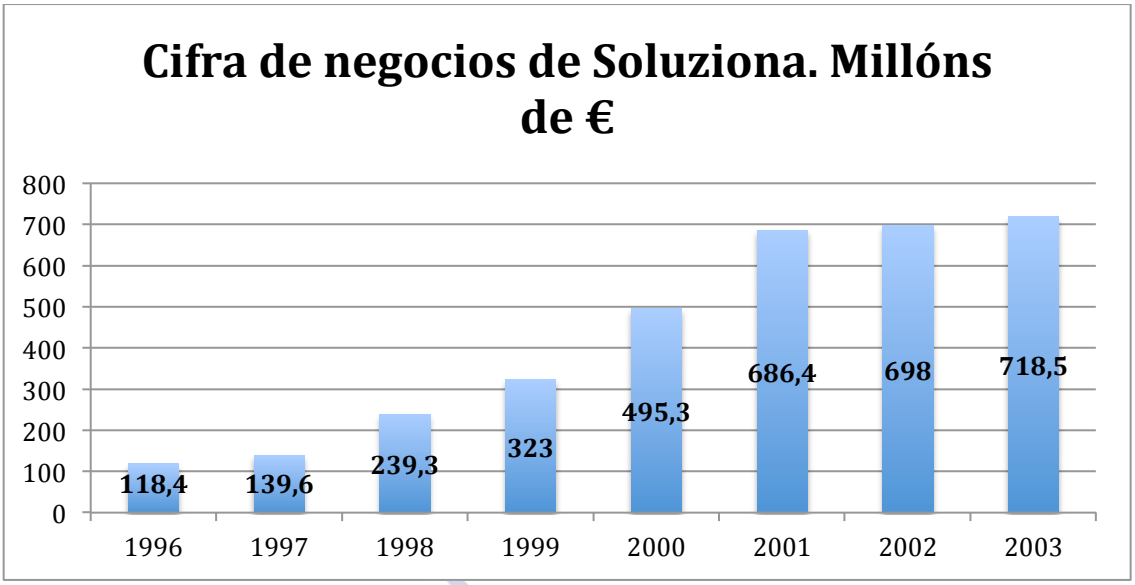


Figure 69: Cifra de negocios de Soluziona. Millóns de €. 1996 - 2003

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2004).

Esta situación de esgotamento da evolución positiva de Soluziona ten ademais unha importante lectura en canto ás súas actividades internas, orientadas até o momento en catro áreas de negocio: enxeñería, calidade e medio ambiente, telecomunicacións e consultoría, xa que non todas teñen o mesmo grao de resistencia a conxunturas económicas negativas como a vivida no período 2001 – 2003 a nivel internacional. En particular, as actividades de consultoría amosan unha peor resistencia a este tipo de situacións, en contraposición a outras actividades da diversificación, particularmente relativas á enxeñería.

Esta situación leva a Unión Fenosa a reforzar as áreas de enxeñería en contraposición á actividade fundamental de Soluziona até o momento, a consultoría. Así, a área de enxeñería pasa de representar o 8% da cifra de negocios no ano 2000 ao 33% no ano 2002, pola sinatura de novos contratos, a maior ambición de participar deste negocio e, ademais, pola absorción de empresas consolidadas no sector como o caso de PROINTEC. Estas mudanzas responden a unha nova orientación das prioridades na diversificación do grupo, encamiñadas ás actividades enerxéticas.

Do mesmo xeito, paralízase a crecente internacionalización de Soluziona e iníciase unha senda de consolidación do negocio no mercado español: se no ano 2001 representaba menos do 60%, no ano 2004 esta cifra será próxima ao 70%, participando soamente en 26 países, cando a comezos da década esta cifra chegaba aos 47[362]. De tódolos xeitos, a vontade explícita da compañía é continuar

[362] Como anécdota, un deses países é Irak, sendo Soluziona a única empresa española que obtivo contratos para a reconstrución do país despois da invasión estadounidense (El País, 22 de Marzo do 2004).

a realizar actividade internacional, unha vocación que non desaparecerá en ningún momento.

Polo tanto, o trienio 2001 – 2003 supón unha mudanza de estratexia empresarial. Por primeira vez dende o inicio do proceso de diversificación se produce un estancamento na súa evolución e comezan a repensarse os investimentos neste área de cara a priorizar outras actividades.

Así, o Plan Estratéxico 2003 – 2007 profundiza esta nova estratexia de reducir o peso das actividades de diversificación, polo que Unión Fenosa inicia un proceso de venda de certas áreas non ligadas directamente ao sector enerxético na busca de plusvalías e concentrando o negocio nas súas actividades tradicionais.

Esta decisión supón unha mudanza de paradigma na estratexia de diversificación, que até o momento fora peza fundamental do negocio da compañía e que iniciará unha senda decrecente cun papel subsidiario a outras actividades. Hai que ter en conta que no ano 2004 Soluziona mantiña unha importante facturación con Unión Fenosa (un 25% da facturación total), pero xa non unha dependencia absoluta dos negocios intra-firma (Romero, 2005).

Sobre este novo escenario, no ano 2004 producirase a venda de Soluziona Calidad y Medio Ambiente a Applus+ (filial de Aguas de Barcelona e adicada a unha liña de negocios similar á desta sección de Soluziona), perdendo así varias das empresas que xurdiron do inicial proceso de diversificación de finais dos anos 80 e inicios dos 90, como é Norcontrol, e creándose unha das tres principais empresas do sector no Estado.

Deste proceso resulta que Unión Fenosa terá un control do 25% de Applus+, pero o accionista maioritario será Agbar. Ao ano seguinte a compañía desprenderase de IPT, outra das súas filiais orientada cara o mantemento de servizos de telecomunicacións, novamente mercada por Agbar, polo que se continúa a reestruturación de Soluziona cunha orientación exclusivamente en materia de consultoría e enxeñería.

Neste período Soluziona comeza a busca dun socio industrial e financeiro co obxectivo de potenciar o seu crecemento a través dun maior *músculo financeiro*, pero, cando menos publicamente, apostando por consolidar á compañía sen a necesidade de realizar a súa venda (Romero, 2005).

Sen embargo, tan só un ano despois, a finais do ano 2006, Unión Fenosa decide poñer fin á experiencia de Soluziona, que pasa a integrarse en Indra. Esta operación realízase mediante unha ampliación de capital que outorgará a Unión Fenosa o 11% da propiedade de Indra, tendo dereito tamén a dous asentos no

seu Consello de Administración, sendo a compañía a nova subministradora dos servizos que até o momento provera Soluziona. Polo tanto, a aventura da diversificación realizada por Unión Fenosa remata integrada nunha das maiores empresas de consultoría e armamento no Estado Español, a excepción dos servizos de enxeñería e construción de proxectos chave en man.

Estas actividades manteranse dentro do Grupo Unión Fenosa na súa filial SOCOIN, cun persoal total de 434 persoas nesta área[363] (dos cales o 85% estarán no Estado, polo que a desaparición de emprego no exterior será moi elevada para a compañía). Polo tanto, e en consonancia coa nova decisión tomada a partir do ano 2002, renúnciase ás actividades de diversificación ligadas á consultoría, reforzando a actividade da enxeñería, un área con ingresos máis estables e unha menor dependencia do ciclo, en consonancia coas actividades tradicionais da empresa e, en certo modo, actividade máis próxima ao negocio enerxético que a consultoría[364].

Ademais, a actividade intragrupo do negocio de SOCOIN é superior á actividade de consultoría, dada a necesidade de proxectos de enxeñería para o crecemento do *core* da empresa, polo que non deixa de ser o control vertical da cadea de valor.

Se ben o acordo inicial de venda de parte do negocio de Soluziona cara Agbar deixaba en mans de Unión Fenosa o 25% de Applus+, no ano 2007 decide desprenderse tamén desta participación. En paralelo, aumenta a súa participación na propiedade de Indra até o 15%, converténdose no primeiro accionista da compañía de xeito temporal, xa que a mediados do ano 2009, no medio do proceso de absorción por parte de Gas Natural, a compañía decide desprenderse do 10% desta participación en favor da Corporación Financiera Alba. Tan só un ano despois, no ano 2010, Gas Natural Fenosa decide vender a participación que lle quedaba na compañía, polo que a relación Unión Fenosa – Indra terá un percorrido de tan só catro anos.

Así, a aventura en materia de diversificación empresarial iniciada dúas décadas atrás chega ao seu fin, cunha empresa que operaba en varios continentes e trinta países e mantiña 4.896 empregados no momento da súa absorción. Un área de negocio que chegara a representar o 5,5% do EBIDTA total da compañía, pero que no momento da súa desaparición xa só chega a apenas o 2% do total,

[363] Como exemplo de actividades que permanecen dentro do grupo podemos situar labores de desmantelamento da Central Nuclear José Cabrera, o desenvolvemento de novos parques renovables ou a ampliación das redes de transporte en Panamá. Como podemos ver, actividades de enxeñería pero directmente ligadas ao sector.

[364] Dado que boa parte do negocio de enxeñería está encamiñado a obras de enxeñería civil ligadas a proxectos enerxéticos.

amosando o crecente desinterese que o grupo mantiña nesta actividade. Aínda así, o tipo de actividades a realizar facían de Soluziona unha empresa moi intensiva en forza de traballo, polo que o impacto deste tipo de operación e do empequenecemento da compañía terá un importante impacto laboral.

Para facernos unha idea desta importancia, a venda de Soluziona a Indra implicou a saída do perímetro de consolidación da compañía de 4.900 persoas no ano 2006, se ben a tendencia xa viña sendo á baixa dende o ano 2001, no que se acadara un máximo de persoal contratado pola compañía no negocio diversificado. Así, un elemento de importancia tamén é a redución dos custos salariais para a compañía, que entre os anos 2006 e 2007 caen nun 24,1%, o que significa unha redución de custos de máis de 155 millóns de € (o que equivale ao 10% dos gastos operativos netos da compañía).

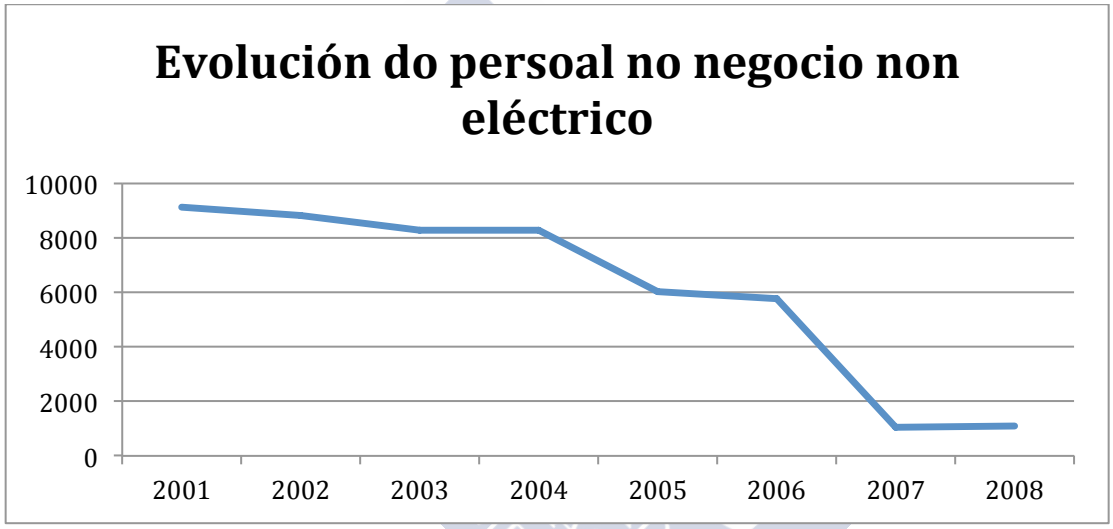


Figure 70: Evolución do persoal no negocio non eléctrico. 2001 – 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008).

7.4.2. As telecomunicacións

En materia de telecomunicacións, o ano 2001 supón un punto de inflexión derivado do colapso da burbulla das *.com* no mercado estadounidense, polo que se abre un "*período de reconsideración de expectativas e reaxuste de investimentos*" (Unión Fenosa, 2001), nunha situación similar á do negocio da consultoría pero cunha volatilidade aínda superior.

De tódolos xeitos, neste ano Unión Fenosa non realiza ningún desinvestimento no sector e mesmo reforza a súa posición en Auna ante a saída de Telecom Italia, se ben marca o ano 2003 como o fin do ciclo de investimentos en telecomunicacións ao acadar as empresas do sector un réxime operativo que non precise de máis ampliacións de capital.

Como consecuencia desta última decisión, Unión Fenosa racionalizará o seu ámbito de investimentos a partir do ano 2004, centrando a súa participación en R (cunha participación do 35,6%) e AUNA (cunha participación do 18,6%), e desprendéndose de diversos activos en empresas como Netco, Retecal ou Sogatel.

Así, a estrutura de telecomunicacións simplifícase participando exclusivamente nestas dúas empresas, unha vez se realiza a unificación de determinadas actividades ao redor de AUNA, nun proceso de concentración do sector que se vén dando nos últimos anos e que se agravará ao longo da década dos 2000.

Dadas as liñas estratéxicas trazadas no ano 2003, Unión Fenosa remata por desprenderse da práctica totalidade da participación en AUNA no ano 2005, obtendo unhas moi importantes plusvalías pero liquidando a súa participación no sector das telecomunicacións a medida que o sector camiña cara a súa madurez, a excepción da súa participación en R, empresa moi sólida pero cun mercado reducido e sen capacidade de expansión máis alá de Galiza.

A obtención de recursos coa venda de AUNA non é menor: unha liquidez de 1.287 millóns de € e unhas plusvalías de 661 millóns, o que provocará uns importantes beneficios extraordinarios para o ano 2005, contribuíndo ao saneamento da compañía na segunda metade da década. Así, Orange faise co control do 80% de AUNA, onde a maioría dos investidores iniciais do grupo (moitos deles eléctricos) deciden desprenderse do negocio.

Para finalizar a estratexia de desinvestimento nas telecomunicacións, no ano 2008 Unión Fenosa decide desprenderse da participación restante en AUNA (unha participación do 2,51% despois da venda do 16,09% do ano 2005) e do seu buque insignia en materia de telecomunicacións en Galiza: R[365].

Polo tanto, a aventura das telecomunicacións, da que Unión Fenosa foi actor fundamental, chega ao seu fin neste ano, despois de realizar importantes investimentos e, sobre todo, obtendo unhas moi importantes plusvalías no proceso de venda destas empresas unha vez foi madurando o seu negocio.

7.4.3. O negocio da minería

Por último, o negocio da minería tamén sufre mudanzas de calado ao longo do tempo. Se ben a empresa fundamental desta liña de negocio (Lignitos de Meirama) continúa o seu funcionamento, albiscarase a súa transformación no

[365] Nunha compra realizada por Caixanova, entidade que finalmente tamén desinvestirá na empresa de telecomunicacións, rematando ca galeguidade do proxecto.

medio prazo ante as novas medidas relativas ao uso do carbón autóctono[366] e ante o esgotamento do xacemento, que rematará por finalizar a súa actividade no ano 2008.

Ao mesmo tempo, o grupo de empresas ligadas á minería tamén decrece (co peche, entre outras, de compañías como Rocagest) mantendo en exclusiva o negocio do carbón e a pizarra, renunciando a parte da actividade da compañía neste sector, que claramente non conformaba unha prioridade dende inicios de década, representando un escaso volume de negocio.

Se ben a actividade mineira non ten un elevado peso específico no grupo, si o ten en canto control do aprovisionamento de materias primas, polo que o peche do xacemento de Meirama non implica a desaparición de Lignitos de Meirama, que será a empresa encargada de xestionar os novos xacementos mercados na República Sudafricana para manter o control de certa produción de carbón.

7.4.4. A situación da diversificación ao final do período

Polo tanto, só tres áreas de actividade desenvolvidas durante o proceso de diversificación chegan ao ano 2008: o elemento fundamental que se mantén na empresa unha vez realizado o proceso de desinvestimentos será SOCOIN, que en última instancia ten unha orientación cara a enxeñería de enerxía, polo que pode situarse como un elemento da cadea de valor da compañía. As súas actividades, tanto no Estado como no exterior, estarán basicamente orientadas cara a enxeñería e o desenvolvemento e mellora de centrais eléctricas.

Ao mesmo tempo, Unión Fenosa Redes de Telecomunicación, encargada de prover cobertura de telecomunicacións aos negocios de Unión Fenosa, continuará as súas funcións cun cadro de persoal de 109 persoas no ano 2008 e uns beneficios próximos aos sete millóns de €.

Por outra banda, a pequena CEDIE, con sede no Barco de Valdeorras e 38 empregados, adicada á fabricación de cal e carburos de calcio, contribuirá ao grupo cuns beneficios algo superiores ao millón de €. Tamén O+M Energy, adicada á Operación e Mantemento de plantas enerxéticas e industriais e 120 empregados, aportará aos beneficios do grupo menos dun millón de €. Por último, Lignitos de Meirama seguirá sendo a empresa de referencia de cara á obtención de carbón.

Como podemos ver, o negocio da diversificación queda reducido á mínima expresión, nunha clara estratexia de manter exclusivamente actividades

[366] E que tamén precisará de investimentos na propia Central Térmica de Meirama de cara a que poida empregar carbón de importación en lugar do carbón obtido na mina.

directamente ligadas ao sector eléctrico e que en boa medida realizan actividades para o propio Grupo Unión Fenosa e cunha importancia para o grupo moi inferior ás actividades nas que se foi desinvestindo ao longo da década.

Sen embargo, a partir do ano 2006, no marco do Plan Carbón Limpio, dentro do Plan BIGGER, buscarase ampliar o control da cadea de valor no carbón, mercando o 70% de Kangra Coal, mina de carbón na República Sudafricana, a través de Limeisa, no que supón un movemento para manter o control da produción da materia prima para as centrais de carbón unha vez se pecha o xacemento de Meirama e buscando constituírse como grupo integral no negocio do carbón ao igual que se fixo no negocio do gas.

De tódolos xeitos este primeiro movemento presenta limitacións en canto á capacidade operativa: a mina de Kangra Coal ten unha capacidade de produción similar, ou mesmo algo inferior, á mina de Meirama, polo que as cifras que manexa só permiten prover parcialmente ás necesidades da compañía e non xerar un importante mercado ao redor do negocio do carbón. Así, a estratexia de emular a evolución da compañía sobre o negocio do gas atopa limitacións, non sendo quen de reproducir a entrada no sector ao mesmo nivel.

Esta decisión implica manter un control sobre a cadea de valor para poder acceder a materias primas e, ao mesmo tempo, a posibilidade de participar nos mercados internacionais de venda de carbón como xa viña realizando a compañía no mercado de gas a través dos seus investimentos en Exipto e Omán.

7.5. O negocio exterior

O inicio da década non trae grandes mudanzas á estratexia de internacionalización de Unión Fenosa, máis alá da consolidación das actividades xa iniciadas e a ampliación deses mercados. Así, a cifra de negocio aumenta por riba dun 120% o ano 2001 en relación ao ano anterior, mentres se compren varios fitos de relevancia nesta estratexia: a posta en funcionamento da primeira central de ciclo combinado en México[367] (de relevancia por dous motivos: por ser a primeira central do sector privado no país e por ser a primeira central de ciclo combinado posta en funcionamento por Unión Fenosa) e a ampliación da actividade no Reino Unido, a través de Cambridge Gas & Electricity, polo cal se xestionará a comercialización de gas e electricidade, o primeiro país de Europa Occidental fóra de España no que Unión Fenosa realizará esta actividade[368].

[367] Nunha estratexia que entre os anos 2001 e 2003 levará a construír tres centrais térmicas de ciclo combinado cunha potencia total superior aos 1.500 MW, sendo a principal área receptora de investimentos para a construción de novas centrais.
[368] No ano 2001 tamén se realiza un pequeno desinvestimento en Nicaragua, se ben se mantén a maioría da propiedade nas dúas distribuidoras do país, propiedade de Unión Fenosa.

Unha vez finalizada a primeira etapa de investimentos a finais dos anos 90 modifícase o tipo de participación nestes mercados. Se inicialmente a estratexia de Unión Fenosa pasou pola absorción de compañías existentes, o ciclo posterior ao ano 2001 estivo en boa medida caracterizado por realizar investimentos nas melloras técnicas e organizativas das centrais e redes existentes e no desenvolvemento de centrais de ciclo combinado no caso mexicano. Polo tanto, parte dos investimentos serán en terreo *greenfield*, e non para a absorción de centrais xa existentes.

Así, no ano 2002 a potencia en explotación e en construción da empresa no exterior representará 2.911 MW, o que equivale xa ao 54% da potencia instalada no Estado Español, unha cifra de moita relevancia. Ao mesmo tempo, xa no ano 2001 o número de clientes no exterior no negocio de distribución supera o número de clientes no mercado español: 3,1 millóns de clientes no mercado español polos máis de 5,1 millóns no exterior.

Ao mesmo tempo, Unión Fenosa é quen de recibir financiamento de diversos organismos financeiros multilaterais como o Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Europeo de Reconstrucción e Desenvolvemento ou a Corporación Finaceira Internacional, como é o caso da obtención dun crédito por parte do BID para o investimento na República Dominicana ou a entrada na participación das empresas controladas por Unión Fenosa en Moldavia por parte do BERD, a través do cal, conxuntamente co CFI, se obtiveron novos préstamos para a modernización destas compañías.

Se ben a obtención de financiamento na República Dominicana se obtén mediante institucións multilaterais, o certo é que tamén se contará co apoio decidido á empresa por parte das institucións do país, mediante diversos mecanismos, como o plan contra o fraude eléctrico, o acordo para que sexa o Estado dominicano quen se faga cargo de até o 75% da subministración en *barrios marxinados* (sic) ou as modificacións tarifarias, limitando o impacto negativo que puidera ter nas contas de Unión Fenosa.

Esta situación non é específica da República Dominicana, senón que Unión Fenosa empregará como constante na súa estratexia exterior o desenvolvemento de convenios ou proxectos de colaboración coas institucións públicas de cara a minimizar o seu papel inversor na rexión e que se empreguen mecanismos públicos nesta dirección[369].

[369] Outro caso nesta dirección é o Plan de Electrificación Rural en Guatemala.

As mudanzas de estratexia poderán visibilizarse a partir do ano 2003, no marco do novo Plan Estratéxico, polo cal se analizarán os investimentos no exterior de cara a seleccionar aqueles activos considerados *non estratéxicos* para a súa venda.

En termos económicos, a política de desinvestimentos internacionais permitíalle a Unión Fenosa reducir de xeito relevante a súa débeda, dado que as empresas absorbidas ao longo dos anos 90 e comezos dos 2000 tiñan unha elevada exposición á débeda e uns importantes gastos financeiros. Así, na estratexia global do Plan Estratéxico 2003 – 2007, que buscaba aumentar os beneficios operativos e reducir o peso global da débeda, esta decisión para os mercados internacionais amósase óptima.

En canto aos activos eléctricos, tomaranse dúas decisións: priorizar os investimentos en xeración e distribución eléctrica, en contraposición ao transporte, e priorizar os investimentos na área de América Central e o Caribe. Precisamente esta rexión contén un importante volume de Estados que se adecúan á estratexia orixinal de Unión Fenosa na internacionalización: mercados de pequeno tamaño, con escasa competencia, vivindo procesos de liberalización e con institucións febles na maioría dos casos.

Ao mesmo tempo, outorgaráselle a mesma importancia a dous mercados que pola súa proximidade á rexión central e o seu tamaño non poden ser obviados: Colombia ao Sur e México ao Norte. Ademais, tanto o contexto económico como sectorial favorecerá manter os investimentos nesta área xeográfica, dado o bo comportamento económico na rexión e particularmente nestes dous países. En paralelo, en México finalízanse os investimentos nas CTCC precisamente no ano 2003, un ano de importante recuperación económica e tamén de reordenación dos investimentos da compañía.

Se ben Unión Fenosa se configura como operadora global do gas no negocio estatal, a nivel internacional a súa evolución é diferente. O control de tres plantas de CTCC en México cunha potencia instalada de1.550 MW non leva á compañía a tomar o control augas arriba do negocio, senón que simplemente se configura como operador eléctrico: o gas será mercado directamente a Pemex e El Paso mentres a venda de electricidade será subscrita mediante contratos de longo prazo ca Comisión Federal de Electricidad[370], polo que nin na subministración nin na comercialización Unión Fenosa desenvolverá unha política activa neste territorio.

[370] A existencia de contratos de longo prazo subscritos co Estado supón un dos maiores elementos de estabilidade para unha empresa eléctrica, ao garantir ingresos sen depender das variacións no mercado eléctrico.

As primeiras accións neste sentido serán a venda da boliviana Transportadora de Electricidad[371] e da británica Cambridge Gas & Electricity, renunciando á única praza da Europa Occidental na que Unión Fenosa facía parte. Se ben esta última operación é de escaso calado para as contas da compañía (venda por valor de 6 millóns de €), o traspaso de TDE significará uns ingresos de 89,8 millóns de €, ao mesmo tempo que permite reducir o endebedamento da compañía en máis de 135 millóns de €, ao excluír esta empresa do seu perímetro de consolidación.

Posteriormente, Unión Fenosa abandonará o negocio da distribución en República Dominicana (país no que se recibiran préstamos de organismos multilaterais tan só un ano antes) ante as dificultades económicas do país[372], entre críticas da compañía aos crecentes impagos no servizo (Cinco Días, 12 de Setembro do 2003) e un importante malestar gobernamental e social derivado da deficiente calidade de servizo e o incremento das tarifas (En Lucha, 2003). Ao mesmo tempo vende Cambridge Water a un grupo de Hong Kong, desinvestindo finalmente en todos os activos relativos a industrias de rede no Reino Unido. Idéntica decisión toma sobre o mercado do gas no Uruguay, abandonando o país no ano 2004.

É interesante a nova situación na República Dominicana, xa que Unión Fenosa decide abandonar o negocio da distribución pero manter a súa participación na xeración de electricidade. Do mesmo xeito, o proceso de entrada e saída no sector prodúcese con valores de compra e venda claramente diferentes: se os investimentos para a adquisición das dúas empresas de distribución do país foron de 198 millóns de €, segundo datos da compañía, o acordo de venda tan só catro anos despois implicaba un acordo de longo prazo co goberno da República Dominicana por valor de 543 millóns en 140 mensualidades, que finalmente foron canceladas nun único pago no ano 2006 (Germosen, 2006), nunha decisión que obrigaría ao estado dominicano a contraer nova débeda externa para poder financiar este pago.

Unha vez realizados os desinvestimentos, a política exterior da compañía baseouse basicamente na mellora dos resultados operativos a través da mellora dos instrumentos de xestión e organización, con impacto tamén no emprego. Non será até o 2006 cando entre en funcionamento unha nova planta da compañía (a central hidroeléctrica de La Joya, en Costa Rica, de 50 MW), e no marco do Plan BIGGER se comece a analizar a posibilidade dun novo incremento da potencia instalada, prestando particular atención ao mercado mexicano.

[371] Vendida a Red Eléctrica Española, empresa da que Unión Fenosa é tamén accionista.
[372] Non é menor a importancia deste tipo de decisións empresariais para unha economía pequena, subdesenvolvida e en depresión.

En relación aos desinvestimentos, é importante sinalar que Unión Fenosa, ao igual que outras moitas transnacionais, viñeron realizando estratexias moi agresivas de entrada no mercado para posteriormente abandonalo no medio prazo. Esta situación, normal en moitos sectores, ten consecuencias para economías pequenas nun proceso de liberalización económica, polo que a decisión de abandonar mercados non estratéxicos por parte da compañía ten tamén unha lectura en clave de funcionamento económico global nese país.

Lamech & Saeed (2003) realizan unha interesante análise en relación ás expectativas das empresas enerxéticas que se introduciron no mercado enerxético ao longo dos anos 90. Segundo o seu estudo, un 50% das empresas eléctricas que internacionalizaron a súa actividade cara América Latina agardaban unhas rendibilidades superiores ao 16%, e un 25% mesmo superiores ao 20%.

Polo tanto, as motivacións destas empresas transnacionais pasaban máis pola obtención de elevadas rendibilidades que non necesariamente por asentarse nese mercado no longo prazo, mantendo como mercado estratéxico o seu mercado tradicional e participando da *febre privatizadora* dos anos 90 cunha visión de curto prazo.

Do mesmo xeito, a política de Unión Fenosa na rexión latinoamericana non estivo exenta de polémica e conflitividade social, como reflexan diversos estudos en termos de medio ambiente, custo de tarifas, dereitos laborais e conflitividade social (Paz, González & Sanabria, 2005; Movimiento Social Nicaragüense et al. 2008).

7.6. O Plan BIGGER

No ano 2006 Unión Fenosa aproba un novo Plan Estratéxico, o Plan BIGGER (Bussinesses, Investments, Growth x2, Efficiency, Returns), con vixencia até o ano 2011, no que os obxectivos da compañía pasan por duplicar o EBIDTA, os beneficios e o dividendo, polo que implicitamente recoñecen o conxelamento do pay-out no 50%.

Para acadar estes obxectivos buscarase ampliar o control da cadea de valor na compañía en materia de carbón, do mesmo xeito que se realizou nos anos anteriores co gas, cun investimento total de 9.000 millóns de € en cinco anos, onde o 60% destes investimentos serán en terreo *greenfield* e o restante en adquisicións adicionais (Unión Fenosa, 2006).

A planificación dos investimentos *greenfield* no período orientarase nun 52,2% cara a xeración e a distribución no mercado español, mentres os investimentos

restantes serán realizados no gas, na expansión da cadea de valor do carbón e a xeración e distribución internacional.

Ao mesmo tempo, os investimentos en enerxías renovables suporán o 25% do total de investimentos, mentres os investimentos en nova xeración en réxime ordinario non chegará ao 10%, no que claramente significa unha reorientación das prioridades tecnolóxicas para a produción eléctrica. En termos de crecemento, o obxectivo será acadar os 16.650 MW instalados dende os 10.289 existentes no ano 2006.

A nova estratexia empresarial de Unión Fenosa a partir do ano 2006 faise evidente cos novos proxectos de xeración en diversos países dos que a compañía xa forma parte, tendo un cariz moi diferente ao da estratexia de internacionalización dos anos 90 en canto á evolución do réxime ordinario:

a) En primeiro lugar, esta estratexia non se dá a partir da entrada en novos mercados, a excepción da República Sudafricana, onde se buscará a construción dunha central térmica de carbón unha vez se adquire unha mina desta materia prima.
   Polo tanto, a expansión a este mercado ten máis a ver á consolidación da participación no conxunto da cadea de valor como actor integral no mercado do carbón que non á pura expansión na busca de novos mercados.
b) Tendo en conta, polo tanto, que a expansión será realizada nos mercados dos que Unión Fenosa xa forma parte, os investimentos neste período terán un marcado carácter *greenfield*, sen grandes absorcións de empresas existentes. Así, a partir do ano 2007 inícianse proxectos de ampliación de centrais ou de construción doutras novas en países como Colombia, Panamá, Guatemala, Kenia ou Costa Rica, se ben o groso dos investimentos será realizado en México.

Sen embargo, a estratexia en canto ás enerxías renovables, e particularmente eólica, é completamente diferente: selección de países onde o marco regulador resulta favorable de cara a desenvolver unha importante carteira de negocios para a expansión internacional, situando como primeiros mercados Romanía (até 300 MW), Australia (até 800 MW), Chile (até 1.000 MW), Uruguai e Estados Unidos.

Esta estratexia conta con similitudes aos anos 90 na primeira etapa da internacionalización, propia de introdución en negocios menos maduros, como neste caso a enerxía eólica: expansión inicial en varios países con favorable réxime regulador (que nos anos 90 tamén se materializaba pola onda de privatizacións) e participando do mercado con socios locais que facilitaran a

introdución no país e limitaran os riscos, pero sempre mantendo Unión Fenosa o control da compañía, nunha estrutura accionarial de entre o 70 e o 80% do total.

Ademais, existe unha diferenza de relevancia, ao participar de mercados de grande tamaño e países OCDE (particularmente Australia e os Estados Unidos), nunha estratexia inédita por parte da compañía ao longo da súa historia[373].

Con esta estratexia, no ano 2007 iníciase unha nova expansión nos mercados propios de Unión Fenosa, en primeiro lugar mediante a compra dunha central hidráulica en Colombia a través da súa filial EPSA e reorganizando o negocio da distribución coa fusión de Electrocosta e Electricaribe. Por outra banda, sentando as bases para diversos proxectos eólicos e unha nova central térmica de ciclo combinado en México. Polo tanto, por unha banda refórzase o mercado tradicional exterior e, polo outro, intégrase o negocio renovable neste proceso de expansión, en consonancia cas novas prioridades da compañía.

En relación á aposta renovable, claramente é orientada cara a tecnoloxía eólica. Resulta chamativo, ao mesmo tempo, o grao de ambición no desenvolvemento eólico, sobre a base de dous proxectos en México de grande tamaño: La Rumorosa, con entre 500 e 1.000 MW instalados, e Bii Hioxo, de 230 MW. Para facernos unha idea da escala, todos os parques eólicos desenvolvidos ou mercados no ano 2007 por Unión Fenosa no Estado tiñan un tamaño de entre 30 e 86 MW.

Se ben o segundo proxecto é levado a cabo por Unión Fenosa Energías Renovables México, o primeiro parte da compra do 50% da empresa mexicana Zemer Energía, nunha moi interesante estratexia de entrada na produción renovable mexicana de cara a abastecer o mercado californiano, polo que indirectamente comezaría a participarse do negocio da produción para Estados Unidos.

Como contrapartida a esta expansión, Unión Fenosa abandonará a comezos do 2008 un dos mercados exteriores nos que iniciara a súa actividade internacional, Filipinas, coa venda da súa participación en Meralco. Este movemento supón o abandono dos mercados eléctricos en Oceanía, nun movemento lóxico na racionalización da actividade exterior e a priorización da rexión latinoamericana, tendo ademais en conta que a participación nesta compañía era minoritaria no accionariado e sen control da empresa.

[373] A situación máis similar a isto é o desenvolvemento de centrais en Baixa California (México) de cara a abastecer o mercado de California (Estados Unidos), pero non mediante a participación directa na xeración destes países. Só no Reino Unido se absorvera unha compañía de distribución de electricidade, pero cunha participación mínima no conxunto do mercado británico.

7.7. Situación económico-financeira

7.7.1. A transformación do EBIDTA cara o *core* empresarial

Como era de agardar a partir do Plan Estratéxico 2003 – 2007 a estrutura do resultado de explotación muda progresivamente cara o core empresarial: o negocio eléctrico estatal (xeración, distribución e a entrada no gas) e o negocio eléctrico internacional xa representan un 93,5% do EBIT da compañía no ano 2004, mentres Soluziona e o resto de actividades pasan a ocupar un escaso 6,5%, derivado da expansión do negocio eléctrico en paralelo é política de desinvestimentos levada a cabo nas actividades diversificadas.

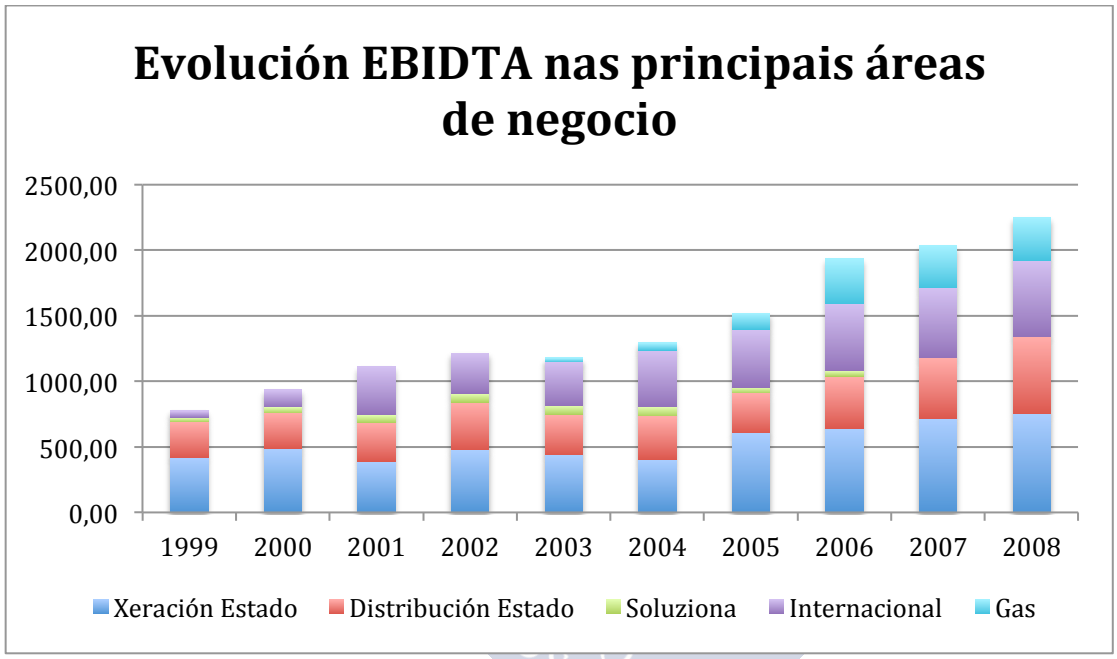


Figure 71: Evolución EBIDTA nas principais áreas de negocio. 1999 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1999 – 2008).

Do mesmo xeito, a evolución interna do negocio eléctrico español tampouco é idéntica. Mentres os negocios maduros (xeración e distribución) manteñen crecementos relativamente estables (da orde do 5% entre os exercicios 2003 – 2004) a expansión do negocio do gas aumenta en moita maior medida (por riba do 50% anual), polo que comeza a situarse como unha pata fundamental na estrutura da compañía, equiparándose xa a partir do ano 2004 co peso de Soluziona dentro de Unión Fenosa.

Así, a sección do gas chega a representar un 18% do EBIDTA total da compañía no ano 2006, para estancarse nestas cifras nos anos posteriores. Se a expansión do gas se fai de xeito moi rápido e chegando a representar unha parte fundamental do negocio da compañía, o inicio do segundo plan de expansión do

gas non ten unha incidencia directa no seu crecemento, mentres volven ser os negocios tradicionais os que sustenten os maiores incrementos do EBIDTA.

7.7.2. Un importante aumento dos beneficios

A evolución dos beneficios de Unión Fenosa é claramente positiva ao longo do período, aumentando ano a ano e obtendo un beneficio récord no ano 2008, por primeira vez superando os mil millóns de €. É importante subliñar que os anos 2001 e 2002 foron complexos para a compañía, se ben non parece ter reflexo nos beneficios. Mentres o resultado antes de impostos cae entre os anos 2001 e 2002 nun importante 36,7%, o beneficio despois de impostos aumenta un 17,8%.

Esta dispar evolución entre o resultado antes e despois de impostos ten a súa explicación pola implementación no ano 2002 da Ley 24/2001 de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social, polo que a empresa poderá tributar o Imposto de Sociedades ao 18% en lugar de ao 35%, o que suporá un aforro de 94,3 millóns de € en impostos para Unión Fenosa (Memoria 2002).

En paralelo, reformas contables aprobadas polo ICAC tamén permitiron deducións no Imposto de Sociedades por valor de 127,3 millóns de €. Polo tanto, se ben a situación da compañía podería terse deteriorado significativamente, estas modificacións legais permitiron beneficios récord no ano 2002, que de non terse producido terían provocado unha caída do beneficio total do 58%.

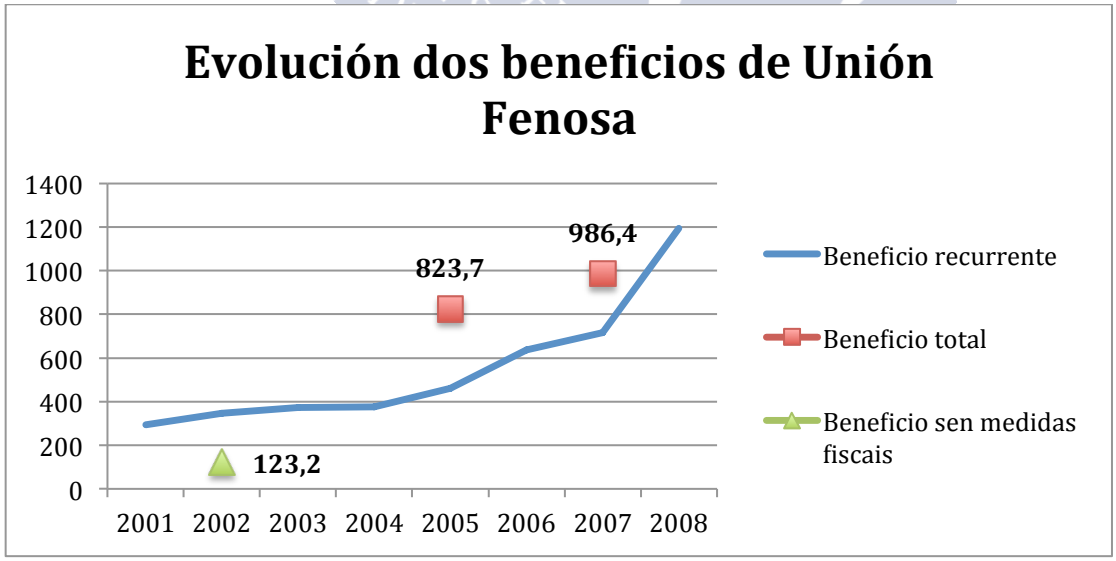


Figure 72: Evolución dos beneficios de Unión Fenosa. 2001 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008).

Así como durante o bienio 2001 – 2002 a situación económica parece complexa, a partir do ano 2003 o contexto mellora substancialmente, así como a posición de Unión Fenosa. De tódolos xeitos, aínda retornándose aos niveis normais de

tributación a compañía mantén os seus beneficios iniciando un novo ciclo de crecemento que se materializa en particular a partir do ano 2004, en consonancia coa apertura das novas actividades (lembremos que o ano 2004 é fundamental na posta en funcionamento da actividade gasista), a progresiva redución de custos ao saír do perímetro de consolidación determinadas empresas internacionais e uns tipos de xuro cada vez máis baixos, unido á obtención de beneficios extraordinarios no propio 2004 mediante a titulización de dereitos de crédito derivados das facturas da luz, no que supón un importante incremento dos ingresos financeiros.

Por último, os anos 2005 e 2007 amosan un importante incremento dos beneficios ao producirse elementos centrais da estratexia de desinvestimentos, o que permitirá un crecente cash-flow e a obtención de liquidez para realizar os investimentos programados no período. Como contrapartida a estas accións, o perímetro de consolidación da empresa será cada vez menor.

7.7.3. A forte expansión de dividendos

En canto á evolución dos dividendos, a tendencia continúa en base a dous elementos: crecente dividendo por acción e conxelamento do pay-out.

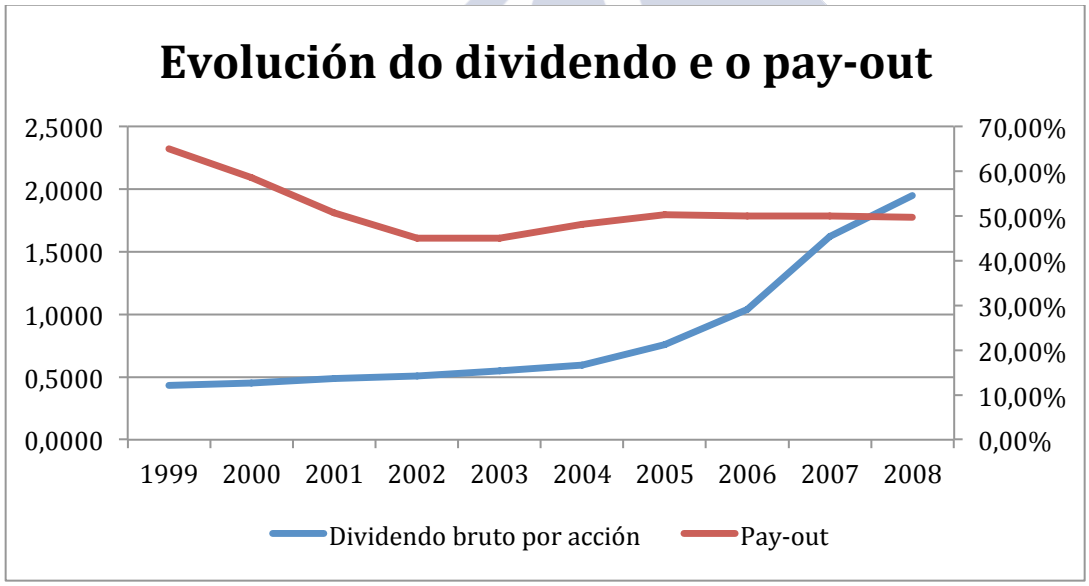


Figure 73: Evolución do dividendo e o pay-out. 1999 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das memorias de Unión Fenosa (1999 – 2008).
*No ano 2008 prodúcese un desdobramento de accións nunha proporción 3 a 1, polo que cada acción, que até o momento valía 3€ pasa a valer 1€. En consecuencia, para harmonizar a gráfica, o dividendo bruto do ano 2008 é o proporcionado por tres accións.

En canto aos dividendos, este período supón unha verdadeira explosión de reparto de dividendos, dada a inexistencia de ampliacións de capital que

obriguen a repartir entre máis propietarios e uns beneficios en clara expansión. Entre os anos 2001 e 2008 o dividendo bruto por acción multiplicouse por catro.

En canto ao pay-out, a partir do ano 2002 prodúcese un estancamento da súa redución, iniciada no ano 1993 despois do segundo intercambio de activos. Dende uns valores superiores ao 90% chégase por primeira vez a unha cifra inferior ao 50%, que será a partir do ano 2002 o valor de referencia para manter o pay-out sen grandes variacións. Polo tanto, mentres o incremento de beneficios ten un comportamento moi positivo, a posición da compañía é adicar a metade dos recursos á rendibilidade do accionista e a outra metade ao autofinanciamento para realizar novos investimentos.

7.7.4. A excepcional evolución bursátil e a elevada rendibilidade para o accionista

A evolución bursátil de Unión Fenosa racha a tendencia dos anos anteriores a partir do ano 2001, sufrindo un descenso na súa cotización. Este descenso mantén un parámetro similar ao acontecido co conxunto da Bolsa de Valores, polo que a evolución ten máis a ver co contexto económico xeral (ralentización económica e colapso da burbulla *.com*) que non por unha situación concreta da compañía.

Polo tanto, e aínda que Unión Fenosa é sensible ao ciclo económico, o seu comportamento ten unha mellor evolución bursátil que o IBEX-35. Analizando a rendibilidade para o accionista, só nos anos 2002, 2003 e 2006 o comportamento da empresa é peor que o dos maiores valores da Bolsa.

A rendibilidade media para o accionista no período supera o 20% para Unión Fenosa, mentres o IBEX-35 non chega ao 13%, polo que o seu comportamento é claramente mellor, facendo de Unión Fenosa un valor atractivo para os investimentos bursátiles.

Así, a estratexia de conxelación do pay-out favorece unha maior rendibilidade para o accionista, se ben o factor fundamental para este comportamento pasa polo aumento da capitalización bursátil en maior medida que polo aumento dos dividendos: a partir do ano 2003, unha vez superada a crise bursátil dos dous anos anteriores, a rendibilidade mediante incremento da capitalización supuxo sempre máis do 80% da rendibilidade do accionista.

Table 60: Rendibilidade para o accionista Unión Fenosa. 2001 - 2007

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	MEDIA
Rendibilidade para o accionista	-4,52%	-28,16%	23,03%	33,95%	66,34%	22,61%	27,50%	20,11%
Rendibilidade para o accionista IBEX-35	-6%	-27%	32%	21%	22%	36%	11%	12,71%

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008) e de Fernández & Bermejo (2008).

Dados estes datos que amosan a importancia da rendibilidade do accionista, cabe pensar que a política de reparto de dividendos podería terse encamiñado en maior medida cara a redución do pay-out para obter un maior autofinanciamento, en lugar de provocar un incremento na rendibilidade do accionista xa de por si moi elevada dada a evolución bursátil, o que tería un impacto positivo na redución da débeda en termos de maior capacidade de investimento con recursos propios.

Por último, é preciso facer mención ao acontecido no ano 2008 en termos bursátiles, dado o excepcional do comportamento de Unión Fenosa nun contexto para nada favorable. O ano 2008 supuxo o peor ano da historia para o IBEX-35, cunha caída do 39,43%[374], mesmo superior ás caídas do ano 1931 (García, 2008), con todos os valores en negativo excepto Unión Fenosa.

Sen embargo, a compañía mantivo un comportamento positivo cun incremento da capitalización bursátil do 19%, unha vez coñecido o interese de Gas Natural por absorber á compañía. Polo tanto, neste caso tamén se cumpre a evolución bursátil analizada por Jensen & Ruback (1983) onde nos procesos de concentración son as empresas absorbidas e de tamaño medio as que manteñen unha mellor posición en bolsa. O caso de Gas Natural e Unión Fenosa responde a unha posición extrema desta realidade, xa que no mesmo período Gas Natural cae por riba dun 50% en bolsa.

7.7.5. Un novo descenso da débeda de Unión Fenosa

O importante incremento da débeda derivado da política de investimentos de finais dos anos 90 e inicios dos 2000 chegará ao seu fin no ano 2002, ante a posta en marcha do Plan Estratéxico 2003 – 2007, que en materia financeira buscaba unha contención da débeda da empresa, obxectivo que se acada con éxito, reducíndose a débeda total da compañía en máis de 1.600 millóns de €, o 22% da débeda existente no ano 2002. Hai que ter en conta, ademais, que a modificación

[374] Se ben esta cifra é verdadeiramente elevada, sitúase nos valores medio das grandes bolsas mundiais para este ano, polo que non é un valor excepcional no ano 2008.

das normas contables no ano 2005 tivo un papel relevante para a cuantificación da débeda[375] neste ano.

En canto á composición interna da débeda, podemos observar varios elementos: Un progresivo incremento do peso das obrigas e bonos a partir do ano 2003, precisamente cando se inicia o descenso da débeda total. A emisión de eurobonos estaba orientada precisamente a incrementar a capacidade de financiamento no mercado de capitais para reducir a débeda bancaria, tanto subscrita en € como en divisa. O obxectivo de que o financiamento mediante o mercado de capitais representara un 33% da débeda total é cumprido xa no ano 2003, manténdose nestas cifras ao longo de todo o período.

En paralelo, iníciase unha estratexia de emisión de participacións preferentes, realizando unha primeira emisión no ano 2003 por valor de 500 millóns de €, posteriormente ampliados a 609 millóns e outra segunda no ano 2005 por valor de 750 millóns[376]. Esta emisión de preferentes é o factor fundamental para o incremento das obrigas e bonos no ano 2005, xa que a normativa contable obriga a contabilizar este tipo de instrumentos financeiros como débeda, polo que no ano 2005 vemos un novo repunte da mesma.

É importante situar o ano 2005 na evolución da débeda, xa que o impacto da nova normativa contable implica un incremento da débeda de Unión Fenosa por riba do 23% sobre o ano 2004 (Fernández, Fernández & Olmedillas, 2006). De terse producido este incremento, a posición financeira da compañía tería sido complexa, provocándose unha imaxe que posiblemente tería dificultado tamén a evolución bursátil da compañía, tendo en conta que o efecto contable da nova normativa afectaba a Unión Fenosa dun xeito moi superior ao resto das empresas enerxéticas dada a exposición ás preferentes.

Neste sentido, o incremento da débeda do ano 2005 en relación á harmonización do dato do 2004 foi finalmente tan só do 5,5%, tendo un papel fundamental nesta evolución a venda de AUNA, polo que a contención da débeda pode realizarse mediante unha descapitalización da compañía no sector das telecomunicacións.

Como era de agardar, a débeda en divisa tende a reducirse, xa non só pola devolución dos créditos senón pola progresiva venda de parte das filiais de Unión Fenosa no exterior, que eliminan do perímetro de consolidación débeda esencialmente subscrita en moeda estranxeira. Nesta altura, e a diferenza doutros períodos, a maioría da débeda exterior estará subscrita en US$, dado que

[375] Para unha análise en máis detalle desta reforma e do seu impacto nas principais empresas enerxéticas, revisar Fernández, Fernández & Olmedillas (2006).
[376] Constituíndo no ano 2004 unha nova filial, Unión Fenosa Preferentes S.A. de cara a realizar a emisión (Unión Fenosa Preferentes, 2005).

é a moeda de uso habitual para este tipo de operacións nos mercados latinoamericanos.

Por último, a débeda subscrita en € tamén tende a reducirse unha vez os principais investimentos no mercado tradicional se van poñendo en marcha, para volver aumentar ao final do período. Esta situación é normal dada a evolución da actividade da compañía, tendo ademais en conta que as condicións da débeda bancaria tanto local como exterior son moi favorables e sen grandes diferenzas no tipo de xuro entre ambos mercados.

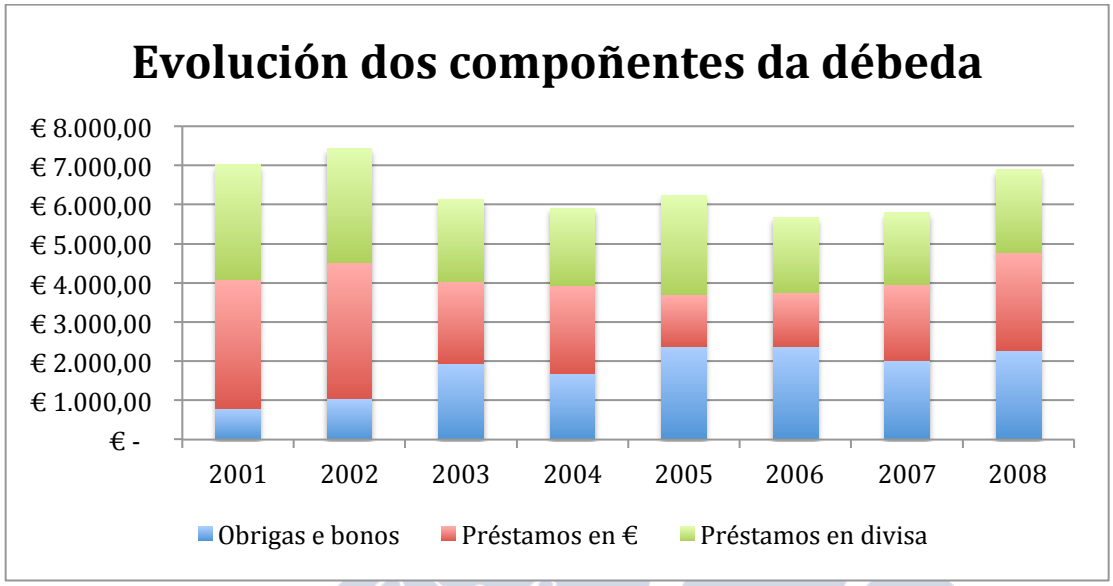


Figure 74: Evolución dos compoñentes da débeda. 2001 - 2008

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (2000 – 2008).

Os condicionantes sobre a débeda da compañía determinan unha peor posición relativa sobre o sector enerxético non só do Estado, senón europeo, cun rating claramente inferior ao das empresas competidoras, e que ademais vive un deterioro no período 2000 – 2006 dende unha cualificación A1 a BAA2 (Ontiveros & Rojas, 2007).

Table 61: Calidade do investimento de Unión Fenosa

Empresa	Calidade do investimento. Rating de cualificación da débeda segundo Moody's (Setembro do 2005)									
	Extrema	Moi forte			Forte			Axeitada		
	AAA	AA1	AA2	AA3	A1	A2	A3	BAA1	BAA2	BAA3
Céntrica						X				
E.On				X						
Endesa							X			
ENEL				X						
EdP						X				

ENI			X							
Gas Natural						X				
GdF		X								
Iberdrola						X				
REE						X				
RWE					X					
Scottish Power						X				
Vattenfall						X				
Unión Fenosa									X	

Fonte: Trillas, 2007.

7.8. A absorción de Unión Fenosa por parte de Gas Natural

A estratexia empresarial levada a cabo por Unión Fenosa dende os anos 90 derivou nunha empresa que se facía verdadeiramente atractiva para Gas Natural. O interese de Gas Natural para participar do negocio eléctrico, con importantes retornos e que operaba cada vez en maior medida mediante gas como materia prima fundamental, foi evidente durante toda a década dos 2000. O intento por parte da empresa de absorción de Endesa, prohibida finalmente polos reguladores, foi o primeiro intento da gasista de entrar neste mercado.

Dada a imposibilidade de absorción de Endesa, a atención sobre Unión Fenosa era obvia dadas as súas características. De tamaño medio no sector eléctrico, permitía acadar unha cota de mercado superior ao 12% en tan só unha absorción, pero ademais cunha característica propia da compañía: situábase como a empresa eléctrica con maior integración nos mercados gas-electricidade, polo que reforzaba a posición de Gas Natural tamén no seu mercado tradicional, ampliando a capacidade de importacións dos seus mercados (Nixeria, Angola ou Arxelia) tamén aos países con contratos de Unión Fenosa, con Exipto e Omán á cabeza.

En paralelo, a estratexia internacional de Unión Fenosa era perfectamente complementaria coa situación de Gas Natural, en particular pola súa participación en dous mercados de relevancia como Colombia e México. O mercado mexicano é estratéxico polo seu tamaño, uso do gas (con crecente capacidade mediante ciclos combinados) e proximidade co mercado estadounidense.

Do mesmo xeito, a evolución financeira animaba a realizar un investimento deste estilo: unha débeda controlada e mesmo en descenso nun contexto de forte

incremento dos beneficios, o que permitía un retorno ao accionista cada vez maior sen necesidade de deteriorar o pay-out.

Como é de agardar, o comportamento bursátil á alza de Unión Fenosa foi aínda máis positivo unha vez se oficializou o interese de absorción por parte de Gas Natural. Así, mentres no ano 2008, o do inicio dunha profunda crise económica e financeira, o IBEX-35 perdía un 39% do seu valor, Unión Fenosa apreciouse nun 15%, sendo o único valor que aumentaba a súa cotización de todo o IBEX.

Dende o punto de vista de Unión Fenosa, as características da compañía a partir do ano 2000, unha vez frustrada a fusión con Hidrocantábrico e perdidos parte dos tradicionais accionistas de referencia, levaban a que unha absorción estivera sobre a mesa.

Dunha banda as ambicións das grandes empresas eléctricas europeas de medrar en tamaño e doutra os intentos das empresas gasistas para introducirse no mercado eléctrico favorecían que puidera observarse a Unión Fenosa como obxectivo.

Ao mesmo tempo, os cambios accionariais levaron a unha configuración ao longo dos anos 2000 dunhas maiorías sen intereses eléctricos a longo prazo. Se no momento do fusión dúas casas bancarias como o Pastor e o Urquijo apostaban polos investimentos industriais de longo prazo, as mudanzas na configuración bancaria levaron a que o último grande banco que controlou a compañía (o Santander) vendera a súa participación na busca de obtención de plusvalías para ampliar o seu negocio bancario.

Por último, o papel de ACS resulta similar ao do Banco Santander: o interese na venda de Unión Fenosa pasaba pola obtención de plusvalías, sen ter interese en consolidar o negocio eléctrico no seu perímetro. Así, os anos 2007 e 2008 son fundamentais pois comeza a visibilizarse unha forte crise económica, que terá dúas repercusións de relevancia: o colapso na evolución de prezos inmobiliarios e fortísimos descensos bursátiles do conxunto de índices de referencia. Neste contexto é no que ACS vende a compañía, precisamente adiantándose a esa evolución negativa e obtendo unhas importantes plusvalías aproveitando o interese de Gas Natural por poder entrar no mercado.

7.9. Conclusións

a) O período iníciase cun cambio na maioría accionarial en Unión Fenosa, co reforzamento do Banco Santander Central Hispano como primeiro accionista. Esta circunstancia provoca inestabilidade na dirección da compañía dados os problemas na dirección do CSCH, que finalizan coa

saída do actual presidente, Amusátegui, en favor do tándem Basagoiti – Honorato López Isla, unha vez se produce a prematura morte de Victoriano Reinoso.

Tan só catro ano despois o Santander decide saír da compañía aparecendo un novo accionista de referencia, ACS, e colocando un novo presidente, Pedro López Jiménez. Por primeira vez en 100 anos, dende a constitución da Sociedad General Gallega de Electricidad e Unión Eléctrica Madrileña, o control da compañía non pasaba por unha casa bancaria.

b) Esta situación de elevada volatilidade no control da compañía provoca importantes mudanzas estratéxicas en curtos períodos de tempo, unha situación impensable cando a banca industrial, con posicións de longo prazo, controlaba ás compañías eléctricas.
c) O cambio de dirección no 2002 provoca o *Xiro Enerxético* na compañía, iniciando unha estratexia de desinvestimentos nas actividades non eléctricas e centrando o crecemento da compañía no *core empresarial* e na ampliación do control da cadea de valor.
d) Esta nova estratexia materialízase nunha expansión dos investimentos no mercado español pero tamén en tres áreas xeográficas, que polas súas características eran propicias: México, como grande mercado latinoamericano, con vendas aseguradas dada a regulación eléctrica do país, e próximo a un mercado moi codiciado, o estadounidense; Colombia, por ser un mercado de grande tamaño e rexionalizado onde a posición da compañía era de control de determinados mercados (particularmente na rexión Caribe); e, por último, Centroamérica, onde a participación en mercados de pequeno tamaño permite unha situación de control de mercado que garante unha rendibilidade elevada.
e) A definición destas tres áreas xeográficas implica que o resto de investimentos non son considerados estratéxicos, realizándose unha serie de desinvestimentos en varios países para centrar a actividade nestas tres rexións, con pequenas excepcións de menor tamaño (como o caso de Kenia). Finaliza así unha estratexia internacional nalgúns momentos caótica, con participación en mercados e actividades moi diversas e de difícil xestión, racionalizando a estratexia, concentrando esforzos en determinados mercados e saíndo daquelas rexións potencialmente problemáticas.
f) A prioridade tecnolóxica no mercado estatal pasa pola expansión das centrais de ciclo combinado. O consenso sectorial sobre as bondades desta tecnoloxía (menores investimentos, menores tempos de posta en funcionamento, baixo custo de produción e menor impacto ambiental) facía do gas a aposta da compañía.
g) Se ben a aposta polos ciclos combinados é común ás grandes compañías eléctricas, a estratexia levada a cabo xa dende finais dos anos 90 estaba baseada no control do conxunto da cadea de valor do gas, idea que se

materializa a partir do ano 2004 con enorme éxito, situando esta área de actividade como a de maior crecemento e unha das de maior peso na estrutura de beneficios da compañía.

h) Neste período prodúcese o maior crecemento da compañía na súa historia, multiplicando por catro o seu beneficio e os seus dividendos. Polo tanto, as novas estratexias da compañía desenvolvidas durante os anos 2000, unido a determinadas reformas económicas que suavizaron o ciclo económico de inicio de década, supuxeron un éxito.
i) Estes resultados foron orientados en diversas direccións: unha maior capacidade de investimento de cara á expansión dos novos negocios (nomeadamente o gas), o aumento de potencia no Estado e México e, en menor medida, noutros países e un maior reparto de dividendos, que facían de Unión Fenosa un dos activos bursátiles máis interesantes do período.
j) Como contrapartida a esta situación, boa parte dos ingresos extraordinarios obtidos pola compañía pasaron por unha estratexia de desinvestimentos non só nalgúns mercados internacionais, senón tamén a custa da desaparición das actividades diversificadas. En particular consultoría, coa venda de Soluziona, e telecomunicacións, coa venda primeiro de AUNA e posteriormente de R. Así, este período caracterízase porque Unión Fenosa se transforma dende unha empresa multiservizos a unha operadora enerxética global, centrándose en alongar verticalmente a compañía a través de servizos enerxéticos asociados, pero desprendéndose das actividades non enerxéticas.
k) Consolídase un pay-out próximo ao 50% durante o período, o que permite un moi importante incremento de dividendos pero reduce a capacidade de autofinanciamento de terse producido unha evolución máis conservadora, polo que se ten que recorrer tamén ao financiamento alleo de cara a financiar os novos proxectos da compañía.
l) Este financiamento alleo pode conseguirse nas mellores condicións coñecidas pola compañía dende a súa creación no ano 1982, tanto mediante financiamento bancario como mediante financiamento no mercado de capitais, trocando a evolución previa onde a emisión de obrigas e bonos non tiveron practicamente peso. Do mesmo xeito, comézanse a empregar novos instrumentos financeiros, como as preferentes, de cara á obtención de financiamento. Polo tanto, Unión Fenosa aproveita as importantes mudanzas no sistema financeiro e a expansión dos mercados de capitais producida en España no período.
m) A evolución da débeda é positiva tras unha boa xestión, un interese en amortizala de xeito prematuro aos prazos fixados e tamén mediante os desinvestimentos realizados en diversos países onde se adquiriran empresas cun importante grao de endebedamento, polo que se exclúe do perímetro de consolidación unha parte substancial de débeda en divisa.

n) Durante os últimos anos de vida da compañía previa absorción por parte de Gas Natural, a nova estratexia empresarial tenta replicar no sector do carbón a estratexia seguida con éxito para o gas, mentres se reorientan os investimentos en nova potencia, por primeira vez poñendo no centro da estratexia o desenvolvemento de enerxías renovables, particularmente eólica.
o) As estratexias de crecemento de Unión Fenosa presentaban importantes síntomas de esgotamento: o mercado eléctrico español volvía vivir unha situación de sobrecapacidade, o desenvolvemento da actividade gasista xa tiña finalizado por parte da compañía, a renuncia explícita á diversificación impedía medrar nesta dirección e tan só a expansión internacional parecía amosar posibilidades de crecemento futuro.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

8. Conclusións

Unión Fenosa nace como necesidade ante unha situación financeira crítica nun contexto complexo. Unión Eléctrica Madrileña e FENOSA vivían unha situación paralela aínda que por motivos diferentes: os fortes investimentos nucleares no caso da primeira e o forte investimento en centrais de fuel-oil precisamente no momento de maior incremento de prezos desta materia prima. Esta situación impulsou os custos á alza, en particular os custos financeiros dada a crecente volatilidade dos tipos de xuro unidos ao negativo comportamento dos tipos de cambio internacionais.

Se estes factores volvían complexa a viabilidade de ambas compañías, no sector remata creándose unha *treboada perfecta*, derivado da crise económica que paralizaba os incrementos de demanda eléctrica e se visibilizaba que as previsións tanto empresariais como dos sucesivos Plans Enerxéticos Nacionais sobreestimaran a capacidade da economía española de absorber nova produción eléctrica, polo que a nivel empresarial o incremento de ingresos foi inferior ás previsións no momento de realizar os investimentos en nova potencia.

A saída para estas dúas empresas, polo tanto, pasaba por incrementar o seu volume de cara a facer fronte a esta situación, dada a complementariedade de ambas compañías en canto ao seu mix, tendo ademais un tamaño similar, o que permitiría conformar un grupo co control de máis do 10% da potencia instalada no total español, situándose entre as grandes empresas do sector.

Como recoñecía o propio Honorato López Isla nunha entrevista no ano 2009: "*Si aplicásemos a aquellas dos empresas los criterios contables de las actuales auditoras, estaríamos hablando de dos compañías en quiebra*". A rotundidade da expresión amosa claramente as dificultades financeiras que ambas compañías vivían a inicios da década de 1980.

Do mesmo xeito, esta fusión representaba unha estratexia defensiva ante eventuais absorcións como as que remataron por darse no sector nos dez anos posteriores á creación de Unión Fenosa, e que configurou un sector cun campión nacional público (Endesa), unha grande empresa privada (Iberdrola) e tan só tres empresas de tamaño medio (Unión Fenosa, Hidrocantábrico e Viesgo).

En termos de mercado a decisión da fusión era posiblemente o único mecanismo posible a través do cal FENOSA podería continuar o seu crecemento, dadas as súas limitacións no mercado propio, orientado exclusivamente a Galiza. Se ben se iniciaran algúns proxectos de xeración fóra das fronteiras galegas (concretamente en León mediante a central térmica de Anllares), a posibilidade de ampliar o seu mercado era limitada polo baixo dinamismo industrial do seu

mercado e a escasa posibilidade de introducirse en mercados novos, xa controlados por outras compañías, na súa maioría de maior tamaño á galega. Sen embargo, Unión Eléctrica contaba cunha importante base de mercado en Madrid, o que resultaba un dos grandes mercados eléctricos españois. Sobre esta base, a complementariedade de ambas compañías era grande ao actuar en mercados próximos e mesmo integrados, o que implicaba a posibilidade de redución de recursos operativos.

Hai que ter en conta que se ben a operación se denominou en todo momento de fusión, a constatación práctica foi o dunha fusión *por absorción*, o que implicou que o domicilio social ficara en Madrid, ao igual que as decisións de dirección se desprazaron a este territorio, fomentando a mobilidade de traballadores cara a capital, elemento denunciado por actores galegos dentro de FENOSA ao longo do ano 1981 e mesmo debatido no Parlamento Galego nun Pleno Extraordinario en Maio do ano 1982.

Aínda tendo en conta esta cuestión, a fusión de Unión Eléctrica e FENOSA non se efectiviza no curto prazo, un elemento negativo para obter melloras de eficiencia unha vez realizado o proceso de fusión. Como indica Chandler (1996), a velocidade de adaptación á fusión é relevante de cara á redución de custos, ou do contrario só se está realizando unha federación de empresas. Neste sentido Unión Fenosa respondeu nos seus primeiros anos exactamente a este modelo de federación, mesmo dándolle o nome de *Empresa Bicéfala* pola duplicidade de cargos de dirección.

O mellor xeito de visibilizar esta situación foi a existencia de dúas Presidencias na compañía entre os anos 1982 e 1985, se ben esta situación tamén se replicaba nas Direccións Xerais, o que daba lugar a que a efectos prácticos se mantivera unha división similar á de dúas empresas diferentes. Como exemplo, a división de explotación mantiña dous Directores Xerais, un encargado da Zona Noroeste e outro da Zona Centro, o que impide unha toma de decisións común de cara á minimización de custos.

Esta duplicidade orgánica remata coa chegada da nova dirección con Julián Trincado de Presidente e Victoriano Reinoso como Conselleiro Delegado, nun movemento que apartaba á dirección histórica de Unión Eléctrica Madrileña, a comezar polo seu Presidente, Hernández Rubio.

Así, finaliza un período de tres anos onde non se constataran avances para a integración de ambas compañías mentres a situación económica e financeira continuaba o seu deterioro, cun ratio financeiro disparado, que multiplicara o seu valor case por tres en tan só un trienio.

Table 62: Evolución dos ratios financeiros FENOSA, UEM e Unión Fenosa. Anos seleccionados

	1971	1975	1980	1982	1983	1984
FENOSA	0,015	0,100	0,102	-	-	-
Unión Eléctrica	0,123	0,095	0,025	-	-	-
Unión Fenosa	-	-	-	0,08	0,13	0,23

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de FENOSA (1971 – 1980), Unión Eléctrica Madrileña (1971 – 1980) e Unión Fenosa (1982 – 1984).

O ascenso de Julián Trincado e Victoriano Reinoso, cunha posterior modificación do Consello de Administración e de certas Direccións Xerais con nomes procedentes de FENOSA non eran casuais. O verdadeiro centro de poder da compañía, ao igual que na maioría do sector eléctrico, residía na fortaleza das entidades bancarias que sustentaban ás compañías.

Se ben o conxunto do sector bancario amosaba unha situación complexa dada a crise posterior ao ano 1978, o Banco Pastor puido resistir en mellores condicións que o tradicional brazo bancario de Unión Eléctrica, o Banco Urquijo, que no ano 1983 é absorbido polo banco Central, desaparecendo unha das casas de banca industrial máis importantes da historia de España e facilitando que o Pastor, dende a súa posición de accionista maioritario, impuxera determinadas decisións orgánicas.

En termos eléctricos, Unión Fenosa adica a primeira década de vida a aumentar a súa capacidade instalada, se ben en termos financeiros adica este mesmo tempo a un proceso de saneamento. O proceso de saneamento financeiro faise co indubidable apoio da administración, que orienta os seus recursos cara salvar o sector eléctrico privado nun momento no que a nacionalización está sobre a mesa.

As consecuencias desta dupla evolución produtiva e financeira teñen dúas lecturas. Dada a gravísima situación económica que vive a compañía, pódese entender como un éxito o feito da supervivencia da empresa, tendo en conta que outras empresas de maior tamaño finalmente non foron quen de superar este momento histórico e remataron absorbidas por outros grupos (co paradigmático caso de FECSA, naquela altura quinta empresa eléctrica española).

De tódolos xeitos, esta supervivencia ten consecuencias: a renuncia a competir pola ampliación dos mercados eléctricos, en concreto na cornisa cantábrica, onde Unión Fenosa mantiña certas posicións tanto en Asturias (como produtora e distribuidora) como en Cantabria (como accionista de Saltos del Nansa) e a perda dunha importante capacidade instalada por parte da compañía.

Esta perda supón dunha banda unha menor participación no sector pero tamén explicita o erro cometido por Unión Eléctrica Madrileña durante os anos 60 e 70 por ter apostado de xeito moi agresivo pola tecnoloxía nuclear, un dos principais motivos para o incremento dos custos financeiros, e da que finalmente a compañía ten que desprenderse en importante medida.

A transformación do sector eléctrico unha vez producido o cambio de goberno de 1982 con Felipe González á fronte supón unha modificación radical. Dende un modelo de autorregulación empresarial transítase cara outro de forte regulación pública. O incremento de regulación non debe identificarse como o intento de control do sector por parte das institucións públicas, senón precisamente como mecanismo para salvar ás empresas ante os seus crecentes problemas financeiros.

A intervención pública realízase de xeito integral no sector eléctrico. Mediante transferencias directas (como o pago da moratoria nuclear), mediante a absorción de activos (a través da nacionalización da rede de transporte en Red Eléctrica), apoiando a transferencia de activos (cos dous intercambios de activos), diversas medidas fiscais e, sobre todo, cunha importante transformación reguladora que tamén implicaba un novo mecanismo de fixación de prezos, que por primeira vez promovía certa estabilidade e capacidade de planificación a medio prazo dos ingresos.

As estratexias de Unión Fenosa viven varios momentos, pero en todas responden ás dinámicas que se viñan dando no sector, actuando como empresa seguidora das empresas líderes. Así, FENOSA e Unión Eléctrica desenvolveron programas de expansión térmica segundo a propia dinámica do sector: no caso da primeira a través de centrais de fuel-oil, e no caso da segunda mediante centrais nucleares.

Se ben a tecnoloxía nuclear contaba cun importante apoio no sector, FENOSA non participou destes investimentos inicialmente dada a importante mudanza de escala que significan este tipo de centrais, o que dificultaba a capacidade de obtención de financiamento e a colocación da nova produción no mercado propio.

É importante subliñar un elemento relativo á tecnoloxía nuclear: non simplemente significa un incremento de débeda e de custos financeiros no período, senón que a excepción das centrais de primeira xeración, as centrais nucleares españolas afrontaron importantes retrasos na súa posta en funcionamento ao longo da década de 1980, polo que mentres os seus custos aumentaban, as compañías non podían percibir os ingresos derivados da produción nuclear.

Se esta situación era preocupante en clave empresarial, dende un punto de vista da administración supoñía un problema polos continuos retrasos para a nova produción eléctrica, o que levou a unha resposta a esta situación mediante as centrais de carbón, que cumprían diversas condicións: velocidade de construción moi inferior ás centrais nucleares (tres anos fronte a dez), contención de custos de materias primas (o prezo do carbón non aumentara ao ritmo que o do fuel-oil nos mercados internacionais) e certa capacidade de extracción de carbón no mercado español (o que permitía unha protección a shocks exteriores e certa soberanía enerxética).

Se a década de 1980 é crítica para a viabilidade da compañía, o período 1986 – 1993 supón o da consolidación da empresa no sector e o garante da súa pervivencia. O ano 1993 supón un punto de inflexión para Unión Fenosa por varios elementos: prodúcese o segundo intercambio de activos, que pon fin á estratexia pública de apoio ao saneamento financeiro das empresas eléctricas; como consecuencia do mesmo, Unión Fenosa consolida un balance máis saneado, cun importante descenso da débeda e unha progresiva redución de custos financeiros, mentres o mercado tradicional amosa unha situación de sobrecapacidade que fai innecesario un novo ciclo de investimentos como o realizado até o ano 1988; e, por último, unha mudanza no control da compañía, onde o accionista maioritario pasa a ser o Central Hispano, recentemente fusionado e que sumando as participacións de ambas entidades superaba ao Banco Pastor como accionista.

A década de 1990 provoca escasas mudanzas na potencia instalado pero, sen embargo, supón unha enorme mudanza na estrutura empresarial do sector, consolidándose dous grandes grupos empresariais (Iberdrola e Endesa) xunto con tres empresas de menor tamaño: Unión Fenosa, Hidrocantábrico e Viesgo. Unha vez creado este panorama empresarial e iniciándose o proceso de liberalización eléctrica dábase pistoletazo de saída en Europa a un importante proceso de M&A, onde precisamente as empresas de tamaño medio resultaban as máis atractivas para operar en novos mercados.

Neste sentido, a posibilidade dunha fusión entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico sempre se presentou como unha opción de creación da *Terceira Pata* do sector eléctrico, baixo o control de boa parte do mercado Noroeste e parte do Centro. Dado que estas negociacións nunca chegaron a bo porto (tanto a inicios da década de 1990 como no ano 2000), a viabilidade destas dúas compañías por separado era escasa. Se a propia Unión Fenosa resultaba unha empresa apetecible, dada a súa cota de mercado no ano 1994 (superior ao 10%), nun mercado dinámico (con certas empresas industriais como Alúmina e o importante mercado madrileño) e cunha situación estable en canto ao seu

endebedamento, máis perigoso resultaba que non existira un accionista de referencia que manteña un interese de longo prazo na compañía ante posibles absorcións. Se ben na década de 1990 este tipo de accionistas existían (en particular o Banco Central Hispano e o Banco Pastor), a situación a partir do ano 2000 mudará coa participación primeiro do Banco Santander e despois da construtora ACS.

A partir do ano 1994 Unión Fenosa inicia un novo período na vida da compañía: situación relativamente saneada, descenso de custos moi superior ao descenso da tarifa eléctrica, non necesidade de realizar novos investimentos eléctricos e un crecente cash flow convidan a que a empresa poida iniciar unha senda de crecemento como empresa, despois de dez anos duros onde non se puidera avanzar nesta dirección. Dáse así, por primeira vez, un fluxo libre de caixa como o definido por Jensen (1986; 1989) que permitirá realizar novos investimentos. Ao mesmo tempo, as condicións de financiamento acadan uns tipos de xuro nunca vistos na historia bancaria española, o que permitía maiores facilidades para a obtención de crédito.

Dado que a posibilidade de actuación nun mercado maduro como o eléctrico neses momentos é escasa, Unión Fenosa terá que decidir como empregar os seus recursos, cunha clara necesidade de crecemento de cara a protexerse de posibles compradores. Esta situación novidosa leva a copiar a estratexia levada a cabo nos anos 90 polas empresas líderes: a internacionalización da compañía e a busca de diversificación en novas actividades.

En relación á estratexia de internacionalización, Unión Fenosa inicia de xeito tardío en relación ás outras dúas empresas españolas internacionalizadas (Endesa e Iberdrola) este proceso, polo que os mercados potencialmente atractivos xa están sendo ocupados por estas dúas compañías. Prodúcese así un efecto de *acaparamento da crema*, como definira Solanes (1999), onde a compañía ten que actuar con maior audacia para poder integrar novos mercados.

A estratexia a seguir pasa pola entrada en mercados máis pequenos caracterizados por un menor grao de desenvolvemento, pero tamén con institucións máis débiles, dado que mercados de maior tamaño como o chileno, arxentino ou brasileiro vivían unha intensa demanda para a compra dos activos eléctricos.

A configuración dos mercados eléctricos pequenos ten as súas particularidades, dada a escala dos proxectos de produción eléctrica, polo que a existencia de poder de mercado pode darse con facilidade ante unha regulación que non atende a esta realidade. Mercados como Nicaragua, República Dominicana ou Guatemala representan esta situación, onde os procesos de privatización e

liberalización se realizaron de xeito tan rápido que a regulación non puido adaptarse á nova realidade de mercado nin a administración foi quen de aprender a operar no mercado ao nivel das empresas eléctricas transnacionais.

Para o desenvolvemento desta estratexia de internacionalización Unión Fenosa sigue o tradicional modelo acumulativo teorizado pola escola de Uppsala (Johanson & Wiedershein-Paul, 1975), iniciando a entrada mediante actividades con menores investimentos iniciais (xeralmente asociadas á estratexia de diversificación de Unión Fenosa en negocios como a consultoría) e buscando socios locais para minimizar os riscos, para posteriormente participar do negocio puramente eléctrico na distribución e, por último, a produción eléctrica. Amósase así a necesidade de aprendizaxe sobre o novo mercado a operar.

Do mesmo xeito, a organización xeográfica da internacionalización amósase errática en canto a algunhas decisións: se ben o mercado prioritario será América Latina, tamén se realizarán investimentos en Europa do Leste (Moldavia), África (Kenia) ou o Sudeste Asiático (Filipinas), polo que a división internacional abarcará catro continentes, se ben en varios deles a participación é escasa e os retornos máis ben modestos.

Hai que ter en conta que o proceso de internacionalización cara América Latina non podería terse producido de non darse un shock regulador (Bel & Costas, 2006) na rexión ao implantarse o Consenso de Washington ao longo dos anos 90. Unión Fenosa tiña os recursos e o interese para abrir novos mercados, pero só a existencia de amplos procesos de liberalización e privatización na rexión fixeron posible tomar esta vía. Ao mesmo tempo, a rexión estaba vivindo importantes incrementos da demanda eléctrica, o que aumentaba o atractivo da rexión, como recoñecía o propio Conselleiro Delegado da compañía, Victoriano Reinoso (1998).

Unha vez iniciado o proceso de internacionalización nesta dirección, Unión Fenosa é quen de dar un salto na súa estratexia para tamén participar de mercados de maior tamaño. En primeiro lugar coa entrada en México e, en segundo, coa súa participación en Colombia.

É de relevancia a participación no mercado mexicano porque se realiza mediante o desenvolvemento de centrais de ciclo combinado, mesmo antes de poñer en funcionamento esta tecnoloxía en España, o que amosa a capacidade de aprendizaxe da compañía de cara a integrar novas tecnoloxías no seu mix.

En paralelo á internacionalización da actividade eléctrica de Unión Fenosa, tamén se realiza unha expansión internacional baseada nas vantaxes de propiedade e internalización propostas por Dunning (2000) de cara á

integración do mercado do gas. A compañía propón así unha dupla cuestión: dunha banda o control directo dunha materia prima que gañaba importancia no sector co desenvolvemento das centrais de ciclo combinado, unido á posibilidade de participar directamente na venda internacional do gas a outros actores, contribuíndo a unha maior diversificación.

O éxito desta estratexia é incuestionable, situando á compañía a mediados dos anos 2000 como a segunda operadora do gas en España, despois dunha estratexia consolidada nos dez anos previos e actuando de xeito holístico no sector: mediante importantes investimentos en infraestruturas no Estado (Sagunto e Reganosa) de cara a poder comercializar gas no mercado estatal e cun importante esforzo de investimento estranxeiro no exterior, en particular en Exipto e Omán, de cara a garantir o control da produción de gas tanto para o mercado estatal como para o internacional. Tamén mediante o control do transporte do gas entre África e o Estado Español co control de barcos para o transporte de GNL.

Ao igual que no proceso de internacionalización, Unión Fenosa mantivo moito interese na obtención de socios financeiros e tecnolóxicos para o desenvolvemento da estratexia de expansión eléctrica, se ben non todos tiveron éxito. O primeiro intento foi a través de National Power, empresa británica con ampla experiencia nos ciclos combinados, nunha relación que se mantivo só dous anos (1998 – 2000) e que non chegou a realizar ningún proxecto de relevancia.

Posteriormente, as relacións con CEPSA e a empresa italiana ENI fomentaron o desenvolvemento da actividade gasista, no caso da primeira mediante o desenvolvemento de centrais de ciclo combinado permitindo menores cargas de custos e no caso de segunda mediante unha alianza integral tanto no mercado estatal como internacional. Unha vez máis, a idea da necesidade de medrar por parte da compañía, pero cun tamaño inicial inferior ao das competidoras (en particular Iberdrola e Endesa) facía necesario a obtención de socios que permitiran afrontar este reto sen poñer en risco a sustentabilidade da compañía.

O éxito da estratexia tamén se visibiliza na aportación desta actividade ao grupo Unión Fenosa, chegando a representar máis do 15% do EBIDTA no ano 2006 cando no ano 2002 a actividade gasista mantiña unha posición residual para os ingresos da compañía.

En paralelo á internacionalización da actividade eléctrica e á creación dunha nova área de negocio no mercado do gas, Unión Fenosa desenvolve actividades de diversificación unha vez o cash-flow permite novos investimentos, aproveitando unha longa bagaxe nalgunhas destas actividades iniciada xa nos tempos previos á fusión de FENOSA e Unión Eléctrica Madrileña. Se ben esta

estratexia atopou diversas actividades sobre as que actuar, dous foron os eixos fundamentais para a compañía: por unha banda as tarefas de consultoría e xestión e pola outra os investimentos en telecomunicacións.

As actividades de consultoría e xestión, que xa contaban cunha larga tradición na compañía (ca existencia de empresas como Norcontrol, Norconsult ou Servinor) aumentaron de xeito considerable o seu papel a partir do ano 1995 de cara a abastecer de servizos ao propio grupo Unión Fenosa pero tamén de cara a ampliar a actividade cara estes sectores no mercado español e no exterior. Precisamente, estas actividades foron o mecanismo empregado pola empresa de cara a asentarse en novos mercados limitando o risco de actuación nos mesmos antes de participar nos negocios da distribución e xeración de electricidade.

Así, a estratexia de progresiva participación en mercados internacionais de Unión Fenosa non podería entenderse precisamente pola actuación inicial sobre estas actividades, que permitiron a busca de socios locais e un maior grao de coñecemento sectorial das realidades latinoamericanas.

O desenvolvemento das telecomunicacións en España non podería entenderse sen a participación do sector eléctrico nos investimentos iniciais para a súa posta en funcionamento. Non só Unión Fenosa, senón tamén outras grandes empresas do sector como Iberdrola e Endesa incidiron con forza nun sector emerxente como as telecomunicacións.

Este sector contaba cunha serie de características que o facían atractivo para as empresas eléctricas: industria de rede, cun potencial de crecemento moi elevado e cun certo retardo en relación ao desenvolvemento noutros países que permitía observar uns importantes retornos.

A participación no sector das telecomunicacións amosouse continxente nun momento onde o cash-flow era grande e o sector non podía absorbelo ante a falta de investimentos nas actividades tradicionais. Unha vez rematado este período no sector eléctrico, unido á racionalización do sector das telecomunicacións unha vez estoupou a burbulla das *.com* no ano 2001 modificouse totalmente a estratexia empresarial de cara a reducir o seu peso inversor nas telecomunicacións.

Os investimentos en telecomunicacións tiveron un importante impacto nas contas de Unión Fenosa unha vez a compañía se decidiu a desprenderse dos seus activos neste sector, o que permitiu liberar unha importante cantidade de recursos para centrarse nas actividades en expansión no momento: o control da cadea de valor do gas e os novos investimentos en potencia instalada,

esencialmente ligados a este combustible nas centrais térmicas de ciclo combinado.

Así, o período posterior ao ano 2003 caracterízase porque a compañía muda o seu patrón de crecemento dende a empresa multiservizos cara a empresa enerxética integrada, modificándose boa parte das decisións tomadas ao longo dos anos 90. En primeiro lugar, mediante os desinvestimentos nas actividades diversificadas (en particular telecomunicacións e o grupo Soluziona), só mantendo dentro do perímetro de consolidación da compañía aquelas actividades ligadas ao sector enerxético.

Doutra banda, racionalizando o mapa de actuación internacional, freando a estratexia de entrada en múltiples mercados e mesmo desinvestindo nalgúns deles non prioritarios (como Filipinas ou Kenia) para centrar os esforzos da compañía naqueles mercados con maior potencialidade para a compañía. Esta mudanza de estratexia permite, dunha banda, racionalizar a situación operativa da compañía e, da outra, obter uns importantes recursos para realizar un novo plan de investimentos baseado no novo crecemento eléctrico estatal, a expansión renovable, a expansión produtiva nos mercados internacionais e a réplica da estratexia de control da cadea de valor do gas para as actividades do carbón.

En paralelo a esta expansión, a obtención de maiores recursos, cun continuo crecemento dos beneficios, impulsou á alza os dividendos da compañía. É importante subliñar este elemento porque a década dos 2000 representa unha estratexia de *Maximization of Shareholder Value* (Lazonick, 2014), onde a prioridade da compañía era a de aumentar os beneficios de cara a provocar uns maiores dividendos.

Así, substitúese a idea de *creación de valor* pola de *extracción de valor*. Esta situación ten consecuencias porque limita a capacidade de autofinanciamento e, polo tanto, o crecemento a longo prazo. A continua mudanza de accionistas na compañía, sen unha referencia sólida de longo prazo e con intereses industriais fomenta esta decisión, iniciada baixo o paraugas do Banco Santander. Deste xeito, o pay-out consolídase nun valor do 50%, paralizándose o seu descenso por primeira vez dende o nacemento da compañía, e multiplicando os dividendos obtidos, que tan só entre o período 2003 e 2007 se multiplican por catro.

Como xa comentamos, a posibilidade dunha nova fusión, desta volta entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico sempre estivera sobre a mesa. Se ben a inicios dos anos 90 esta posibilidade non fraguara, Unión Fenosa mantivera unha participación minoritaria na empresa asturiana, e no ano 2000 volveuse realizar unha tentativa de absorción. Se ben a operación contara ao longo dos anos 90 co

visto bo da administración, o goberno popular impediu esta operación por poñer en risco a situación de competencia no sector.

Unha concentración destas características significaba naquela altura unha concentración moi elevada (lembremos que Endesa viña de absorber unha serie de compañías como FECSA ou Sevillana e tamén controlaba Viesgo dende 1991), xa que só operarían de xeito significativo tres empresas. O certo é que a situación en canto a competencia no mercado eléctrico xa mantiña unha posición inaceptable, non superándose ningún indicador para o análise da mesma (para máis información sobre os indicadores, revisar Apéndice).

Neste sentido, o proceso de liberalización español tiña replicado moitos elementos do proceso de liberalización británico, pioneiro en Europa neste sentido, pero sen tocar a estrutura empresarial, polo que a privatización de Endesa prodúcese baixo a idea de consolidación dun campión nacional e non no do fomento da competencia.

O fracaso da operación entre Unión Fenosa e Hidrocantábrico, unido aos cambios accionariais da compañía, posiblemente supón o punto de inflexión polo cal a absorción de Unión Fenosa será inevitable, dado o seu carácter de compañía de tamaño medio ben posicionada internacionalmente.

Unión Fenosa comeza a dar síntomas de esgotamento a mediados da década do ano 2000. Se ben algunhas das súas cifras son moi positivas (incremento tanto de beneficios como de dividendos e importante crecemento bursátil por riba do sector e mesmo do IBEX-35), a estratexia de crecemento previa comeza a atopar resistencias: a internacionalización sufre un proceso de racionalización coa saída de diversos países de pequeno tamaño e de actividades non directamente ligadas ao core empresarial (como a xestión aeroportuaria), a renuncia a continuar medrando vía diversificación (primeiro coa saída do sector das telecomunicacións pero tamén coa venda de Soluziona en canto á consultoría, xestión e servizos) e finalizan os investimentos para o control da cadea de valor do gas (coa finalización das plantas de licuefacción e regasificación, a posta en funcionamento das centrais de ciclo combinado e o inicio da venda de gas a nivel internacional).

Neste contexto, a estratexia só pasa pola busca do crecemento orgánico e a tentativa de replicar o éxito da estratexia gasista no carbón, unha materia prima de enorme importancia no mix español pero onde a empresa contaba cunha menor capacidade de penetración ao ser un sector maduro.

Ademais, a transformación do sector eléctrico internacional na entrada de novo século orienta a súa evolución precisamente na dirección contraria, en particular

debido a unha maior presión social e reguladora en materia de enerxías renovables e o inicio de explotación comercial de novas tecnoloxías (particularmente a eólica) con capacidade de competir vía custos cas tecnoloxías tradicionais.

Neste escenario, o sector do carbón ten escasas posibilidades de crecemento, o gas configúrase como unha materia prima de transición e o futuro a longo prazo pasa polo forte incremento da potencia renovable, tendo en conta un favorable contexto regulador e tarifario para a súa expansión, tanto no mercado natural da compañía (o mercado español) como noutros países.

De feito, a propia Unión Fenosa chega a esta mesma conclusión a mediados da década dos 2000, iniciando unha importante senda de investimentos en enerxía renovable (particularmente eólica) tanto no mercado estatal como no internacional, de cara a integrarse nestas novas tecnoloxías que permitirán un maior crecemento de longo prazo.

Por último, podemos caracterizar a absorción de Unión Fenosa como inevitable, dada a evolución global do sector e a súa forte concentración. Ao longo da década dos 2000 Unión Fenosa contaba cunha serie de características que a facían moi atractiva para calquera compañía de maior tamaño: importante presenza no mercado estatal (cunha cota de mercado próxima ao 10%), posicionamento internacional en mercados periféricos (como o centroamericano) pero tamén mercado estratéxicos (como o mexicano, que ademais permitía achegarse ao mercado norteamericano), control do conxunto da cadea de valor do gas e expansión similar no carbón e unha situación financeira estable.

Ao mesmo tempo, contaba con cada vez menos mecanismos de protección ante unha posible absorción: unha regulación claramente favorable á mobilidade de capital e que permitira absorcións de empresas similares a Unión Fenosa (nomeadamente Viesgo e Hidrocantábrico) e a falta de socios industriais con intereses de longo prazo e que procuraban plusvalías nos seus investimentos eléctricos.

Ademais, os máximos accionistas formaban parte dos dous sectores máis afectados pola crise económica: sector bancario e construción. En particular, as caixas galegas deciden poñer fin á súa andadura na compañía só un ano antes da absorción, polo que se perdían aliados para evitar un proceso deste estilo.

Do outro lado, Gas Natural amosara durante toda a década o seu interese en integrarse no mercado eléctrico. Os seus intentos de absorción de Endesa e Iberdrola, bloqueados polo goberno, deixaban só unha opción á compañía despois de que ENEL mercara Viesgo e EdP mercara Hidrocantábrico: Unión

Fenosa. Ademais, para Gas Natural esta operación era particularmente atractiva porque non significaba simplemente a participación do mercado eléctrico, senón complementar a súa actividade gasista aumentando a súa cota de mercado en España e ao mesmo tempo consolidando a súa capacidade de produción desta materia prima no exterior.

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

GLOSARIO

BTU: British Thermal Unit. Unidade de medida de calor, que non forma parte do Sistema Internacional de Medida e está, polo tanto, obsoleta, se ben continúa sendo empregada en algúns estudos, particularmente no ámbito dos Estados Unidos. O índice Henry Hub emprega esta nomenclatura e non fai equivalencias co julio (un BTU equivale aproximadamente a 1,055 kJ ou 1,054) ou ao kW (un BTU equivale a 2,931 kW ou 2,929 kW), tendo en conta ademais que a equivalencia pode realizarse sobre a Táboa Internacional sobre as propiedades do Vapor ou sobre a caloría termoquímica. Ademais, pode empregarse para comparar valores entre diferentes combustibles.

Empresa autoprodutora: Aquelas cuxa actividade principal non é a xeración de enerxía eléctrica, pero producen electricidade co obxectivo de satisfacer total ou parcialmente as súas necesidades. No caso de existir excedentes, entrégase ás empresas eléctricas para a venda ou mesmo poden distribuír directamente a algúns abonados (Definición da Estatística da Industria Eléctrica, 1983. Ministerio de Industria).

Eurodólares: depósitos denominados en dólares estadounidenses pero situados en bancos fóra de territorio dos Estados Unidos.

Factor de carga: relación entre a enerxía eléctrica producida e a produción total que podería producir ca potencia nominal.

Factor de operación: relación entre o número de horas que a central pasa conectada á rede en relación ao número total de horas.

IHH: Índice Herfindahl-Hirschman.

Índice Henry Hub: Índice de referencia internacional sobre a evolución de prezos do gas natural.

Intensidade enerxética: Indica a eficiencia enerxética. Calcúlase como a relación entre o consumo enerxético (E) e o PIB. IE = E/PIB

M&A: Mergers & Adquisitions. Fusións e absorcións.

Pay-out: Relación entre beneficios e o dividendo repartido por acción, de cara a coñecer a capacidade de autofinanciamento que obtén a empresa a partir dos resultados da súa actividade.

Ratio de Liquidez: Ratio empregado para observar a liquidez dunha compañía, que se calcula mediante a fórmula Circulante / Esixible a curto prazo. O seu valor óptimo debe roldar o 2.

Ratio de Tesourería: Ratio empregado para observar a liquidez dunha compañía, que se calcula mediante a fórmula (Realizable + Dispoñible) / Esixible a curto prazo. O seu valor óptimo debe roldar o 1.

Ratio de Endebedamento: Ratio empregado para observar a situación do pasivo en relación aos recursos propios e o financiamento alleo. Calcúlase mediante a fórmula Débedas / Pasivo. O seu valor óptimo debe situarse entre 0,5 e 0,6.

Ratio de calidade da débeda: Ratio empregado para observar a exposición á débeda a curto prazo e coñecer as posibles dificultades para o seu pago. Calcúlase mediante a fórmula Esixible a curto prazo / Débedas. Canto menor sexa este ratio, mellor situación terá a compañía.

Ratio de Gastos financeiros: Ratio empregado para coñecer a exposición na conta de explotación aos gastos financeiros, que se calcula mediante a fórmula Gastos Financeiros / Vendas. Considérase excesivo por riba de 0,05, en risco entre 0,04 e 0,05 e controlado cun valor inferior a 0,4.

RSI: Residual Supply Index. Índice de Oferta Residual.

Rendibilidade para o accionista: (Aumento da capitalización + dividendos) / capitalización no ano n-1.

ROA (Return on Assets): Relación entre o beneficio logrado e os activos totais da empresa. Calcúlase mediante o cociente do Beneficio antes de xuros e despois de imposto de sociedades / Activo total.

APÉNDICE

Indicadores para medir a concentración

Existen diversos indicadores para medir a concentración, cas súas limitacións e problemas, especialmente nun sector ca complexidade técnica e económica como o mercado eléctrico. Por unha cuestión de tratamento de datos, trataremos aquí os indicadores máis comúns empregados por diversas institucións reguladoras do mercado eléctrico, excluíndo algúns que tamén poden ser interesantes pero que pola súa complexidade na recollida de datos poden resultar máis complexos para calcular de xeito certeiro[377].

a) Cota de mercado da maior empresa

O indicador máis simple de utilizar é a simple observación da cota de mercado da maior empresa no sector. A Comisión Europea caracteriza problemas por concentración sempre que unha empresa posúa máis dun 50% de cota de mercado, se ben pode observar problemas por riba dun valor do 25% (European Commission, 2003). De tódolos xeitos, a Federal Energy Regulation Commision (FERC) dos Estados Unidos cifra nun 20% este valor. No caso español, valórase como excesivo unha cota superior ao 22% en momentos de punta e un 19% en momentos de val (Pérez Arriaga, 2005).

b) Cota de mercado das tres maiores empresas

Un mecanismo similar ao anterior é calcular a cota de mercado das tres maiores empresas, no que podería ser unha situación de oligopolio. Xeralmente considérase un mercado san aquel que sitúa ás tres maiores empresas por debaixo dun 40% de cota de mercado (Soares, 2006).

Tendo en conta as cifras baralladas polas institucións europeas como criterio xeral, as características específicas do sector eléctrico fan reflexionar sobre a súa idoneidade ou a necesidade de que sexan sensiblemente inferiores (Newbery et al, 2004).

c) Índice Herfindahl-Hirschman

Para unha análise en maior profundidade da concentración empresarial no sector da produción eléctrica empregaremos o Índice Herfindahl-Hirschman, popularizado polo Departamento de Xustiza e a Reserva Federal

[377] Exemplos deste tipo son a Análise de Demanda Residual ou os Indicadores de Comportamento. Para maior información sobre este tipo de indicadores, revisar Newbery et al, 2004.

estadounidenses para a medida da concentración resultante de fusións nos Estados Unidos, que podemos representar do seguinte xeito:

$$HHI = \sum_{j=1}^{N} S_j^2$$

Onde S é a cota de mercado por empresa e N o número total de empresas no sector. O IHH supera unha das debilidades de empregar as cotas de mercado: a través do IHH podemos coñecer a situación global do mercado, xa que non existe a mesma situación nun mercado disperso cunha empresa que controla un 20% do mercado que un mercado concentrado onde esa mesma empresa xestionando un 20% do mercado é a segunda ou terceira empresa do sector (Newbery et al, 2004).

A caracterización realizada polos documentos publicados polo Departamento de Xustiza dos Estados Unidos, xeralmente aceptada (Rhoades, 1993) sobre este índice asume que (1) un valor inferior a 1.800 implica un nivel de concentración asumible no sector analizado, e (2) se unha fusión implica aumentar en menos de 200 o IHH o proceso de fusión non provoca un incremento da concentración suficiente para evitar a concentración.

A Comisión Europea valora dun xeito similar ao Departamento de Xustiza a posibilidade de concentración medida polo IHH (European Commission, 2003): non existe concentración cun IHH menor a 1000, e a existencia de concentración "resulta improbable" entre os valores 1.000 e 2.000, o que a sitúa en nun nivel lixeiramente máis optimista que o Departamento de Estado.

A principal limitación do IHH vén determinada pola súa característica como indicador estático, onde non se pode valorar a posición dunha empresa sobre o conxunto do mercado. Un mercado disperso onde unha empresa ten unha pequena cota de mercado (por exemplo, un 10%), pero unha moi superior cota de mercado que as súas rivais, pode situarse nunha posición de poder de mercado. Precisamente no sector eléctrico, onde a arquitectura do mercado outorga moita importancia ao prezo marxinal, esta posición de poder de mercado pode ter un forte impacto sobre a eficiencia e o benestar.

Se ben a participación no mercado das principais empresas pode servir como primeiro indicador para avaliar a concentración empresarial, tamén é certo que poden existir problemas nos mercados eléctricos liberalizados aínda cando estes indicadores non amosan concentración. Así, o IHH pode caracterizarse como un indicador excesivamente *simplista* para a complexidade dun sector como o eléctrico (Williams & Rosen, 1999).

Particularmente a situación en California, onde as tres maiores empresas só controlaban o 30% do mercado (Soares & Castro, 2007) e o mercado contaba cun IHH de 664 (Blumsack & Lave, 2003), pero existiron grandes problemas de prezos, amosou a necesidade de observar o poder de mercado dende outra óptica[378]: as análises máis complexas mediante outro tipo de indicadores atoparon indicios de poder de mercado en horas de punta durante diversos meses do ano (Borenstein & Bushnell, 1999), até o punto de que tres empresas tiñan capacidade para fixar prezos en máis de 40% de horas do ano (Blumsack & Lave, 2003).

d) Índice de pivotalidade

No mercado eléctrico, polas súas particulares condicións de produción, emprégase tamén un indicador coñecido como índice de pivotalidade, que nos permite observar se unha empresa se sitúa en posición dominante en relación á potencia e a demanda, e non simplemente sobre a cota de mercado. Introducir a demanda como variable permítenos unha visión máis certeira da situación de mercado, en particular nun mercado que fixa prezos nas condicións dun mercado eléctrico (Newbery et al, 2004).

O índice de pivotalidade ten en conta a potencia de cada operador, a potencia total e a demanda do sistema. Consideraremos pivotal aquela empresa cuxa potencia é precisa para cubrir a demanda total do sistema, é dicir, cando existe unha demanda residual positiva[379], polo que non existen alternativas á produción por parte da empresa pivotal e polo tanto pode exercerse poder de mercado (Agosti, Padilla & Requejo, 2007). O cálculo de pivotalidade realízase a través do RSI (*Residual Supply Index*, ou Índice de Oferta Residual) expresado matematicamente do seguinte xeito:

$$RSI_i = \frac{(Q_t - Q_i)}{D_t} \times 100\%$$

Onde Q é a capacidade, D a demanda e i a empresa i-ésima a analizar.

Retirando da capacidade total e da capacidade do xerador analizado toda aquela potencia non modulable (nuclear, réxime especial, hidráulica non fluínte), xa que precisamente por esta característica non pode ser retirada do mercado co fin de

[378] Outros países, como Arxentina, replicaron unha limitación de control dun máximo do 10% do mercado como garante de competencia, o cal non eliminou as crises enerxéticas no país.

[379] Cando a diferenza entre demanda total e producción total dos consumidores é positiva.

subir prezos[380]. Unha vez feitas estas precisións o índice debe calcularse en todas as horas nun período de tempo, asumindo unha posición pivotal aquela empresa i cun RSI_i igual ou inferior ao 110% en máis do 5% das horas do período analizado, xeralmente un ano (Agosti, Padilla & Requejo, 2007). Se ben o IHH permite coñecer o grao de concentración dun sector, o RSI permítenos coñecer a posición dunha empresa e o seu poder de mercado.

e) Índice de Lerner

Se ben os índices analizados até aquí poden ser calculados ex-ante, tamén faremos mención a un indicador moi común para o cálculo ex-post no uso do poder do mercado, o Índice de Lerner. Considerado como a medida fundamental do exercicio do poder de mercado (Borenstein & Bushnell, 1999). Definimos o Índice de Lerner do seguinte xeito:

$$\text{IL} = \frac{P - CM}{P}$$

Onde P é o prezo do ben e CM o custo marxinal da empresa analizada. Se un mercado é competitivo o prezo e o custo marxinal de longo prazo tenden a igualarse. Polo tanto, unha análise temporal a través das variacións de prezos en relacións ao custo marxinal poden indicar a existencia de poder de mercado. É importante sinalar que a existencia de diferenzas de prezo e custo marxinal no curto prazo non teñen por que ser indicativo da existencia de poder mercado.

Outro xeito de aproximarse ao Índice de Lerner é mediante a elasticidade da demanda:

$$\text{IL} = \frac{P - CM}{P} = \frac{s}{\in}$$

Onde s é a cota de mercado e $\in$ a elasticidade da demanda de mercado. A conxunción de tres factores: elevada IHH (e, polo tanto, elevada cota de mercado), baixa cantidade de actores no mercado e a baixa elasticidade (particularmente baixa en mercados horarios) suxiren un elevado Índice de Lerner (Newbery, 2009).

A limitación fundamental do Índice de Lerner é a capacidade de establecer un valor realista dos custos marxinais, cifras moitas veces difíciles de obter.

[380] O que amosa a importancia da flexibilidade dunha tecnoloxía dada para o funcionamento do mercado.

f) Taxa de switching

Se ben os anteriores indicadores son moi útiles en canto a medida de concentración na produción de electricidade, na análise do mercado minorista obteremos tamén unha información interesante a través da *taxa de switching*. O indicador permite avaliar os cambios de compañía no mercado por parte dos consumidores.

Como podemos observar, este indicador permite identificar o dinamismo dun mercado, pero amosa limitacións para amosar a súa concentración, xa que podemos estar a falar de consumidores que mudan de compañía pero sempre dentro dun mercado pechado.

A taxa de switching pode ademais dar lugar a outra interpretación: unha elevada taxa de switching indica que existe unha forte mobilidade entre as persoas usuarias dun mercado, polo que hai pouca capacidade empresarial para o aproveitamento de posición dominante. Pero, de darse esta situación, tamén se indica que as empresas viven situacións de risco ante a continua entrada e saída de consumidores, o que pode implicar un incremento de custos global no sector para facer fronte a estas situacións de incerteza (Thomas, 2006).

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Índice de Figuras

FIGURE 1: TIMING DOS PROCESOS DE LIBERALIZACIÓN 39
FIGURE 2: EVOLUCIÓN DO PREZO AO CONSUMIDOR NON INDUSTRIAL, EXCLUÍNDO IMPOSTOS. ESPAÑA 74
FIGURE 3: EVOLUCIÓN DA TARIFA ELÉCTRICA. 1988 - 1997 109
FIGURE 4: EVOLUCIÓN DO PREZO AO CONSUMIDOR NON INSUTRIAL. ESPAÑA 1991 - 2016 110
FIGURE 5: PROPIEDADE DA POTENCIA INSTALADA. 1988 114
FIGURE 6: PROPIEDADE DA POTENCIA INSTALADA. 1997 115
FIGURE 7: EVOLUCIÓN DA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA. 1980 - 2008 119
FIGURE 8: MIX DA POTENCIA INSTALADA UNESA. 1996 122
FIGURE 9: ESTRUTURA DA POTENCIA 2008 123
FIGURE 10: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN ELÉCTRICA EN GWH. 1983 - 2008 124
FIGURE 11: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA POR TECNOLOXÍA 125
FIGURE 12: NÚMERO DE REACTORES NUCLEARES NO PLANETA. 1954 – 2017 141
FIGURE 13: EVOLUCIÓN DA POTENCIA, PRODUCIÓN E DEMANDA ELÉCTRICA. FENOSA. 1965 – 1981 148
FIGURE 14: POTENCIA TOTAL FENOSA. MW. 1971 – 1981 150
FIGURE 15: PRODUCIÓN TOTAL FENOSA. MW. 1971 – 1981 151
FIGURE 16: EVOLUCIÓN DO FINANCIAMENTO ALLEO DE FENOSA. MILL DE PTAS CONSTANTES DE 1969. 1969 - 1980 156
FIGURE 17: BENEFICIOS CONSTANTES EN PESETAS. FENOSA. 1969 - 1981 160
FIGURE 18: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN, INTERCAMBIOS E DEMANDA (GWH). UNIÓN ELÉCTRICA. 1973 – 1981 165
FIGURE 19: EVOLUCIÓN DO FINANCIAMENTO ALLEO DE UNIÓN ELÉCTRICA. MILLÓNS DE PESETAS CONSTANTES DE 1971. 1971 – 1981 169
FIGURE 20: EVOLUCIÓN DA CONTA DE RESULTADOS UNIÓN ELÉCTRICA. PESETAS CONSTANTES DE 1971. 1971 – 1981 173
FIGURE 21: EVOLUCIÓN DOS VALORES EN BOLSA. BASE 100, 1/1/1960. 1960 – 1984 175
FIGURE 22: SITUACIÓN DE CENTRAIS E ZONAS DE DISTRIBUCIÓN DE UNIÓN ELÉCTRICA - FENOSA S.A. 1982 177
FIGURE 23: MANIFESTACIÓN NA CIDADE DA CORUÑA CONTRA A FUSIÓN ENTRE FENOSA E UNIÓN ELÉCTRICA 182
FIGURE 24: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN DE UNIÓN FENOSA. GWH. 1982 - 1985 190
FIGURE 25: EVOLUCIÓN DA DÉBEDA DE UNIÓN FENOSA. MILLÓNS DE €. 1982 - 1985 196
FIGURE 26: ANÁLISE VERTICAL DOS PRINCIPAIS GASTOS DE UNIÓN FENOSA. 1982 - 1985 203
FIGURE 27: DIVIDENDO LÍQUIDO DE UNIÓN FENOSA. 1978 - 1993 205
FIGURE 28: EVOLUCIÓN DO MIX DA POTENCIA DE UNIÓN FENOSA. 1984, 1994 214
FIGURE 29: EVOLUCIÓN DA POTENCIA INSTALADA DE UNIÓN FENOSA. MW. 1981 - 1996 215
FIGURE 30: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN DE UNIÓN FENOSA. GWH. 1985 - 1994 216
FIGURE 31: EVOLUCIÓN DA POTENCIA (MW) E A PRODUCIÓN (GWH) DE UNIÓN FENOSA. 1983 - 1994 218

FIGURE 32: DÉBEDA E GASTOS FINANCEIROS UNIÓN FENOSA. MILL DE PESETAS. 1990 - 1994 223
FIGURE 33: EVOLUCIÓN DO ACTIVO DE UNIÓN FENOSA. 1982 – 1990 226
FIGURE 34: EVOLUCIÓN DA DÉBEDA DE UNIÓN FENOSA. MILL. DE €. 1983 - 1996 228
FIGURE 35: DÉBEDA PENDENTE DE AMORTIZACIÓN. 1985 229
FIGURE 36: EVOLUCIÓN DA ESTRUTURA DE CUSTOS DE UNIÓN FENOSA. 1985, 1993 232
FIGURE 37: EVOLUCIÓN DOS GASTOS FINANCEIROS E DE PERSOAL. MILL DE PESETAS CONSTANTES. ANO BASE = 1982. 1982 - 1989 233
FIGURE 38: PERSOAL TOTAL DE UNIÓN FENOSA. 1982 - 1987 234
FIGURE 39: PRODUTIVIDADE DO TRABALLO. VENDAS / CUSTOS LABORAIS. 1982 - 1996 235
FIGURE 40: EVOLUCIÓN DO PERSOAL TOTAL DE UNIÓN FENOSA. 1984 - 1996 236
FIGURE 41: EVOLUCIÓN DAS VENDAS (MILL PTAS CONSTANTES) E A PRODUCIÓN (GWH). 1983 – 1996 237
FIGURE 42: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN (GWH) E A POTENCIA (MW) DE UNIÓN FENOSA. 1990 - 2000 249
FIGURE 43: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN DE UNIÓN FENOSA. 1993 - 2001 250
FIGURE 44: EVOLUCIÓN DA CIFRA NETA DE NEGOCIO DE UNIÓN FENOSA. 1993 - 2001 252
FIGURE 45: INVESTIMENTO ELÉCTRICO POR REXIÓN. 1993 - 2000. MILLÓNS DE US$ 258
FIGURE 46: IED DO SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. 1995 - 1999. MILES DE € 260
FIGURE 47: CRECEMENTO SOLUZIONA. 1996 - 2000 269
FIGURE 48: EVOLUCIÓN DO BENEFICIO E O CASH-FLOW. MILLÓNS DE PESETAS. 1993 - 2000 274
FIGURE 49: PRODUCIÓN DE UNIÓN FENOSA ENERGÍAS ESPECIALES. GWH. 1997 - 2001 281
FIGURE 50: EVOLUCIÓN DOS CUSTOS REAIS (€200/MWH) RECOÑECIDOS NA TARIFA 282
FIGURE 51: GASTOS FINANCEIROS / CIFRA DE NEGOCIO. UNIÓN FENOSA. 1993 - 2000 284
FIGURE 52: RELACIÓN EVOLUCIÓN DA DÉBEDA ACTIVIDADE ELÉCTRICA VS GRUPO UNIÓN FENOSA. 1994 - 1998 285
FIGURE 53: DÉBEDA PENDENTE DE AMORTIZACIÓN. 1996 286
FIGURE 54: COMPOSICIÓN DA DÉBEDA DE UNIÓN FENOSA. MILES DE €. 1995 - 2000 287
FIGURE 55: EVOLUCIÓN DA DÉBEDA DE UNIÓN FENOSA. 1996 - 2000 288
FIGURE 56: EVOLUCIÓN DO CUSTO DA DÉBEDA. 1996 - 2000 289
FIGURE 57: EVOLUCIÓN DO CADRO DE PERSOAL DE UNIÓN FENOSA. 1996 - 2000 290
FIGURE 58: PRODUTIVIDADE DO TRABALLO (CIFRA DE NEGOCIO / PERSOAL TOTAL). 1993 - 2000 292
FIGURE 59: EVOLUCIÓN DIVIDENDOS E PAY-OUT. 1993 - 2000 293
FIGURE 60: CAPITALIZACIÓN BURSÁTIL UNIÓN FENOSA. MILL €. 1994 - 2000 294
FIGURE 61: RESULTADO POR ACTIVIDADE. ANO 2000 295
FIGURE 62: INGRESOS DE EXPLOTACIÓN POR ACTIVIDADE. ANO 2000 297
FIGURE 63: ÍNDICE HENRY HUB DE PREZOS DO GAS NATURAL. $/MMBTU. 1997 - 2009 313
FIGURE 64: EVOLUCIÓN DA POTENCIA DE UNIÓN FENOSA. 2000 - 2007 316
FIGURE 65: PRODUCIÓN DE UNIÓN FENOSA EN %. 2000 – 2008 317
FIGURE 66: EVOLUCIÓN DO PESO NO MIX DE UNIÓN FENOSA DAS ENERXÍAS ESPECIAIS. 1997 - 2008 319

FIGURE 67: ESTRATEXIA DE CONTROL DA CADEA DE VALOR DO GAS POR PARTE DE UNIÓN FENOSA 320
FIGURE 68: EBIDTA NEGOCIO DO GAS. MILL €. 2001 – 2008 323
FIGURE 69: CIFRA DE NEGOCIOS DE SOLUZIONA. MILLÓNS DE €. 1996 - 2003 327
FIGURE 70: EVOLUCIÓN DO PERSOAL NO NEGOCIO NON ELÉCTRICO. 2001 – 2008 330
FIGURE 71: EVOLUCIÓN EBIDTA NAS PRINCIPAIS ÁREAS DE NEGOCIO. 1999 - 2008 340
FIGURE 72: EVOLUCIÓN DOS BENEFICIOS DE UNIÓN FENOSA. 2001 - 2008 341
FIGURE 73: EVOLUCIÓN DO DIVIDENDO E O PAY-OUT. 1999 - 2008 342
FIGURE 74: EVOLUCIÓN DOS COMPOÑENTES DA DÉBEDA. 2001 - 2008 346

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Índice de Táboas

TABLE 1: EVOLUCIÓN DA PRODUTIVIDADE DO TRABALLO EU-15 - ESTADOS UNIDOS 40
TABLE 2: EVOLUCIÓN DA TAXA DE RENDIBILIDADE SOBRE VENDAS DAS 200 EMPRESAS DE MAIORES VENDAS SEGUNDO O VÍNCULO DAS FIRMAS CO PROCESO DE PRIVATIZACIÓNS. 1993 - 2000 49
TABLE 3: CLASIFICACIÓN DAS FUSIÓNS 5 ANOS DESPOIS DO PROCESO (% DO TOTAL) 56
TABLE 4: CAPACIDADE DE IMPORTACIÓN EN RELACIÓN Á CAPACIDADE INSTALADA. ANO 2003 60
TABLE 5: GRAO DE AUTOABASTECEMENTO ELÉCTRICO POR PAÍS. ANO 2015 62
TABLE 6: GRAO DE CONCENTRACIÓN. ANO 2004 64
TABLE 7: CAMPIÓN NACIONAL POR PAÍS. 2005 67
TABLE 8: EVOLUCIÓN DA PRODUCIÓN ELÉCTRICA. 1900 - 1936 81
TABLE 9: MERCADOS DO SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. 1935 83
TABLE 10: EVOLUCIÓN DOS PREZOS REAIS DE PRODUTOS ENERXÉTICOS EN ESPAÑA. 1960 - 1973 92
TABLE 11: EFECTO DO INTERCAMBIO DE ACTIVOS. 1993 104
TABLE 12: CASH FLOW DESPOIS DE IMPOSTOS ENDESA (MILLÓNS DE PESETAS) 112
TABLE 13: EVOLUCIÓN DO MAPA EMPRESARIAL ELÉCTRICO NO ESTADO. 1981 - 1997 113
TABLE 14: PREVISIÓN DO NOVO EQUIPAMENTO ELÉCTRICO A INSTALAR 1992 - 2000 120
TABLE 15: POTENCIA POSTA EN SERVIZO. 1991 - 1997 121
TABLE 16: FINANCIAMENTO EXTERIOR DAS CENTRAIS NUCLEARES DE PRIMEIRA XERACIÓN 129
TABLE 17: PARTICIPACIÓN BANCARIA MÁIS RELEVANTE NAS PRINCIPAIS EMPRESAS ELÉCTRICAS. 1993 131
TABLE 18: ESFORZO NUCLEAR. ANO 1971 139
TABLE 19: CENTRAIS NUCLEARES POSTAS EN SERVIZO EN ESPAÑA 143
TABLE 20: PRINCIPAIS CENTRAIS DE FENOSA. 1981 152
TABLE 21: ANÁLISE VERTICAL DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO BALANCE DE FENOSA 154
TABLE 22: EVOLUCIÓN DAS PRINCIPAIS RATIOS DE FENOSA. 1978 - 1980 157
TABLE 23: RATIO DE GASTOS FINANCEIROS 1969 - 1980 157
TABLE 24: ANÁLISE HORIZONTAL DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO BALANCE DE FENOSA. BASE 1969 = 100 158
TABLE 25: PRINCIPAIS PRÉSTAMOS OUTORGADOS A FENOSA. 1977 - 1980 159
TABLE 26: PRINCIPAIS CENTRAIS DE UNIÓN ELÉCTRICA MADRILEÑA. 1981 167
TABLE 27: ANÁLISE VERTICAL DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO BALANCE DE UNIÓN ELÉCTRICA MADRILEÑA. 1971 - 1981 168
TABLE 28: EVOLUCIÓN DE RATIOS DE UNIÓN ELÉCTRICA MADRILEÑA. 1974 - 1981 170
TABLE 29: ANÁLISE HORIZONTAL DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO BALANCE DE UEM. 1971 = 100. 1972 - 1981 171
TABLE 30: PRÉSTAMOS PENDENTES DE UNIÓN ELÉCTRICA. 1981. PESETAS 171
TABLE 31: RATIO DE GASTOS FINANCEIROS DE UNIÓN ELÉCTRICA MADRILEÑA. 1971 – 1981 173

TABLE 32: MIX DA POTENCIA INSTALADA UNIÓN ELÉCTRICA E FENOSA. 1981 176
TABLE 33: EVOLUCIÓN DA DEMANDA ELÉCTRICA POR ZONAS. 1971 = 100 177
TABLE 34: EVOLUCIÓN DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO ACTIVO FENOSA, UEM E UNESA. 1978 = 100. 1978 - 1981 178
TABLE 35: EVOLUCIÓN DAS PRINCIPAIS PARTIDAS DO PASIVO FENOSA, UEM E UNESA. 1978 = 100. 1978 - 1981 179
TABLE 36: CONSELLO DE ADMINISTRACIÓN DE UNIÓN ELÉCTRICA - FENOSA. 1985 184
TABLE 37: NOVA POTENCIA A DESENVOLVER. ANO 1982 186
TABLE 38: EVOLUCIÓN DALGÚNS INDICADORES DE UNIÓN FENOSA 189
TABLE 39: INTERCAMBIOS NO ESTADO. 1987 192
TABLE 40: PRINCIPAIS EMPRESAS PARTICIPADAS POR UNIÓN FENOSA. 1985 193
TABLE 41: NOVOS CRÉDITOS ASINADOS POR UNIÓN FENOSA. 1982 - 1985 197
TABLE 42: RATIO DE GASTOS FINANCEIROS. 1982 - 1984 199
TABLE 43: EVOLUCIÓN DO PASIVO DE UNIÓN FENOSA E RELACIÓN CA MEDIA DAS EMPRESAS ESPAÑOLAS. 1982 - 1985 200
TABLE 44: COMPARATIVA PRINCIPAIS PARTIDAS DO PASIVO DE UNIÓN FENOSA E UNESA. 1982 - 1985 201
TABLE 45: ANÁLISE HORIZONTAL DA CONTA DE RESULTADOS DE UNIÓN FENOSA. VALORES CORRENTES. 1982 - 1985 202
TABLE 46: PAY-OUT DE UNIÓN FENOSA 205
TABLE 47: EVOLUCIÓN DO MERCADO DE UNIÓN FENOSA. GWH. 1984 - 1994 216
TABLE 48: COMPARATIVA MERCADO UNIÓN FENOSA E UNESA. 1988 - 1994 217
TABLE 49: ENAXENACIÓNS POLO INTERCAMBIO DE ACTIVOS DE 1985 220
TABLE 50: EVOLUCIÓN DA POTENCIA INSTALADA DE UNIÓN FENOSA. 1983 - 1985 221
TABLE 51: EVOLUCIÓN DA RATIO DE GASTOS FINANCEIROS. 1985 - 1989 222
TABLE 52: ENAXENACIÓNS POLO INTERCAMBIO DE ACTIVOS DE 1993 225
TABLE 53: VARIACIÓNS EN VENDAS E PRODUCIÓN. 1982 - 1996 236
TABLE 54: EVOLUCIÓN PARTICIPACIÓN INTERNACIONAL UNIÓN FENOSA. 1996 - 2000 266
TABLE 55: GRANDES FITOS NA INTERNACIONALIZACIÓN DE UNIÓN FENOSA 267
TABLE 56: RENDIBILIDADE PARA O ACCIONISTA EN % ANUAL. 1996 - 2000 295
TABLE 57: PARTICIPACIÓN DO GRUPO UNIÓN FENOSA NO NEGOCIO ENERXÉTICO NO EXTERIOR. ANO 2000 298
TABLE 58: POSTA EN FUNCIONAMENTO DAS CENTRAIS DE CICLO COMBINADO. 2004 - 2008 315
TABLE 59: PRINCIPAIS EMPRESAS DO GRUPO UNIÓN FENOSA E PARTICIPADAS NON LIGADAS Á PRODUCIÓN E DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDADE. ANO 2000 324
TABLE 60: RENDIBILIDADE PARA O ACCIONISTA UNIÓN FENOSA. 2001 - 2007 344
TABLE 61: CALIDADE DO INVESTIMENTO DE UNIÓN FENOSA 346
TABLE 62: EVOLUCIÓN DOS RATIOS FINANCEIROS FENOSA, UEM E UNIÓN FENOSA. ANOS SELECCIONADOS 355
TABLE 64: DEZ MAIORES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS POR POTENCIA INSTALADA. 1981 421
TABLE 65: DEZ MAIORES COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS POR PRODUCIÓN. 1981 422

TABLE 66: POTENCIA INSTALADA E PRODUCIÓN DAS PRINCIPAIS EMPRESAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS, 1986 423
TABLE 67: POTENCIA INSTALADA EN RÉXIME ESPECIAL NO ESTADO (MW). 1988 - 1997 .. 424
TABLE 68: POTENCIA INSTALADA POR UNIÓN FENOSA. 1994 425

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Bibliografía

Abate, A., Bolchini, P., Bontadini, P.L., Caia, A., Clò, A., De Paoli, l...Zanetti, G. (1994). *Storia dell'industria elettrica in Italia. 5. Gli Sviluppi dell'ENEL: 1963 – 1990*. Laterza.

Agosti, L., Padilla, A. J., & Requejo, A. (2007). El "mercado" de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía industrial*, *364*, 21-37.

Alcaide, J (1994). La Compañía Sevillana de Electricidad ante una década de cambio. En *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien Años de Historia,* 253-271. Fundación Sevillana de Electricidad. Sevilla.

Alcaide, J. et al. (1994). Compañía Sevillana de Electricidad. Cien Años de Historia. Fundación Sevillana de Electricidad. Sevilla.

Amat, O. (1993). *Análisis de Balances*. Barcelona. Multimedia Ediciones S.A.

Anderson, J. E. (1999). Making operational sense of mergers and acquisitions. *The Electricity Journal*, *12*(7), 49-59.

Anes, G. (Dir) (2006). *Un Siglo de Luz. Historia Empresarial de Iberdrola*. Iberdrola.

Anes, G., Fernández, S., & Temboury, J. (2001). *Endesa en su historia (1944-2000)*. Fundación Endesa.

Al-Sunaidy, A., & Green, R. (2006). Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries. *Energy*, 31(6), 769-787.

Aliber, R. Z. (1983). *Riesgo de cambio y financiación en la empresa*. Pirámide.

Alonso, J. A. (1992). La internacionalización de la empresa española. *Economistas*, nº52, 76-86.

Alonso, J. A. (1993). Capacidades exportadoras y estrategia internacional de la empresa. En Velarde, J, García Delgado, J.L. & Pedreño, A*, Empresas y empresarios españoles en la encrucijada de los 90*. Madrid. España: Editorial Civitas.

Antolín, F. (1999). Samuel Insull y Juan Urrutia, dos empresarios de principios de siglo. La formación de la gran empresa eléctrica española en un contexto

comparativo. En Jordi Nadal (dir), *La industrialització y el desenvolupament economic d'Espanya*, Universitat de Barcelona, Barcelona, vol2. 1356 – 1377.

Antolín, F. (2006). Hidroeléctrica Ibérica (1901-1944). En *Un siglo de luz: historia empresarial de Iberdrola* (pp. 131-192). Fundación Iberdrola.

Antolín, F. (2016). Regulación y gestión de los recursos eléctricos durante el primer siglo de la industria eléctrica. *Revista de Historia Industrial*, *25*(61), 111-139.

Aranzadi, C. (2008) Los dilemas de la energía nuclear en España. Alargamiento de la vida de las centrales y nuevas inversiones. *Economía Industrial*, (369). 123 – 130.

Ariño, G (2006). Privatizaciones y liberalizaciones energéticas: balance de situación. *Energía: del monopolio al mercado. CNE, Diez años en perspectiva*, Civitas-Thomson.

Ariño, G. (2007). El Sector Eléctrico: ¿Dónde estamos?, ¿A dónde vamos? Working Paper nº 35. Ed. Comares.

Ariño, G & López de Castro, L. (1998). *El sistema eléctrico español, regulación y competencia*. Montecorvo.

Arocena, P. (2004). Privatisation Policy in Spain: Stuck Between Liberalisation and the Protection of Nationals' Interests. CESifo Working Paper nº 1187.

Arocena, P., Contín, I., & Huerta, E. (2002). Price regulation in the Spanish energy sectors: who benefits? *Energy Policy*, *30*(10), 885-895.

Arocena, P. & Castro, F. (1998). *Principales problemas económicos derivados de la liberalización del sector eléctrico*. Versión Preliminar.

Arocena, P. & Rodríguez Romero, L. (1998). Incentivos en la regulación del sector eléctrico español (1988-1995). *Revista de Economía Aplicada*, vol. 6, nº 18, p. 61-84.

Arthur Andersen y Cía, S.R.C. (1986). Balance de Situación al 31 de Diciembre de 1985 y cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio anual terminado en dicha fecha. Informe de Auditoria Independiente a Unión Fenosa. Madrid.

Atienza, L., & De Quinto, J. (2003). *Regulación para la competencia en el sector eléctrico español*. Fundación Alternativas.

Aubanell, A. M. (1992). La competencia en la distribución de electricidad en Madrid, 1890-1913. *Revista de Historia Industrial*, (2), 143-171.

Aubanell, A. M. (2000). Estrategia empresarial y estrategia financiera de la Sociedad Hidroeléctrica Española, 1907-1935. *Revista de Historia Industrial*, (17), 153-185.

Azpiazu, D. (2002). Privatizaciones en la Argentina. La captura institucional del Estado. *Revista Realidad Económica* nº189. Buenos Aires, Argentina.

Azpiazu, D. (2003). *Las privatizaciones en la Argentina: Diagnóstico y propuestas para una mayor competitividad y equidad social* (Vol. 4). CIEPP.

Azpiazu, D., & Basualdo, E. (2004). *Las privatizaciones en la Argentina. Génesis, desarrollo y principales impactos estructurales*. Flacso, Sede Argentina.

Azpiazu, D., & Schorr, M. (2001). Desnaturalización de la regulación pública y ganancias extraordinarias. *Revista realidad económica*, (184), 16.

Ballestero, F. (2008). Presentación. Gobiernos y ciudadanos ante la energía nuclear. Un debate necesario. *Economía Industrial*, (369), 15-19.

Balzani, R., Bardini, C., Bezza, B., Doria, M., Giannetti, R., Giuntini, A...Varni, A. (1992). *Storia dell'industria elettrica in Italia. 1. Le origini. 1882 – 1914*. Laterza.

Barone, G., Bruno, G., Conte, L., De Rosa, L., Felisini, D., Giannetti, R...Zilli, I. (1993a). *Storia dell'industria elettrica in Italia. 2. Il potenziamento tecnico e finanziario. 1914-1925*. Laterza.

Barone, G., Brancaccio, G., Bruno, G., Castagnoli, A., Ciarlo, P., Conti, F...Vitiello, A. (1993b). *Storia dell'industria elettrica in Italia. 3. Espansione e oligopolio. 1926 – 1945*. Laterza.

Bartolomé, I. (1999). La industria eléctrica española antes de la guerra civil: reconstrucción cuantitativa. *Revista de Historia Industrial*, (15), 139-160.

Bartolomé, I. (2007a). *La industria eléctrica en España (1890-1936).* Estudios de Historia Económica, nº50. Banco de España. Madrid.

Bartolomé, I. (2007b). Reseña de: Anes Álvarez de Castrillón, Gonzalo (dir.). Historia empresarial de Iberdrola. *Revista de Historia Industrial*, nº34. 195 – 201.

Bartolomé, I. (2009). Un holding a escala ibérica. Electra del Lima y el Grupo Hidroeléctrico (1908-1944). *Revista de Historia Industrial*, (39), 119-151.

Bartual, C, & Moya, I. (2008). Relación entre la creación o no de valor y la información económico-financiera de las empresas. En *Estableciendo puentes en una economía global* (p. 83). Escuela Superior de Gestión Comercial y Marketing, ESIC.

Baumol, W. J. (1986). Contestable markets: an uprising in the theory of industry structure. *Microtheory: applications and origins*, 40-54.

Baumol, W.J., Panzar, J.C. & Willig, R.D. (1982). *Contestable markets and the theory of industry structure*. Harcourt Brace Jovanovich.

Beato, P., & Laffont, J. J. (2002). *Competition in public utilities in developing countries*. Inter-American Development Bank.

Beato, P. (2005). La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?. *ICE, nº 826*, 259 – 283.

Bel, G. (2007). Perspectivas de la concetración empresarial en el sector energético. En *Energía y regulación* (pp. 17-32). Editorial Civitas.

Bel, G., Calzada, J., & Fageda, X. (2006). Liberalización y competencia en España: ¿Dónde estamos? *Información Comercial Española*, *829*, 123-144.

Bel, G., & Costas, A. (2006). Liberalización de los mercados y concentración empresarial. En García Delgado & Jiménez (Ed), *Energía: del monopolio al mercado*. Comisión Nacional de Energía, Madrid.

Bel, G., & Warner, M. (2008). Does privatization of solid waste and water services reduce costs? A review of empirical studies. *Resources, Conservation and Recycling*, *52*(12), 1337-1348.

Benavides, J. (2007). Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica. *Revista de Ingeniería*, (25), 122-129.

Berges, A. (1985). El sector eléctrico español y el mercado de valores. *Economía industrial*, (243), 53-60.

Bergman, L., Newbery, D. M., Nils-Henrik, M., Pollitt, M., & Regibeau, P. (1999). *A European market for electricity?* (Vol. 2). Centre for Economic Policy Research.

Bernal, A. M. (1994). La Compañía Sevillana de Electricidad: una compañía unificada en un mercado integrado (1968-1983). En *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien Años de Historia,* pax 253-271. Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla.

BID (2001). *Progreso económico y social en América Latina: informe 2001: Competitividad, el motor del crecimiento* (No. 330.98/B58p/2001). BID, Washington.

Blázquez-Gómez, L., & Grifell-Tatjé, E. (2011). Evaluating the regulator: Winners and losers in the regulation of Spanish electricity distribution. *Energy Economics*, *33*(5), 807-815.

Blumsack, S., & Lave, L. (2003). *Mitigating market power in deregulated electricity markets*. Carnegie Mellon University.

BOCG (1991). Plan Energético Nacional 1991 – 2000. Congreso de los Diputados. Madrid.

Bolcini, P., Bottiglieri, B., Brancaccio, G., Carozzi, C., Castronovo, V., De Paoli, L...Zanetti, G. (1994). *Storia dell'industria elettrica in Italia. 4. Dal dopogerra alla nazionalizzazione. 1945 – 1962*. Laterza.

Borenstein, S., & Bushnell, J. (1999). An empirical analysis of the potential for market power in California's electricity industry. *The Journal of Industrial Economics*, *47*(3), 285-323.

Bosch, F. X. (2007). Restricciones de energía eléctrica en los primeros años del Franquismo. La Delegación Técnica Especial para la regulación y distribución de energía eléctrica (DTE) 1944-1958. *Revista de Historia Industrial*, (35), 165-186.

Bravo, C. (2008). Energía nuclear: oscura, peligrosa e insostenible. *Economía Industrial*, (369), 161-168.

Brown, A. C. (2001). Confusing means and ends: framework of restructuring, not privatization, matters most. *International Journal of Regulation and Governance*, *1*(2), 115-128.

Cabrera, M., & del Rey Reguillo, F. (2002). *El poder de los empresarios: Política e intereses económicos en la España contemporánea, 1875-2000*. Taurus.

Calzada, J., & Costas, A. (2016). La liberalización de las telecomunicaciones en España: objetivos europeos versus intereses nacionales. *Revista de Historia Industrial, 2016, vol. 25, num. 63, p. 161-204*.

Capel, H. (1994). La electricidad en Cataluña, una historia por hacer. *Las Tres Chimeneas. Implantación industrial, cambio tecnológico y transformación de un espacio urbano barcelonés*, *3*, 165-216.

Cardenete, J.L. (1995). La distribución como compromiso con la Sociedad. En *El sector eléctrico del año 2000* (pp 181-194). Editorial Civitas.

Cardoso de Matos, A. (2005). *A electricidade em Portugal: dos primórdios à 2ª Guerra Mundial*. EDP. Lisboa.

Cardozo, P. P., Chavarro, A., & Ramírez, C. A. (2013). Teorías de internacionalización. *Panorama*, *1*(3).

Carmona, X. (2015). Una empresa pequeña se hace grande. La Sociedad General Gallega de Electricidad y los comienzos de Fenosa. *Revista de Historia Industrial*, (58), 349-382.

Carmona, X. (2016). *La Sociedad General Gallega de Electricidad y la formación del sistema eléctrico gallego (1900 – 1955).* Fundación Gas Natural Fenosa.

Carmona, X. & Nadal, J. (2005). *El empeño industrial de Galicia: 250 años de Historia 1750 – 2000.* Fundación Pedro Barrié de la Maza. Madrid.

Cayón, F. (1997). *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española, Electrca Madrid y Unión Eléctrica Madrileña (1917 – 1936*). W.P. Fundación Empresa Pública, Madrid.

Cayón, F. (2002). Hidroeléctrica Española: un análisis de sus primeros años de actividad (1907 - 1936), *Revista de Historia Económica,* 20(2), 301 – 334.

CEPAL (2001). *El mercado eléctrico regional: contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua*. Comisión Económica Para América Latina (CEPAL) – Naciones Unidas

Chandler, A. D. (1988). *La mano visible: la revolución en la dirección de la empresa norteamericana*. Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Centro de Publicaciones.

Chandler, A. (1996). Escala y Diversificación: La Dinámica Del Capitalismo Industrial. Zaragoza: Prensas Universitarias, Zaragoza. *Trad. Esp. Jordi Beltran*.

Chang, H. J. (1997). The economics and politics of regulation. *Cambridge Journal of Economics*, *21*(6), 703-728.

Chang, H. J. (2003). *Globalization, economic development and the role of the state*. Zed Books.

Chick, M. (2007). *Electricity and energy policy in Britain, France and the United States since 1945*. Edward Elgar Publishing.

CNE (2003). Informe sobre el balance y la valoración de los costes de transición a la competencia cobrados y pendientes de cobro a Noviembre de 2003. CNE. Recuperado de: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1570165_4.pdf

CNMC (1995). Hecho Relevante nº 4.685. 27/02/1995.

CNMC (1998a). Hecho Relevante nº 10.845. 09/01/1998.

CNMC (1998b). Hecho Relevante nº12.784. 08/07/1998.

CNMC (1999). Hecho Relevante nº3386. 02/03/1999.

CNMC (2016). Las pérdidas en el sistema eléctrico. CNMC Blog, en https://blog.cnmc.es/2016/02/08/las-perdidas-en-el-sistema-electrico/

Coca, A., & Chaminade, C. (2006). Innovación y gestión del capital intelectual en una empresa multinacional: el caso de Unión Fenosa. *Los intangibles de la internacionalización empresarial,(830)*, 147-156.

Coderch, M. (2008). ¿Renacimiento nuclear o aborto prematuro? Los múltiples interrogantes de la opción nuclear presagian su incierto futuro. *Economía Industrial*, (369). 147 – 160.

Codognet, M. K., Glachant, J. M., Hiroux, C., Mollard, M., Leveque, F., & Plagnet, M. A. (2003). *Mergers and acquisitions in the European electricity sector—cases and patterns*. CERNA Centre d'economie industrielle.

Commission of the European Communities (2004). Horizontal evaluation of the performance of network industries providing services of general economic interest. Commission Staff Working Paper, Bruxelas.

Consejo Europeo (2002). Conclusiones de la Presidencia. Consejo Europeo de Barcelona, 15 y 16 de Marzo de 2002 – Barcelona.

Costa Campi, M. T. (2016). Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). *ICE: Revista de economía*, *889*, 139-156.

Cristino, B. (1992). Las inversiones españolas en el exterior. *Economistas* nº52, 70 –75. Madrid.

Cuerdo, M. (1996). *La demanda de energía en España. Patrones de consumo energético de la economía y de la industria*. Tesis Doctoral, Universidad Complutense de Madrid.

Cuerdo, M. (1999). Evaluación de los planes energéticos nacionales en España (1975-1998). *Revista de historia industrial*, (15), 161-178.

Cuervo, A. (1988). *La crisis bancaria en España: 1977-1985: causas, sistemas de tratamiento y coste*. Ariel.

Dal Bó, E., & Rossi, M. A. (2007). Corruption and inefficiency: Theory and evidence from electric utilities. *Journal of Public Economics*, *91*(5), 939-962.

DataInvex. Ministerio de Economía e Competitividade. Portal en: http://datainvex.comercio.es

de Isusi, C. J. (1988). Aproximación a la futura estructura financiera del sector eléctrico. *Economía industrial*, (261), 103-106.

De la Torre, J., & Rubio, M. (2014). *El Estado y el desarrollo de la energía nuclear en España, c. 1950-1985*. Documento de Trabajo. Asociación Española de Historia Económica.

De la Torre, J., & Rubio, M. (2016a). *New exports, new rules? The early nuclear exports of Westinghouse and General Electric and atomic "learning by doing", c. 1955-1973*. First World Congress of Business History. Session 107: The Business History of Nuclear Energy. Bergen.

De la Torre, J., & Rubio, M. (2016b). Nuclear Power for a Dictatorship: State and Business involvement in the Spanish Atomic Program, 1950–85. *Journal of Contemporary History*, *51*(2), 385-411.

De la Torre, J & Rubio, M. (2017). Electricidad nuclear y procesos de aprendizaje: el papel de Westinghouse y de General Electric en la experiencia española, c.

1955-1973. En *XII Congreso de la AEHE*. Salamanca. Obtido en: https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2016/01/DelaTorre-RubioVaras.pdf

De la Torre, J., & del Mar Rubio, M. (2018). Learning by Doing: The First Spanish Nuclear Plant. Business *History Review*, 92(01), 29–55.

Decreto 175/1975, de 13 de Febrero, sobre régimen de concierto en el sector eléctrico. BOE, Madrid, España, 13 de Febrero de 1975. Recuperado de: https://www.boe.es/boe/dias/1975/02/15/pdfs/A03254-03257.pdf

Decreto 441/1986, de 28 de Febrero, por el que se establecen las nuevas tarifas eléctricas. BOE nº52, 7947-7948.

Denis, C., McMorrow, K. & Werner, R. (2004). An analysis of EU and US productivity developments (a total economy and industry level perspective) (No. 208). Directorate General Economic and Financial Affairs (DG ECFIN), European Commission.

Díaz Morlán, P. (1998). El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935). *Revista de historia industrial*, (13), 181-198.

Díaz Morlán, P. & San Román, E. (2009). Causas de la restricción eléctrica en el primer franquismo: una aportación desde la historia empresarial. *Investigaciones de Historia Económica*, *5*(13), 73-95.

DICODI (1980 – 2005). Anuario de Sociedades, Consejeros y Directivos. DICODI. Barcelona.

Dios, A (2015). A internacionalización das empresas eléctricas españolas en América Latina na década de 1990 e primeira metade dos 2000. ICEDE Working Paper Series nº14. Santiago de Compostela.

Dios, A. (2016). ¿Cómo transforman las empresas el mix de producción? Una comparative europea desde la perspectiva de Unión Fenosa. Ed. International Conference on Regional Science. En: http://reunionesdeestudiosregionales.org/Santiago2016/htdocs/pdf/p1727.pdf

Dios, A. (2018). El proceso de internacionalización hacia América Latina de las empresas eléctricas españolas en las últimas tres décadas. Impacto económico y estrategias empresariales. En *Historia, memoria e integración europea desde el punto de vista de las relaciones transatlánticas de la UE*. Ed. Peter Lang. Bern, Suíza.

Du Boff, R. B. (1989). *Accumulation & power: an economic history of the United States*. Routledge.

Dunning, J. H. (1988). The eclectic paradigm of international production: A restatement and some possible extensions. *Journal of international business studies*, *19*(1), 1-31.

Dunning, J. H. (2000). The eclectic paradigm as an envelope for economic and business theories of MNE activity. *International business review*, *9*(2), 163-190.

Echávarri, L. (2008). La Agencia de energía nuclear en la OCDE, a través de su historia. *Economía Industrial*, (369), 35-41.

Ecologistas en Acción (2005). Hacia la internalización de los costes de las nucleares. Dispoñible en: http://www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/internalizacion_coste_nuclear.pdf

Economides, N. (1996). The economics of networks. *International journal of industrial organization*, *14*(6), 673-699.

Economides, N. (2006). Competition policy in network industries: an introduction. *The New Economy and Beyond. Cheltenham, UK and Northampton, Mass.: Edward Elgar*, 96-121.

Elola, A., Parrilli, M. D., & Rabellotti, R. (2013). The resilience of clusters in the context of increasing globalization: The Basque wind energy value chain. *European Planning Studies*, *21*(7), 989-1006.

Endesa (2005). Constes de Transición a la Competencia (CTC). Recuperado de: https://www.endesa.com/content/dam/enel-es/home/inversores/inversoresyanalistas/presentaciones/documentos/2005/Costes%20de%20Transición%20a%20la%20Competencia%20(CTC).pdf

Entso-e (2016). Electricity in Europe 2015: Synthetic overview of electric system consumption, generation and exchanges in the ENTSO-E Area. European Network of Transmission System Operators for Electricity. En: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/Statistics/electricity_in_europe/entsoe_electricity_in_europe_2015_web.pdf

Espejo, C. (2002). La producción de electricidad de origen nuclear en España. *Boletín de la AGEN º*, *33*, 65-77.

Estache, A., & Rossi, M. (2004). *Have consumers benefited from the reforms in the electricity distribution sector in Latin America?* World Bank Policy Research Working Paper nº 3.420.

Estadística de la industria de energía eléctrica (1980 – 2008). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

Estay, J. (1998). La crisis asiática: sus impactos regionales, globales y en América latina. *Ensayos de Economía*, 3-26.

EURELECTRIC (2006). Electricity Markets: Getting the Picture Straight and Boosting Market Integration. EURELECTRIC, Bruxelas.

European Commission (1996). Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

European Commission (2001). The Eficciency Defense and the European System of Merger Control, European Economy Nº5, Bruxelas.

European Commission (2003). Directrices sobre la evaluación de las concentraciones horizontales con arreglo al Reglamento del Consejo sobre el control de las concentraciones entre empresas. En: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:52004XC0205(02).

European Commission (2005), Communication from the Commission to the Council and the European Parliament: Report on progress in creating the internal gas and electricity market, Brussels: European Commission (SEC(2005).

European Commission (2008), Notice on remedies aceptable under Council Regulation (EC) No 139/2004 and under Commision Regulation (EC) No 802/2004. En: http://ec.europa.eu/competition/mergers/legislation/files_remedies/remedies_notice_en.pdf

European Commission (2014). EU Energy Markets in 2014. Publication Office of the European Union.

Fabra, N (2016). O sector eléctrico ante un shock tecnolóxico. En *Presente e futuro enerxético de Galiza no contexto europeo*. AGEe

Fabra, N., & Toro, J. (2005). Price wars and collusion in the Spanish electricity market. *International Journal of Industrial Organization*, *23*(3), 155-181.

Fàbregas Vidal, Pere-A. (2017) La Antinomia público-privado en la introducción del gas natural en España (1960 – 1990). En *XII Congreso de la AEHE*. Salamanca. Obtido en: https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2016/01/Pere-A.-Fabregas.pdf

Facal, X. L. (2014). *O Banco de Olímpio Pérez, 1880-1936* (Tese de Doutoramento, Universidade de Santiago de Compostela).

FENOSA (1980). Información Complementaria a la Memoria de FENOSA. Aspectos Económico-Sociales 1980. FENOSA. A Coruña.

FENOSA (1981). Información Económico – Financiera FENOSA. FENOSA. A Coruña.

FENOSA (1969 – 1980). Memorias de FENOSA. FENOSA. A Coruña.

Fernández, Y, Fernández, Mº A. & Olmedillas, B. (2006). La información financiera de las empresas energéticas: una valoración de la nueva normativa. *VII Reunión de Economía Mundial*. Alicante.

Fernández, E. (1994). Estrategias de desarrollo internacional. Una visión de conjunto. *El sector eléctrico del año 2000. Editorial Civitas, SA.*

Fernández, P. (2003). Entrevista a Pedro Fernández, Presidente de Soluziona Calidad y Medio Ambiente. *ECO, Revista del Eje Atlántico*, nº141, pax. 18 – 20.

Fernández-Paradas, M. (2011). La compañía eléctrica Mengemor en la Guerra Civil Española (1936-1939). *Revista de Historia Industrial*, (47), 51-76.

Fernández de la Buelga, L. (1994). La industria eléctrica en Asturias. En *Economía y empresa en Asturias: Homenaje a Ignacio Herrero Garralda, Marqués de Aledo*, 297-338. Civitas.

Fernández de Lis, S. (1992). Los países de Europa Central y del Este: evolución macroeconómica y procesos de reforma. *Economistas*, (ARIO), 18-21.

Fernández Ordóñez, M.A. (2002). Guía de los problemas de competencia en el sector energético. En *Anuario de la Competencia 2001,* 301 – 314. Ed. Fundación ICO.

Fernández, P. & Bermejo, V. (2008). *IBEX 35: 1992 – 2007. Rentabilidad y creación de valor*. IESE. Universidade de Navarra.

Fiorio, C. V., Florio, M., & Doronzo, R. (2007). The electricity industry reform paradigm in the European Union: testing the impact on consumers. En *Consumers and Utility Reforms in the European Union Conference*.

Galbraith, J. K. (1967). *El nuevo Estado Industrial*. Ariel (2ª Ed). Barcelona.

Gallego, C. & Victoria, M. (2012). *Entiende el mercado eléctrico*. El Observatorio Crítico de la Energía (OCE).

Gámir, L. (1985). *Contra el paro y la crisis en España*. Planeta.

García, M. T., & Mariz, R. M. (2005). Efectos de la liberalización en el pool eléctrico español: ¿eficiencia o comportamiento estratégico? *Boletín de Estudios Económicos*, *60*(185), 333-357.

Garcia, J. J., Banal-Estañol, A., & Trillas, F. (2009). El Poder de Mercado bajo el nuevo diseño del pool eléctrico español. Documentos de Trabajo de Economía y Finanzas. nº 09-04.

García, Y. & Sánchez, Á. (2003). la internacionalización del sector energético español: la experiencia hacia América latina. *Revista de Economía Mundial*, *9*.

García-Campero, M. D. I. (1984). El Plan Energético Nacional (PEN) 1983. Revista de administración pública, (104), 449-462.

García-Canal, E. (2004). El papel de las alianzas estratégicas en la internacionalización de la empresa española. *Universia Business Review*, *3*(3).

García-Torres, M. (2018). *El IBEX-35 en guerra contra la vida. Transnacionales españolas y conflictos socioecológicos en América Latina. Una mirada Ecofeminista*. Ed. Ecologistas en Acción. Madrid.

García Delgado (Dir) (1990). *Electricidad y Desarrollo Económico: perspectiva histórica de un Siglo*. Hidroeléctrica del Cantábrico. Madrid.

García Delgado, J.L. & Jiménez, J.C. (Ed) (2006). *Energía: del monopolio al mercado: CNE, diez años en perspectiva*. Civitas.

García Delgado, J.L. & Jiménez, J.C. (Ed) (2007). *Energía y regulación*. Civitas.

García Delgado, J.L. & Jiménez, J.C.(Ed) (2010). *El sector energético ante un nuevo escenario*. Civitas.

García Ruiz, J.L. (2017). La relación banca-industria en España (1950 – 2015): una revisión desde la manufactura. En *XII Congreso de la AEHE*. Salamanca. Obtido en: https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2016/01/GARCIA-RUIZ.pdf

Garrido, J. (1988). Situación financiera del sector eléctrico español. *Economía Industrial*, (261), 87-89.

Garrués Irurzun, J. (2006a). Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Iberduero. En Anes (Ed.) *Un siglo de Luz. Historia Empresarial de Iberdrola*, 497-575. Iberdrola.

Garrués Irurzun, J. (2006b). Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Hidrola. En Anes (Ed.) *Un siglo de Luz. Historia Empresarial de Iberdrola*, 577-660. Iberdrola.

Garrués Irurzun, J. (2016c). La transición eléctrica en España: de la regulación tradicional a la regulación para el mercado, 1982-1996. *Revista de Historia Industrial*, *25*(61), 183-206.

Garrués Irurzun, J., & Rubio-Mondéjar, J. A. (2017). The Nuclear Business and the Spanish Electric-Banking Oligopoly: The First Steps. En *The Economic History of Nuclear Energy in Spain* (pp. 67-96). Palgrave Macmillan, Cham.

Gas Natural (2008). Informe Anual de Gas Natural. Gas Natural.

Ghia, A. & Del Rosso, A. (2013). *Reducción de pérdidas en sistemas de transmisión y distribución. Beneficios económicos y ambientales*. Cámara Argentina de Construcción, Área de Pensamiento Estratégico.

Giráldez, E. (2002). *La internacionalización de las empresas españolas en América Latina*. Colección Estudios. Madrid: CES.

Goel, A. M., & Thakor, A. V. (2009). Do envious CEOs cause merger waves? *The Review of Financial Studies*, *23*(2), 487-517.

Golbe, D. L., & White, L. J. (1988). A time-series analysis of mergers and acquisitions in the US economy. En *Corporate takeovers: Causes and consequences*, 265-310. University of Chicago Press.

Golbe, D. L., & White, L. J. (1993). Catch a wave: The time series behavior of mergers. *The review of Economics and Statistics*, 493-499.

Gómez Mendoza, A. (2006). Hidroeléctrica Española en los años 1940-1973. En *Un siglo de luz: historia empresarial de Iberdrola*(pp. 421-462). Fundación Iberdrola.

Gómez Mendoza, A., Sudrià, C., & Pueyo, J. (2007). *Electra y el Estado. La intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo*. Civitas.

Gómez Mendoza, A. (2007). UNESA y la autorregulación de la industria eléctrica (1944-1973). En *A. Gómez Mendoza, C. Sudrià y J. Pueyo, Electra y el Estado. La intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo, Pamplona, Civitas*, *1*.

González, E. (2008). El sector nuclear español. Historia, impacto económico y proyección. *Economía industrial*, (369), 101-109.

Gorton, G., Kahl, M., & Rosen, R. (2005). *Eat or be eaten: A theory of mergers and merger waves* (No. w11364). National Bureau of Economic Research.

Grajek, M. y Röller, L. H. (2012). Regulation and Investment in Network Industries:
Evidence from European Telecoms, *Journal of Law and Economics*, vol. 55, n.º 1, pp. 189-216.

Green, R. J., & Newbery, D. M. (1992). Competition in the British electricity spot market. *Journal of political economy*, *100*(5), 929-953.

Griffith, R., & Harisson, R. (2004). *The link between product market reform and macro-economic performance* (No. 209). Directorate General Economic and Financial Affairs (DG ECFIN), European Commission.

Gugler, K., Mueller, D. C., & Weichselbaumer, M. (2012). The determinants of merger waves: An international perspective. *International Journal of Industrial Organization*, *30*(1), 1-15.

Gugler, K., Mueller, D. C., Yurtoglu, B. B. & Zulehner, C. (2003). The effects of mergers: an international comparison. *International journal of industrial organization*, 21(5), 625-653.

Haas, R., & Auer, H. (2006). The prerequisites for effective competition in restructured wholesale electricity markets. *Energy*, 31(6), 857-864.

Hadjilambrinos, C. (2000). Understanding technology choice in electricity industries: a comparative study of France and Denmark. *Energy policy*, 28(15), 1111-1126.

Hall, D. (2005). *Evaluating the impact of liberalisation on public services*. Public Services International Research Unit (PSIRU).

Harford, J. (1999). Corporate cash reserves and acquisitions. *The Journal of Finance*, 54(6), 1969-1997.

Hausman, W. J., Hertner, P., & Wilkins, M. (2008). *Global electrification: Multinational enterprise and international finance in the history of light and power, 1878–2007*. Cambridge University Press.

Hauter, W. & Slocum, T. (2001). *It's Greed Stupid!: Debunking the Ten Myths of Utility Deregulation*. Public Citizen's Critical Mass Energy and Environment Program.

Helm, D., & McGowan, F. (1987). *Electricity supply in Europe: lessons for the UK*. Institute for Fiscal Studies.

Herrera, G. (2017). El ciclo de desindustrialización en la Argentina y sus consecuencias estructurales. Un análisis de la etapa 1976-2010. *Revista de historia industrial*, (67), 159-192.

Hertner, P. (1986). Financial Strategies and Adaptation to Foreign Markets: the German Electro-technical Industry and its Multinational Activities: 1980s to 1939. En Teichova, Levy-Leboyer & Nussbaum (Eds.), *Mutinational Enterprise in Historical Perspective*, Cambridge UP.

Hidalgo, A. (2012). Competencia y colusión en el mercado eléctrico valenciano antes de la Guerra Civil. *Revista de Historia Industrial*, (48), 81-117.

Huidobro, M. L. (1988). Sector eléctrico: deuda y financiación. *Economía Industrial*, (261), 73-85.

Humanes, C. & Alba, R. (2004). Con Nombre Propio: Entrevista a Honorato López Isla. Bolsa. Bolsa de Madrid. Madrid. Recuperado de: http://www.bolsasymercados.es/esp/publicacion/revista/2004/01/p68-74.pdf

IFIEC Europe (2004). *Electricity Market Desing*. Bruxelas

Ikeda, K., & Doi, N. (1983). The performances of merging firms in Japanese manufacturing industry: 1964-75. *The Journal of Industrial Economics*, 257-266.

Información básica del sector eléctrico (1996). Comisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Ishikawa, M., Terauchi, M., Komori, T., & Yasuraoka, J. (2008). Development of high efficiency gas turbine combined cycle power plant. *Mitsubishi Technical Reviev V45 Nr1*.

Jamasb, T. (2005). *Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance* (Vol. 3549). World Bank Publications.

Jamasb, T. (2006). Between the state and market: Electricity sector reform in developing countries. *Utilities Policy*, 14(1), 14-30.

Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, 11-41.

Jensen, M. C. (1986). Agency costs of free cash flow, corporate finance, and takeovers. *The American economic review*, 76(2), 323-329.

Jensen, M. C. (1989). *Eclipse of the public corporation*. Hardvard Business Review

Jensen, M. C., & Ruback, R. S. (1983). The market for corporate control: The scientific evidence. *Journal of Financial economics*, 11(1-4), 5-50.

Jiménez, J. C. (2006a). El sector eléctrico español de la crisis al ajuste. En *Un siglo de luz: historia empresarial de Iberdrola*, 463-496. Fundación Iberdrola.

Jiménez, J. C. (2006b). *Una década de profundas transformaciones en el sector energético español*. CNE, Thomson Civitas.

Jiménez, J. C. (2008). El déficit tarifario y el laberinto eléctrico. *Economistas*, (116), 93-100.

Johanson, J., & Wiedersheim-Paul, F. (1975). The internationalization of the firm: four swedish cases. *Journal of management studies*, *12*(3), 305-323.

Joskow, P. L., & Rose, N. L. (1989). The effects of economic regulation. En Schmalensee, R. & Willig, R. (eds), *Handbook of industrial organization*, *2*, 1449-1506.

Joskow, P. L., & Schmalensee, R. (1986). *Incentive regulation for electric utilities*. Yale J. on Reg., 4, 1.

Jovanovic, B., & Rousseau, P. L. (2002). The Q-theory of mergers. *American Economic Review*, *92*(2), 198-204.

Kander, A., Malanima, P., & Warde, P. (2014). *Power to the people: energy in Europe over the last five centuries*. Princeton University Press.

KEMA (2005). Review of European Electricity Prices. EURELECTRIC. Bonn, Germany

Kjaer, C. & Schäfer, O. (2004). *The Myth of Effective Competition in European Power Markets*. EREC, Bruxelas

Kleinert, J., & Klodt, H. (2002). *Causes and consequences of merger waves* (No. 1092). Kiel Working Paper.

Laffont, J. J., & Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT press.

Lafuente, A., & Ocaña, C. (2001). Panorama de las industrias de red. *Ekonomiaz*, (46), 12-37.

Lagares, A. (2002). A xestión ambiental en Unión Fenosa-Xeración. *Revista Galega de Economía*, vol 11, nº2. Pp. 355 – 360.

Lagendijk, V. (2008). *Electrifying Europe: the power of Europe in the construction of electricity networks* (Vol. 2). Amsterdam University Press.

Lamech, R., & Saeed, K. (2003). What international investors look for when investing in developing countries. Energy and Mining Sector Board Discussion Paper, (6). Washington DC: The World Bank.

Lamoreaux, N. R. (1988). *The great merger movement in American business, 1895-1904*. Cambridge University Press.

Lasheras, M. (2006). La Teoría de la Regulación. Un panorama. En *Energía: del Monopolio a la Liberalización*, 153-188.

Latonda, M.A. (2011). La representación de intereses en el sector eléctrico español. estudio de su evolución tras el proceso de liberalización. *X Congreso de la Asociación Española de Ciencia Política (AECPA)*.

Lázaro, J. (1939). Recuerdos de la Guerra. *Revista de Obras Públicas*. Número especial, pax 39-47.

Lázaro, J. (1948). El desarrollo industrial de la "Unión Eléctrica Madrileña" y sus nuevos elementos de producción y distribución. Revista de Obras Públicas, nº 2794.

Lázaro, J. (1972). Historia de Unión Eléctrica S.A. Documento Mecanografiado, non publicado.

Lazonick, W. (2014). Profits without prosperity. *Harvard Business Review*, *92*(9), 46-55.

Lehn, K. and Poulsen, A. (1989), Free Cash Flow and Stockholder Gains in Going Private Transactions. *The Journal of Finance*, 44: 771–787.

Lévy-Leboyer, M. & Morsel, H. (1994). *Histoire générale de l'électricité en France*. Association pour l'histoire de l'electricite en France.

Ley 25/1964, del 29 de Abril, sobre Energía Nuclear. BOE nº107, 5.688 – 5.696.

Ley 49/1984, de 26 de Diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional. BOE nº312, 37.461 – 37.467.

Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico. BOE nº285, 35.097 – 35.126.

Ley 24/2001 de 27 de Diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. BOE nº313, 50.493 – 50.619.

Ley 53/2002, de 30 de Diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y de Orden Social. BOE nº313, 46.086 – 46.191.

Littlechild, S. C. (2006). Beyond regulation. CWPE 0616. IEA/LBS Beesley Lectures on Regulation series XV.

London Economics (2007). Structure and performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005. Part IV: Cross Country Comparison and Conclusions. Study for the European Commission.

López, M. (2000). La reforma del mercado eléctrico en el Reino Unido: lecciones para el caso español. *Economía Industrial*, (334), 129-142.

López Milla, J. (2000). *La liberalización del sector eléctrico español: una reflexión a la luz de la experiencia de Inglaterra y Gales*. Tese de Doutoramento, Universidad de Alicante.

López, R, & Lanero, D. (2012). Antinucleares y nacionalistas. Conflictividad socioambiental en el País Vasco y la Galicia rurales de la Transición. *Historia Contemporánea*, (43).

Lutz, W. F. (2001). *Reformas del sector energético, desafíos reguladores y desarrollo sustentable en Europa y América Latina*. Recursos Naturales e Infraestructura nº26. CEPAL. Santiago de Chile, Chile.

Madrigal, M., & De Rosenzweig, F. (2003). Present and future approaches to ensure supply adequacy in the Mexican electricity industry. En *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE* (Vol. 1, pp. 540-543). IEEE.

Maestre Miranda, F. (1992). El sector eléctrico español. *Economistas*, nº52, pax 306-316.

Maluquer, J. (1989). Precios, salarios y beneficios: la distribución funcional de la renta. En *Estadísticas históricas de España: siglo XIX-XX* (pp. 495-532). Fundación Banco Exterior.

Martínez, A. (2008). ENGASA: un grupo pioneiro no sector enerxético galego, 1982 – 2007. ENGASA, A Coruña.

Martínez, J. I. (2016). Sistemas de tarificación y precio de la electricidad para fuerza en España antes de la Guerra Civil. *Revista de historia industrial*, *25*(62), 143-179.

Martynova, M., & Renneboog, L. (2008). A century of corporate takeovers: What have we learned and where do we stand? *Journal of Banking & Finance*, 32(10), 2148-2177.

McDonald, A., & Schrattenholzer, L. (2001). Learning rates for energy technologies. *Energy policy*, *29*(4), 255-261.

Mez, L. (2003). New corporate strategies in the German electricity supply industry. *Chapters*.

Millán, J. (2006). *Entre el mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo.

Mitchell, M. L., & Mulherin, J. H. (1996). The impact of industry shocks on takeover and restructuring activity. *Journal of financial economics*, 41(2), 193-229.

Moniz, E.J. (2003). The future of nuclear power - An interdisciplinary MIT study (INIS-XA--653). International Atomic Energy Agency (IAEA).

Mochón, F., & Rambla, A. (1999). *La creación de valor y las grandes empresas españolas: los casos de BBV Banco Santander, Endesa, Iberdrola, Repsol y Telefónica*. Ariel.

Mota, R. L. (2004). Comparing Brazil and USA electricity performance; what was the impact of privatisation?. CMI Working Paper 39. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0423.

Motta, M., Polo, M., & Vasconcelos, H. (2003). Merger remedies in the European Union: an overview. En F. Leveque and H. Shelanski (Eds), *Merger Remedies in American and European Union Competition Law, Edward Elgar Publishing, MA: Northampton*.

Morck, R., Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1990). Do managerial objectives drive bad acquisitions? *The Journal of Finance*, *45*(1), 31-48.

Movimiento Social Nicaragüense, Campaña Internacional: La Irresponsabilidad Social de Unión Fenosa. ODG, OMAL - Paz con Dignidad, Red Caribe de Usuarios de Servicios Públicos Atarraya en Defensa del Agua y la Energía, Sintraelecol, Censat Agua Viva – Amigos de la Tierra, Ceiba, Alianza de Pueblos del Sur Acreedores de Deuda Ecológica y Red Latinoamericana contra las Represas (REDLAR) (2008). Informe de caso: Unión Fenosa en América Latina. Tribunal de los Pueblos a las Transnacionales Europeas y su actuación en América Latina y Caribe. Lima, Perú.

Muñoz Delgado, B. & Rubio, M. (2017). Electricity planning, from dictatorship to democracy: promises and realities. En *XII Congreso de la AEHE*. Salamanca. Obtido en: https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2016/01/Beatriz-Mu§oz-Delgado-y-Mar-Rubio-Varas.pdf

Neufeld, J. L. (2016). *Selling Power: Economics, Policy, and Electric Utilities Before 1940*. University of Chicago Press.

Newbery, D. M. (1998). Freer electricity markets in the UK: a progress report. *Energy policy*, 26(10), 743-749.

Newbery, D. M. (1999). The UK experience: privatization with market power. *A European Market for Electricity*, *2*.

Newbery, D. M. (2002). Problems of liberalising the electricity industry. *European Economic Review*, 46(4), 919-927.

Newbery, D. M. (2004). Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries. Working Paper CMI EP 01/DAE 0210, Department of Applied Economics, University of Cambridge.

Newbery, D. M. (2005). Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design. *The Energy Journal*, 43-70.

Newbery, D. M. (2009). Predicting Market Power in Wholesale Electricity Markets. EUI Working Paper 2009/03, Robert Schuman Center for Advanced Studies, Italia.

Newbery, D. M. & Pollit, M.G. (1997). The Restructuring and Privatisation of the CEGB- Was it worth it. *Journal of Industrial Economics*, XLV (3), 269-303.

Newbery, D. M., Green, R., Neuhoff, K., & Twomey, P. (2004). A review of the Monitoring of Market Power. Report prepared at the request of ETSO.

Nueno, J., Lago, T. & Gil, X. (2014). *Análisis del marco regulador de la actividad de generación de energía eléctrica después de la reforma del sector eléctrico español en el año 2014*. Universitat Politècnica de Catalunya.

Ocampo, J. A. (1998). Beyond the Washington consensus: an ECLAC perspective. *Cepal Review*, (66), 7 – 28.

Olivares Gallardo, A. (2012). Servicio público y sector eléctrico: Evolución en Europa desde la experiencia española. *Revista de derecho (Valparaíso)*, (39), 437-471.

Ontiveros, E., & Valero, F. J. (1985). El programa financiero del sector eléctrico. *Economía Industrial*, (243), 45-52.

Ontiveros, E. (1986). Desequilibrios en la estructura financiera del sector. *Economía industrial*, (250), 79-83.

Ontiveros, E. & Rojas, A. (2007). Singularidad financiera y coste de capital. En *Energía y regulación,* Madrid, Thomson Civitas, 67-78.

Orde do 16 de Abril de 1996 pola que se convoca e se regula o réxime de concesión de axudas a concellos e empresas privadas para mellora-la eficiencia enerxética e a infraestrutura enerxética de Galicia para 1996. Consellería de Industria e Comercio. (1996). DOG nº86, Pax. 4.037.

Orden de 26 de Septiembre de 1979 sobre actualización de activos fijos materiales de las personas jurídicas (1979). BOE nº 244, 23663 – 23664.

Orden de 30 de Diciembre de 1987 por la que se introducen Cuentas Especiales de Activo para la Periodificación de gastos derivados de las inversiones en instalaciones complejas especializadas en explotación del sistema eléctrico (1988). BOE nº3, páxinas 165 – 167.

Orden por la que se aprueba el Plan Eléctrico Nacional do 11 de Agosto de 1969 (1969), BOE nº 199, 13193 – 13194.

Ordover, J. A., Pittman, R. W. & Clyde, P. (1994). Competition policy for natural monopolies in a developing market economy. *Economics of Transition*, *2*(3), 317-343.

Ortiz de Urbina Criado, M., & Montoro Sánchez, M. Á. (2007). Las fusiones y adquisiciones de las principales empresas eléctricas europeas (2000-2006). *Boletín económico de ICE, Información Comercial Española*, (2914), 19-30.

Pavón, D. (2010). Desarrollo y decadencia hidroeléctrica en los pequeños ríos del litoral mediterráneo catalán. El caso de las cuencas del Fluvià y de la Muga. *Revista de Historia Industrial*, *1*(42), 43-87.

Paz, M.J. (2003). *Efectos de las empresas transnacionales en la economía guatemalteca: el sector confección y el sector eléctrico*. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales. Universidad Complutense de Madrid. Madrid.

Paz , M. J. (2004). Efectos de la expansión de las empresas transnacionales en el sector eléctrico en Guatemala. *Revista Latinoamericana de Economía*, 35 (137), 135-159.

Paz, M. J., González, S., & Sanabria, A. (2005). *Centroamérica encendida: transnacionales españolas y reformas en el sector eléctrico* (Vol. 55). Icaria Editorial.

Pérez-Arriaga, I (1997). Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica. *Economía Industrial* nº 316.

Pérez-Arriaga, I (2001). Tendencias recientes del sector eléctrico. *Ekonomiaz* (46), 38-59.

Pérez-Arriaga, J. I. (2005). Libro Blanco sobre la reforma del marco regulador de la generación eléctrica en España, preparado para el Ministerio de Industria. Turismo y Comercio. Madrid.

Pérez-Arriaga, J. I. P., Batlle, C., & Vázquez, C. (2006). *Los mercados eléctricos en Europa*. Instituto de Investigación Tecnológica Universidad Pontificia Comillas. Madrid.

Pérez-Hernández, C. M. A. (2010). La internacionalización de Cepsa en la España del Monopolio. *Revista de Historia Industrial*, (42), 89-119.

Pint, E. M. (1991). Nationalization vs. regulation of monopolies: The effects of ownership on efficiency. *Journal of Public Economics*, 44(2), 131-164.

Piñeiro, J. & & Romero, N. (2001). O desenvolvemento sostible no sector enerxético: as enerxías renovables en Galicia e a súa contribución ó Grupo Unión Fenosa. *Revista Galega de Economía*, *10*(2), 275-298.

Plan Energético Nacional, 1978 – 1987 (1978). Volumen 4 de Colección Documentación. España, Ministerio de Industria y Energía.

Plan Energético Nacional de 1983 (1983). Boletín Oficial de las Cortes Generales, Congreso de los Diputados. 14 de Mayo de 1984, pp 385 – 469.

Polanyi, K. (1944). *La Gran Transformación: crítica del liberalismo económico*. Genealogía del Poder, nº17.

Pollitt, M. G. (1995). *Ownership and performance in electric utilities: the international evidence on privatization and efficiency*. Oxford University Press.

Pollitt, M.G. (1997). *The restructuring and privatization of the Electricity Supply Industry in Northern Ireland - will it be worth it?*, University of Cambridge Department of Applied Economics Discussion Paper No. 9701.

Pollitt, M.G. (1998). *The restructuring and privatization of the Electricity Supply Industry in Scotland*. Cambridge.

Pollitt, M. G. (2009). Evaluating the evidence on electricity reform: Lessons for the South East Europe (SEE) market. *Utilities Policy*, *17*(1), 13-23.

Pons, M. Á. (2001). Banca e industria en España. 1939-1985: la influencia de la banca universal en el crecimiento económico. *Revista de Historia Industrial*, (19), 249-274.

Porter, M. E. (1989). From competitive advantage to corporate strategy. En *Readings in Strategic Management,* 234-255. Macmillan Education UK.

Posner, R. (2001). Theories of economic regulation. The Economics of Public Law. En *The collected economic essays of Richard A. Posner*, Vol 3. Edward Elgar.

Pöyry (2017). Cost benefit analysis of STEP, as first phase of Midcat. Final Report. Ed. Pöyry. Recuperado de: https://www.lamarea.com/wp-content/uploads/2018/04/Informe-gasoducto-La-Marea.pdf

Pueyo, J. (2007). La regulación de la industria de producción y distribución de energía eléctrica en España, 1939-1972. En *Electra y El Estado. La intervención pública en la industria eléctrica bajo el franquismo*, 65-162.

Pueyo, J. (2008). Las relaciones entre las empresas eléctricas y el Estado franquista. *Jornadas de Historia de la Electricidad*, 2.

Puig, N. & Torres, E. (2008) *Banco Urquijo: un banco con historia*. Madrid: Turner, 2008.

Puig, N. & Torres, E. (2015). Grupos empresariales en la España contemporánea: el Grupo Urquijo, 1851-1982. *América Latina en la historia económica*, *22*(2), 160-197.

Ravenscraft, D.J. & Scherer F.M. (1986) The profitability of Mergers. Federal Trade Commision, Working Paper No. 136. Washington DC.

Real Decreto 441/1986, de 28 de Febrero, por el que se establecen nuevas tarifas eléctricas. BOE nº52, 7.947 – 7.948.

Real Decreto 162/1987, de 7 de Febrero, por el que se establecen tarifas eléctricas. BOE nº33, 3.816 - 3.817.

Real Decreto 1538/1987, de 11 de Diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio. BOE nº300, 36.923 – 36.925.

Real Decreto 430/2004, de 12 de Marzo, sobre Grandes Instalaciones de Combustión. BOE nº69, 12.292 – 12.303.

Rebollo, L. (1995). I+D de Unión Fenosa sobre Energía Eólica. *Revista Unión Fenosa*, nº62, pag. 14.

Red Eléctrica de España, (2006). *El marco legal estable. Economía del sector eléctrico español 1988–1997*. Red Eléctrica de España.

Red Eléctrica de España (2009). El sistema eléctrico español 2008. Red Eléctrica de España.

Rees, R. (1988). Inefficiency, public enterprise and privatisation. *European Economic Review*, *32*(2-3), 422-431.

Reinoso y Reino, V. (1988). Las tarifas eléctricas en Europa. *Economía Industrial*, (261), 43-61.

Reinoso Y Reino, V. (1998). Oportunidades del nuevo entorno energético internacional. *Economistas*, *16*(76), 62-68.

Richardson, S. (2006). Over-investment of free cash flow. *Review of accounting studies*, *11*(2-3), 159-189.

Rojas, A. (1994). La tasa de retribución del sector eléctrico en el Marco Legal Estable. En Fernández de la Buelga, L; Ontiveros, E & Rojas, A. (Ed.), *El sector eléctrico del año 2000. Editorial Civitas, SA.*

Roques, F. A., Newbery, D. M., & Nuttall, W. J. (2008). Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: a mean–variance portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30(4), 1831-1849.

Rosell-Martínez, J. & Salas, V. (2006). El sector energético analizado desde los estados financieros de las empresas. En *Energía, del monopolio al mercado: CNE, diez años en perspectiva*, Madrid, Thomson Civitas.

Rodríguez, M. (1994). Internacionalización del sector eléctrico. La actuación internacional de Endesa. En *El sector eléctrico del año 2000*. Editorial Civitas, SA.

Rodríguez, L., & Castro, F. (1994). Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial? Documento de Trabajo 94-06, Serie Economía 01. Universidad Carlos III, Madrid.

Rozas, P. (2008). *Internacionalización y estrategias empresariales en la industria eléctrica de América Latina: los casos de IBERDROLA y Unión Fenosa*. Santiago de Chile: CEPAL.

Rozas, P. (2009). *Crisis económica y energética en América Latina: su impacto en las operadoras españolas*. CEPAL. Series: Recursos Naturales e Infraestructura. Santiago de Chile

Rhoades, S. A. (1993). The Herfindahl-Hirschman Index. *Fed. Res. Bull.*, *79*, 188.

Rudnick, H., & Montero, J. P. (2002). Second generation electricity reforms in Latin America and the California Paradigm. *Journal of Industry, Competition and Trade*, *2*(1-2), 159–172.

Ruete, M (2008). Los costes de generación de energía. Comentarios sobre las diferentes fuentes. *Economía Industrial*, (369), 43 – 47.

San Pedro, J. L. (1986). Análisis económico-financiero del sector eléctrico. *Economía Industrial*, (250), 85-93.

Sánchez-Macías, J. I., & Pérez, P. C. (2003). Regulación de las tarifas de acceso a las redes y liberalización del sector eléctrico español. *Revista de Economía Pública*, *166*(3), 61-85.

Sánchez, F. (2002). Restructuración de los mercados energéticos y nuevos desafíos reguladores en América Latina. Documento presentado en el cuarto Congreso Internacional del CLAD sobre reforma del Estado y de la administración pública. Lisboa.

Sánchez, F. & Altomonte, H. (1997). *Las reformas energéticas en América Latina*. CEPAL, Series Medio Ambiente y Desarrollo nº1. Santiago de Chile.

Sánchez-Salazar, M. T., Santos, J. L. A., Iquierdo, J. M. C., Silva, E. S., & de Sicilia Muñoz, A. (2007). La inversión española en el sector energético mexicano y su proyección territorial en el marco de las políticas económicas neoliberales. *Estudios Geográficos*, *68*(262), 267-293.

Sánchez, M., Garduño, R., & Chávez, R. (2001). Tendencias tecnológicas para el mejoramiento del desempeño de centrales de ciclo combinado. *Boletín IIE.*

Sánchez Sánchez, E. & Sanz Lafuente, G. (2017). Participación de Francia y Alemania occidental en el programa nuclear español. Gobiernos, empresas y financiación c. 1950s-1980s. En *XII Congreso de la AEHE*. Salamanca. Obtido en: https://www.aehe.es/wp-content/uploads/2016/01/Esther-S†nchez-y-Gloria-Sanz.pdf

Santana, J. (2003). A concorrência no sector eléctrico. Recuperado de*: http://in3. dem. ist. utl. pt/master/04energy/pres3b. pdf*.

Sanz, B. (1984). *Centrales nucleares en España: el parón nuclear*. Debates y Testimonios. Fernando Torres-Editor SA. Valencia.

Sanz Santolaria, C. J. (1998). La actualización de balances en España: especial referencia al Real Decreto Ley de 7 de junio de 1996. *Acciones e investigaciones sociales*, (7), 133-146.

Schneider, M. & Froggatt, A. (Dir) (2017): The World Nuclear Industry: Status Report 2017. Paris, London: A Mycle Schneider Consulting Project.

Serra, P. (2001). *Las facilidades esenciales en la doctrina de los organismos de competencia chilenos*. Centro de Economía Aplicada, Departamento de Ingeniería Industrial, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

Serrano, E. (2013). La inversión española directa en América Latina ¿Un proceso impulsado a partir de la empresa pública? *Revista de Historia Industrial*, (53), 175-211.

Shapiro, C., Carl, S. & Varian, H. R. (1998). *Information rules: a strategic guide to the network economy*. Harvard Business Press.

Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1991). Takeovers in the'60s and the'80s: Evidence and Implications. *Strategic management journal*, *12*(S2), 51-59.

Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1992). Liquidation values and debt capacity: A market equilibrium approach. *The Journal of Finance*, *47*(4), 1343-1366.

Shleifer, A., & Vishny, R. W. (1997). A survey of corporate governance. *The journal of finance*, *52*(2), 737-783.

Shleifer, A. & Vishny, R. W. (2003), Stock Market Driven Acquisitions, *Journal of financial Economics* 70(3): 295-311.

Shy, O. (2001). *The economics of network industries*. Cambridge University Press.

Smith, A. (1776). Una Investigación sobre la Naturaleza y Causas de la Riqueza de las Naciones. México. Fondo de Cultura Económica, 1996.

Soares, I. (2006). *A liberalização do sector eléctrico e a Ciência Económica: o que a evidência empírica demonstra*. Séries Seminários de Pesquisa, Publicações do Instituto de Economia da UFRJ.

Soares, I., & Castro, N. J. (2006). Fusões e Aquisições no mercado europeu de energía elétrica. Seminário internacional: Reestruturaçao e regulaçao do setor de energía elétrica e gás natural. Rio de Janeiro, Brasil.

Soares, I., & Castro, N. (2007). Mudanças societárias através de fusões e aquisições no mercado europeu de energia. *Revista do Direito*, (28), 250-279.

Solanes, M. (1999). *Servicios públicos y regulación: consecuencias legales de las fallas de mercado*. CEPAL.

Soluziona (1999). Soluziona, Servicios Profesionales. Documento presentado ante a CNMC. Recuperado de: https://www.cnmv.es/Portal/HR/verDoc.axd?t={bc264fd4-e9bb-4bd5-a980-d7cf709cbfb8}

Steiner, F. (2000). Regulation, industry structure, and performance in the electricity supply industry. Economics Departament Working Papers, nº238. París. OCDE.

Stigler, G. J. (1971). The theory of economic regulation. *The Bell journal of economics and management science*, 3-21.

Stiglitz (2010). *Caída libre. El libre mercado y el hundimiento de la economía mundial*. Taurus, Madrid.

Stoft, S. (2002). *Power system economics: Designing Markets For Electricty*. IEEE Press & Wiley-Interscience.

Sudrià, C. (1988). Un factor determinante: la energía. En Nadal et al, *La economia española en el siglo XX.*Barcelona. Ariel, 313-363.

Sudrià, C. (1990). La industria eléctrica y el desarrollo económico de España. En *Electricidad y desarrollo económico: perspectiva histórica de un siglo. Oviedo: Hidroeléctrica del Cantábrico*, 155.

Sudriá, C. (2006a). Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización española. En *Energía: del monopolio al mercado: diez años en perspectiva*, 41-65.

Sudrià, C. (2006b). Iberduero, 1944-1973: la consolidación de un gran proyecto empresarial. En *Un siglo de luz: historia empresarial de Iberdrola* (pp. 383-420). Fundación Iberdrola.

Sudrià, C. (2007). El Estado y el sector eléctrico español bajo el franquismo: regulación y empresa pública. En Gómez Mendoza, Sudrià y Pueyo (Ed)*, Electra y el Estado*, *1*, 21-60.

Tamames, R. (1977). *La oligarquía financiera en España*. Ed Espejo de España. Barcelona. España.

Tamames, R., & Rueda, A. (1997). El sector energía. *Estructura Económica de España*, 266-308.

Thomas, S. (2006). *Recent evidence on the impact of electricity liberalisation on consumer prices*. PSIRU Bussiness School. London.

Thwaites Rey, M. (2003). *La desilusión privatista: el experimento neoliberal en la Argentina* (Vol. 7). Libros del rojas, Universidad de Buenos Aires, Centro Cultural Rector Ricardo Rojas.

Tribunal de Defensa de la Competencia (2000). Expediente de Concentración Económica C 54/2000 Unión Eléctrica Fenosa – Hidroeléctrica del Cantábrico. Recuperado de: http://www.eco.uc3m.es/docencia/politicascompetencia/casos/UF_Hidro.pdf

Trillas, F. (2006). El control corporativo en la industria eléctrica. En *Energía: del monopolio al mercado. CNE: diez años en perspectiva*, Madrid, Thomson Civitas, 507-532.

Trillas, F. (2007). El control corporativo en la regulación energética. En *Energía y regulación,* Madrid, Thomson Civitas, pp. 49-66.

Trincado, J. (1988). Algunos temas relevantes para el futuro del sector eléctrico. *Economía Industrial*, (261), 33-35.

UNESA (1982 - 2007). Memoria Estadística Eléctrica. UNESA. Madrid.

UNESA (2010). La Situación Económico-Financiera de la Actividad Eléctrica: 1998 – 2009. UNESA. Madrid.

Unión Eléctrica Madrileña. Memorias Unión Eléctrica Madrileña. Unión Eléctrica Madrileña. Madrid.

Unión Eléctrica Madrileña (1981). Información Económico-Financiera Unión Eléctrica SA. Unión Eléctrica. Madrid.

Unión Fenosa (1982 – 2007). Memorias de Unión Eléctrica – Fenosa. Unión Eléctrica – Fenosa SA. Madrid.

Unión Fenosa (1982 – 1985). Información Económico-Financiera Unión Eléctrica – Fenosa SA (1982 – 1985). Unión Fenosa. Madrid.

Unión Fenosa (1995). Revista de Unión Fenosa. Nº65. Unión Fenosa.

Unión Fenosa (1998). Comunicación a Analistas. Unión Fenosa firma una alianza estratégica con National Power y le transfiere una participación del 25% en una filial de generación de próxima creación. Comunicación á CNMC. Recuperado de: https://www.cnmv.es/Portal/HR/verDoc.axd?t={112db2c0-baed-4ae2-9b7a-4a4671dfa28d}

Unión Fenosa (1999). CEPSA y Unión Fenosa construirán una central de ciclo combinado en la Bahía de Algeciras. Comunicación á CNMC. Recuperado de: https://www.cnmv.es/Portal/HR/verDoc.axd?t={9f952b72-2ebf-4440-91a6-7280cb514bac}

Unión Fenosa (2000). Folleto explicativo de la Oferta Pública de Adquisición de Acciones de Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. que formula Unión Fenosa S.A. Unión Fenosa. Recuperado de: http://www.cnmv.es/opas/opa216.PDF

Unión Fenosa (2006). Rumbo al crecimiento: El Plan BIGGER 2007 – 2011. Unión Fenosa. Madrid.

Unión Fenosa Preferentes (2005). Emisión de Participaciones Preferentes con la garantía de UNIÓN FENOSA, S.A. por importe nominal de 750.000.000€, procedimiento de colocación. Unión Fenosa. Madrid.

Valdaliso, J.M. (2006). Los orígenes de Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero. En *Un siglo de luz: historia empresarial de Iberdrola* (pp. 97-130). Fundación Iberdrola.

Valle de Miguelsanz, A. (2016). *Análisis económico y financiero del sector eléctrico. Un estudio comparativo entre el Grupo Endesa S.A. y el Grupo Iberdrola SA*. Traballo de Fin de Grao. Universidad de Valladolid. Segovia.

Vander, M. (2006). *The Risk of Liberalizing the Energy Sector. A Summary of the Case Study of ENDESA*. SOMO (Centre for Research on Multinational Corporations).

Velarde, J. (1990). Ideología y sector eléctrico español. En *Electricidad y desarrollo económico. Perspectiva histórica de un siglo, Oviedo*.

Velarde, J. (2001). Notas sobre el estilo castizo de la economía española. *Economía y economistas españoles*, *6*, 893-939.

Vidal-Quadras, A. (2008). Energía y verdad ante los recursos y necesidades energéticos. *Economía Industrial*, (369), 131-137.

Vives, X. (2006). El reto de la competencia en el sector eléctrico. Occasional Paper OP, (06/13).

Wallsten, S. J. (2001). An econometric analysis of telecom competition, privatization, and regulation in Africa and Latin America. *The Journal of industrial economics*, *49*(1), 1-19.

Watts, P. C. (2001). Heresy? The case against deregulation of electricity generation. *The Electricity Journal*, *14*(4), 19-24.

Watts, D., & Ariztia, R. (2002). The electricity crises of California, Brazil and Chile: lessons to the Chilean market. En *Power Engineering 2002 Large Engineering Systems Conference on, LESCOPE 02* (pp. 7–12). IEEE. Recuperado de: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1020659

Welch, L.S. & Luostarinen, R. (1988). Internationalization: Evolution of a concept. *Journal of General Management,* vol. 14, nº2.

Williams, E., & Rosen, R. A. (1999). *A better approach to market power analysis*. Tellus Institute, United States of America.

Williamson, J. (1990). What Washington means by policy reform. En *Latin American adjustment: How much has happened*, *1*, 90-120.

Wilson, R. (2002). Architecture of power markets. *Econometrica*, *70*(4), 1299-1340.

Winston, C. (1993). Economic deregulation: Days of reckoning for microeconomists. *Journal of economic literature*, *31*(3), 1263-1289.

Wollmann, H. (2013). La experiencia de los ordenamientos europeos: ¿un "retorno" a las gestiones públicas/municipales? En *La eterna transición de la disciplina de los servicios públicos: ¿Un mercado posible?*. Universidad de Milán-Bicocca.

World Bank PPI Project Database. http://ppi.worldbank.org

Xunta de Galicia & Unión Fenosa (1993). *Mega: mellora eléctrica de Galicia*. Ed. Xunta de Galicia, Unión Fenosa.

Zhang, Y. F., Parker, D., & Kirkpatrick, C. (2008). Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation. *Journal of Regulatory Economics*, *33*(2), 159-178.

Zurutuza Reigosa, E. (1988). La estructura financiera de la empresa eléctrica ante el Mercado Único Europeo. *Economía Industrial*, 91-95.

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

USC
UNIVERSIDADE
DE SANTIAGO
DE COMPOSTELA

Referencias de prensa

Alday, A. (2001). El centenario "Vizcaya". *Bilbao* nº 149. pp. 29. Bilbao.

Antón, J, Castellano, F & Pereira, J. (18 de Novembro do 1979). Revalorización fiscal de 1979. El País. Recuperado de: https://elpais.com/diario/1979/11/18/economia/311727613_850215.html

Aprobada la fusión de Fenosa y Unión Eléctrica (13 de Maio do 1982). ABC. Pax 53. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/madrid/abc/1982/05/13/053.html

Aprobada la fusión, por absorción, de Fenosa con Unión Eléctrica (13 de Maio do 1982). La Voz de Galicia. Pax. 44.

Basagoiti dice que Gas Natural sería un buen socio para una fusión eléctrica (6 de Novembro do 2004). Cinco Días. Recuperado de: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2004/11/06/empresas/1099751984_850215.html

Casado, R. (26 de Decembro do 2001) Enel plantea al Grupo Santander una alianza entre Unión Fenosa y Viesgo. Expansión. Recuperado de: http://www.expansion.com/2001/12/26/empresas/energia/881134.html

Cataluña ultima una nueva versión del impuesto nuclear para sortear el veto del Constitucional (17 de Maio do 2016). El Periódico de la Energía. Recuperado de https://elperiodicodelaenergia.com/cataluna-ultima-una-nueva-version-del-impuesto-nuclear-para-sortear-el-veto-del-constitucional/

Cinco mil personas se manifiestan en La Coruña contra la absorción de Fenosa (11 de Maio do 1982). La Voz de Galicia. Pax 41.

Díaz, J.L. (5 de Xaneiro do 1978). En defensa del plan energético nacional de 1975. Tribuna: La Polémica Sobre las Centrales Nucleares. Diario El País. https://elpais.com/diario/1978/01/05/economia/252802825_850215.html

El Contador Inteligente (31 de Marzo do 2016). Los CTCs, 20 años después: Mercado 3 – Tarifa 2 (Parte III). El Periódico de la Energía, Recuperado de: http://elperiodicodelaenergia.com/los-ctcs-20-anos-despues-mercado-3-tarifa-2-parte-iii/

Estallan incidentes en República Dominicana contra la compañía eléctrica Unión Fenosa. (14 de Marzo do 2003). En Lucha. Rebelión. Recuperado de: https://www.rebelion.org/hemeroteca/economia/030314ufenosa.htm

Esteller, R, Triana, C. & Mesones, J. (8 de Maio do 2018). Abertis, Dragados, Fenosa…Así compra Florentino Pérez sin apenas desembolsar dinero. El Economista. Recuperado de: https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/9121744/05/18/Asi-compra-Florentino-Perez-sin-tirar-de-chequera.html

Fenosa deja República Dominicana con fuertes pérdidas (12 de Setembro do 2003). *Cinco Días*. Recuperado de: https://cincodias.elpais.com/cincodias/2003/09/12/empresas/1063373981_850215.html

García, C. (30 de Diciembre de 2008). El Ibex cierra el año con una caída histórica del 40%. Expansión. Recuperado de: http://www.expansion.com/2008/12/30/inversion/1230652945.html

Germosen, P. (12 de Xaneiro do 2006) Aprueban US$300 millones en bonos para cancelar deuda Unión Fenosa. *Hoy Digital*. Recuperado de: http://hoy.com.do/aprueban-us300-millones-en-bonos-para-cancelar-deuda-union-fenosa/

González, J. (17 de Agosto de 1998). Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa negocian alianzas que romperán el mapa eléctrico de Europa e Hispanoamérica. ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/sevilla/abc.sevilla/1998/08/17/063.html

González, J. (14 de Marzo do 2000). Texas Utilities lanza una OPA sobre el cien por cien de Hidrocantábrico, que coge por sorpresa a su Consejo. ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/sevilla/abc.sevilla/2000/03/14/069.html

González, J. (15 de Marzo do 2000). TXU aceleró la OPA sobre Hidrocantábrico para adelantarse a otras eléctricas. ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/madrid/abc/2000/03/15/060.html

La Condesa de Fenosa garantiza que nada va a serle arrebatado a Galicia (17 de Abril do 1982). La Voz de Galicia. Pax 44.

Los accionistas de Hidrocantábrico esperan mejoras en la OPA de TXU (22 de Marzo do 2000). ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/madrid/abc/2000/03/22/059.html

Lugilde, A. (30 de Maio do 2000). El Gobierno del PSOE alentó en el 91 la compra de Hidrocantábrico por Fenosa. *La Voz de Galicia.* Recuperado de: https://www.lavozdegalicia.es/noticia/economia/2000/05/30/gobierno-psoe-alento-91-compra-hidrocantabrico-fenosa/0003_52871.htm

Ojea, L. (03 de Abril do 2017). Pérez-Arriaga: "Si se hubiera puesto el foco en los CTCs, no habría sido necesaria la barbarie retroactiva". Entrevista por Laura Ojea, El Periódico de la Energía. Recuperado de: http://elperiodicodelaenergia.com/perez-arriaga-si-se-hubiera-puesto-el-foco-en-los-ctcs-no-hubiera-sido-necesario-hacer-una-barbaridad-reguladora-retroactiva/

Ojea, L. (29 de Maio de 2017). Nadal avisa a las eléctricas: "No se van a revisar las cargas fiscales de las centrales nucleares". El Periódico de la Energía. Recuperado de www.elperiodicodelaenergia.com.

Rodríguez, J. (5 de Xuño do 2009). "Tan bien vestimos a Fenosa que al final la casamos". El País. Recuperado de: https://elpais.com/diario/2009/06/05/galicia/1244197097_850215.html

Romero, E. (Agosto 2005). Entrevista a Eduardo Romero, Director Executivo de Soluziona Consultoría y Tecnología. *ECO, Revista del Eje Atlántico,* nº171, pax. 18 – 21.

Ruíz Montero, P. (24 de Marzo do 2000). Fenosa quiere una fusión con canje de acciones con Hidrocantábrico. ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/madrid/abc/2000/03/24/057.html

Ruíz Montero, P. & González Besada, J.L. (2 de Maio de 1991). Unión Fenosa e Hidrocantábrico aceleran las negociaciones para su integración. ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/madrid/abc/1991/05/02/052.html

Sánchez-Real, A., Mestre, C. & Gallego Málaga, M. (16 de Xullo do 1980). El sector eléctrico, entre la racionalización y la nacionalización. El País

Soluziona, la única compañía española que logra un contrato (22 de Marzo do 2004). *El País*. Recuperado de: https://elpais.com/diario/2004/03/22/internacional/1079910011_850215.html

TXU declara la "guerra" al Consejo de Hidrocantábrico (4 de Abril do 2000). ABC. Recuperado de: http://hemeroteca.abc.es/nav/Navigate.exe/hemeroteca/sevilla/abc.sevilla/2000/04/04/067.html

Urresti González, A. (22 de Febreiro do 2018). La interconexión nos hará libres. *El Periódico de la Energía*. Recuperado de: https://elperiodicodelaenergia.com/la-interconexion-nos-hara-libres/

Valverde, A. (06 de Maio do 1983). El acuerdo Gobierno-sector eléctrico incluye compromisos de rentabilidad y política tarifaria. En País. Recuperado de: https://elpais.com/diario/1983/05/06/economia/421020014_850215.html

Valverde, A. (13 de Febreiro do 1987). Fernando Maravall afirma que la compañía no está en quiebra. El País. Recuperado de: https://elpais.com/diario/1987/02/13/economia/540169203_850215.html

Anexos

Table 63: Dez maiores compañías eléctricas españolas por potencia instalada. 1981

	Potencia					Mix de Potencia			
	TOTAL	**Hidroeléctrica**	**Carbón**	**Fuel-oil**	**Nuclear**	**Hidroeléctrica**	**Carbón**	**Fuel-oil**	**Nuclear**
Iberduero	5.175,05	3.749,65	214,00	981,40	230,00	72,46%	4,14%	18,96%	4,44%
Hidrola	4.919,00	2.459,00	-	2.150,07	310,20	49,99%	0,00%	43,71%	6,31%
ENDESA	3.819,17	356,16	3.412,02	50,96	-	9,33%	89,34%	1,33%	0,00%
Sevillana	3.013,20	1.012,00	220,00	1.471,00	310,20	33,59%	7,30%	48,82%	10,29%
FECSA	2.552,00	610,00	175,00	1.652,00	115,00	23,90%	6,86%	64,73%	4,51%
Unión Eléctrica	**2.204,00**	**913,00**	**314,00**	**497,00**	**480,00**	**41,42%**	**14,25%**	**22,55%**	**21,78%**
FENOSA	**2.110,00**	**1.090,00**	**550,00**	**470,00**	**-**	**51,66%**	**26,07%**	**22,27%**	**0,00%**
ENHER	1.088,00	973,00	-	-	115,00	89,43%	0,00%	0,00%	10,57%
Hidrocantábrico	812,23	345,00	467,23	-	-	42,48%	57,52%	0,00%	0,00%
Viesgo	643,17	282,00	131,17	-	230,00	43,85%	20,39%	0,00%	35,76%
Mix España	**32.139,00**	**13.615,00**	**7.268,00**	**9.206,00**	**2.050,00**	**42,36%**	**22,61%**	**28,64%**	**6,38%**
Participación Unión Eléctrica	**6,86%**								
Participación FENOSA	**6,57%**								

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de UNESA (1981) e a Estadística de la industria de la Energía Eléctrica (1981).

Table 64: Dez maiores compañías eléctricas españolas por produción. 1981

	Produción					Mix de Produción			
	TOTAL	**Hidroeléctrica**	**Carbón**	**Fuel-oil**	**Nuclear**	**Hidroeléctrica**	**Carbón**	**Fuel-oil**	**Nuclear**
ENDESA	21.178,00	673,00	20.406,00	97,68	-	3,18%	96,35%	0,46%	0,00%
Iberduero	13.540,10	6.349,60	1.409,00	4.103,00	1.678,50	46,89%	10,41%	30,30%	12,40%
Hidrola	13.392,67	2.083,00	-	10.316,67	993,00	15,55%	0,00%	77,03%	7,41%
Sevillana	9.990,00	843,00	888,50	7.265,50	993,00	8,44%	8,89%	72,73%	9,94%
FECSA	8.105,49	1.517,00	1.139,00	4.745,00	704,49	18,72%	14,05%	58,54%	8,69%
Unión Eléctrica	**7.688,00**	**950,00**	**3.186,00**	**1.729,00**	**1.823,00**	**12,36%**	**41,44%**	**22,49%**	**23,71%**
FENOSA	**5.698,00**	**2.580,00**	**2.195,00**	**923,00**	**-**	**45,28%**	**38,52%**	**16,20%**	**0,00%**
Hidrocantábrico	3.910,17	571,50	3.338,67	-	-	14,62%	85,38%	0,00%	0,00%
Viesgo	3.113,67	659,50	775,67	-	1.678,50	21,18%	24,91%	0,00%	53,91%
ENHER	3.112,49	2.408,00	-	-	704,49	77,37%	0,00%	0,00%	22,63%
Mix España	**109.608,00**	**23.266,00**	**44210**	**32.564,00**	**9.568,00**	**21,23%**	**40,33%**	**29,71%**	**8,73%**
Participación Unión Eléctrica	**7,01%**								
Participación FENOSA	**5,20%**								

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de UNESA (1981) e a Estadística de la industria de la Energía Eléctrica (1981).

Table 65: Potencia instalada e produción das principais empresas eléctricas españolas, 1986

	Potencia instalada					Produción	
	Hidráulica	Térmica	Nuclear	TOTAL	%	Gwh	%
Hidroeléctrica Española	2.635,2	2.254,8	1.644,3	6.534,3	15,6%	14.158	11%
Iberduero	4.185,1	1.711,7	540,8	6.437,6	15,3%	16.015	12%
ENDESA	577,4	4.360,8	744	5.682,2	13,5%	31.915	24%
Unión Fenosa	**1.801,5**	**2.689,2**	**370,3**	**8.861**	**11,6%**	**15.751**	**12%**
Sevillana de Electricidad	1.014	2.584,1	670	4.268,1	10,2%	11.071	8,6%
FECSA	1.063,2	2.005,9	1.121,5	4.190,6	10%	9.961	7,7%
ENHER	1.181,5	499,1	115	1.795,6	4,3%	3.693	2%
Hidroeléctrica del Cantábrico	345,2	1.126,9	-	1.472,1	3,5%	5.023	3%
Electra de Viesgo	621,8	223,9	230	1.075,7	2,6%	3.516	2%
Hidroeléctrica de Cataluña	251,5	496,1	254,5	1.002,1	2,4%	2.772	2%
Compañía Eléctrica de Langreo	0,2	728,9	-	729,1	1,7%	2.557	2%
Unión Eléctrica de Canarias	0,8	714,4	-	715,2	1,7%	2.414	1,9%
Gas y Electricidad (GESA)	-	633,7	-	633,7	1,7%	2.082	1,6%
Outras	1.523,4	957,6	125	2.606	6,2%	8.222	6,3%
TOTAL	15.200,8	20,987,1	5.815	42.003	-	129.150	-

Fonte: Sudrià, C. (1990).

USC UNIVERSIDADE DE SANTIAGO DE COMPOSTELA

Table 66: Potencia instalada en réxime especial no Estado (MW). 1988 - 1997

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Minihidráulica	139	215	275	358	399	455	504	543	567	599
Hidráulica	319	347	365	397	397	401	438	456	491	502
Gas Natural	70	124	286	513	564	796	984	1169	1507	1709
RSU	13	19	20	28	58	64	75	75	105	105
Resíduos Agrícolas	-	-	-	-	22	22	22	35	36	36
Residuos Industriais	17	24	24	24	24	24	82	92	108	108
Biogás	-	-	-	1	2	2	4	4	4	5
Gas Siderúrxico	10	10	20	34	34	34	34	34	34	34
Gas Refinería	-	-	-	-	-	142	142	142	173	173
Carbón	47	47	47	47	47	69	69	69	69	69
Fuel	6	9	4	4	4	108	171	307	492	581
Eólica	2	3	2	3	33	34	39	89	181	287
Solar	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1
TOTAL	623	796	1042	1407	1582	2151	2565	3016	3768	4209

Fonte: Red Eléctrica de España (2005).

Table 67: Potencia instalada por Unión Fenosa. 1994

Centrais			Potencia
Térmicas	Cuncas Hidráulicas	Nucleares	
Meirama			550
Anllares			233
La Robla			620
Narcea			569
		José Cabrera	160
		Almaraz I	105
		Almaraz II	105
		Trillo	368
	Tajo+Júcar		436,6
	Alberche		118,4
	Tera		0
	Narcea		0
	Orbigo		67,2
	Miño		792,4
	Limia		96,8
	Tambre		70,3
	Ulla		76
	Pequenas Centrais		27
		Total	4394,7

Fonte: Elaboración propia a partir das Memorias de Unión Fenosa (1994).